

# **ОБВОДНЕННЯ ГАЗОВИХ І НАФТОВИХ СВЕРДЛОВИН**

У ТРЬОХ ТОМАХ

**В.С. Бойко, Р.В. Бойко,  
Л.М. Кеба, О.В. Семінський**

# **ОБВОДНЕННЯ ГАЗОВИХ І НАФТОВИХ СВЕРДЛОВИН**

*За загальною редакцією  
професора, д-ра техн. наук В.С. Бойка*

**Том другий**

**СТВОРЕННЯ ПОТОКОВІДХИЛЮВАЛЬНИХ  
БАР'ЄРІВ І ТЕХНОЛОГІЇ ІЗОЛЯЦІЇ**



“Міжнародна економічна фундація”

Київ – 2007



ББК 877.3(2)  
УДК 622.276. 1/7  
0-63

За редакцією професора, д-ра техн. наук В.С. Бойка

**Обводнення газових і нафтових свердловин. Том 2. Створення потоковідхилювальних бар'єрів і технології ізоляції.** За редакцією В.С. Бойка / В.С. Бойко, Р.В. Бойко, Л.М. Кеба, О.В. Семінський. – Київ: “Міжнародна економічна фундація”, 2007. – 772 с.

Висвітлено в широкому аспекті проблему обводнення свердловин, способи ізоляції та обмеження припливу пластової води (контурної, підошовної, верхньої, середньої, нижньої) в нафтові, газові і газоконденсатні свердловини, характеристики тампонажних матеріалів (на основі полімерів, смол, цементу, суспензій тощо) та їх вибір для конкретних умов здійснення ізоляції і регулювання припливу води із пористих і тріщинуватих колекторів діянням локально на привибійні зони і регіонально на міжсвердловинні зони пласта, наукові основи і способи створення потоковідхилювальних (погокоскерувальних) бар'єрів у глибині пласта, технології ремонтно-ізоляційних і ремонтно-відновлювальних робіт із використанням різних тампонажних матеріалів, особливості експлуатації обводнених нафтових і газових свердловин, а також оцінку технологічної та економічної ефективності робіт і еколого-природоохоронні заходи та техніку безпеки.

У другому томі розглянуто наукові основи управління міжсвердловинними потоками флюїдів та способи створення міжсвердловинних потоковідхилювальних бар'єрів, а також технології ремонтно-ізоляційних робіт із використанням твердіючих неорганічних тампонажних розчинів та в'язучих матеріалів на основі органічних речовин, гелеутворювальних сумішей, пін, емульсій, суспензій і технології створення міжсвердловинних потоковідхилювальних бар'єрів та інш.

Для інженерно-технічних і наукових працівників нафтової і газової промисловості, а також студентів та аспірантів вищих навчальних закладів нафтогазового профілю.

Ш.186 Табл.113.

*Рецензенти:* д-р техн. наук, проф. Коцкулич Я.С.  
д-р техн. наук Тарко Я.Б.

*Рекомендовано до друку Вченою Радою Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу  
(протокол №10/434 від 11 жовтня 2005 р.).*

Б  $\frac{96506-11}{2007}$  без оголошення

ISBN 978-966-96506-2-3  
ISBN 978-966-96506-3-1

© Бойко В.С., Бойко Р.В.,  
Кеба Л.М., Семінський О.В., 2007

## **ГЛАВА 5. НАУКОВІ ОСНОВИ УПРАВЛІННЯ МІЖСВЕРДЛОВИННИМИ ПОТОКАМИ ФЛЮЇДІВ І СПОСОБИ СТВОРЕННЯ МІЖСВЕРДЛОВИННИХ ПОТОВОЇДХИЛЮВАЛЬНИХ БАР'ЄРІВ**

---

Ранні і неконтрольовані проривання води із водоносною зоною (чи із зони нагнітання води) в нафтові і газові поклади, що зумовлено зокрема наявністю тріщин у гірських породах продуктивного пласта, особливо у випадку широкого діапазону зміни їх поперечного розкриття (ширини), призводять до істотного зменшення охоплення нафтового і газового пласта розробкою і передчасного обводнення видобувних свердловин. Це знижує гідрогазодинамічну (технологічну) ефективність процесів витіснення нафти (газу) водою і техніко-економічну ефективність розробки нафтового (газового) покладу внаслідок марної циркуляції витіснювальної води (чи іншої витіснювальної рідини) по промитих каналах пласта і в промислових спорудах та залишення в продуктивному пласті невикористаних об'ємів нафтового (газового) колектора. Тут викладено необхідні умови і шляхи реалізації сформульованого вище (див. § 1.4, том 1) нового напрямку підвищення нафтогазовилучення із покладу вирівнюванням (зменшенням) проникнісної неоднорідності тріщинувато-пористого пласта, наукові основи і нові способи, які націлені на ресурсо- та енергозбереження (точніше ошадження) в нафтогазовидобуванні і дають змогу керувати потоками витіснюваних (пластових) флюїдів і витіснювальних рідин (води, водних розчинів полімерів, луку тощо) та зменшувати передчасну обводненість видобуваної вуглеводневої продукції.

### **5.1 Теоретичні основи процесу тампонування тріщин**

---

Вибіркове, кероване тампонування високопрвідних тріщин у продуктивному газовому чи нафтовому пласті запомповуванням дисперсних систем (суспензій) передбачає створення потоковідхилювальних (чи навіть потоковирівнювальних) бар'єрів (перешкод) у тріщинах із апіорі заданим розкриттям їх. Можливість створення бар'єрів у міжсвердловинних (віддалених від свердловин) зонах пласта визначається умовами перенесення частинок дисперсної системи (тампонажного матеріалу) в тріщинах і механізмом утворення зернистого малопроникного чи непроникного (див. § 1.4 там же) шару, співвідношенням поперечних розмірів тріщин і дисперсних частинок.

### 5.1.1 Гідравлічна модель руху дисперсної системи й утворення шару твердих частинок у вертикальній тріщині

Під час руху вільнозв'язної дисперсної системи – суспензії – кожному її компоненту притаманні свої швидкість і траєкторія руху [88, 112]. Вектор швидкості  $\vec{v}$  руху частинки (гранули) дисперсної системи можна розкласти на дві складові, рівні горизонтальній швидкості руху запомповуваного носія (дисперсійного середовища)  $\vec{u}$  і вертикальній швидкості додатної (чи від'ємної) седиментації  $\vec{w}$ . Швидкість  $\vec{u}$  під час запомповування тампонажного (ізоляційного) матеріалу в тріщину тріщинуватопористого пласта з постійною витратою може змінюватися внаслідок відтікання частини рідини в пористі блоки гірської породи через стінки тріщини, зменшення розкриття (ширини) тріщини, руху частини рідини через утворений проникний шар осілих у ньому гранул. Швидкість седиментації  $\vec{w}$  залежить від ряду чинників (діаметра частинок, коефіцієнта в'язкості рідини, різниці густин матеріалу частинок і рідини, їх взаємодії тощо) і у першому наближенні описується відомою формулою Стокса; її рекомендуємо на підставі виконаних нами досліджень [3] розрахувати для практичних цілей за формулою у роботі [231] або визначати експериментально (див. нижче § 6.13.1).

У залежності від просторового напрямку і співвідношення значин цих складових вектора швидкості  $\vec{v}$  за малих його значин можливі траєкторії гранул, які надходять у вертикальну тріщину достатньо великого розкриття (порівняно із діаметром частинок) на різній висоті, показано на рис. 5.1. Можна записати:

$$v = \frac{u}{\cos \alpha_{\text{шв}}} = \frac{u}{\cos \left( \arctg \left| \frac{\vec{w}}{\vec{u}} \right| \right)}, \quad (5.1)$$

де  $\alpha_{\text{шв}}$  – кут між векторами швидкостей  $\vec{u}$  і  $\vec{v}$ .

Звідси маємо, що перенесення гранул у тріщині на більшу відстань можна забезпечити збільшенням витрати носія (швидкості  $u$ ) і зменшенням швидкості седиментації  $w$  (*гідродинамічний критерій перенесення гранул*). У разі постійної початкової висоти тріщини  $\eta_0$  тільки у випадку нульової плавучості (різниця густин гранул і рідини  $\Delta\rho = \rho_r - \rho_p = 0$ ), коли швидкість седиментації  $w = 0$ , тоді відповідно до гідродинамічного критерію глибина (відстань)  $L$  перенесення гранул може бути необмеженою (див. рис. 5.1, в). Щоб забезпечити „необмежену” глибину перенесення гранул у тріщині, треба або до апіорі заданих гранул (точніше, до густини їх матеріалу) підібрати відповідну густину носія, або навпаки, а тоді будемо мати  $\Delta\rho = 0$ .

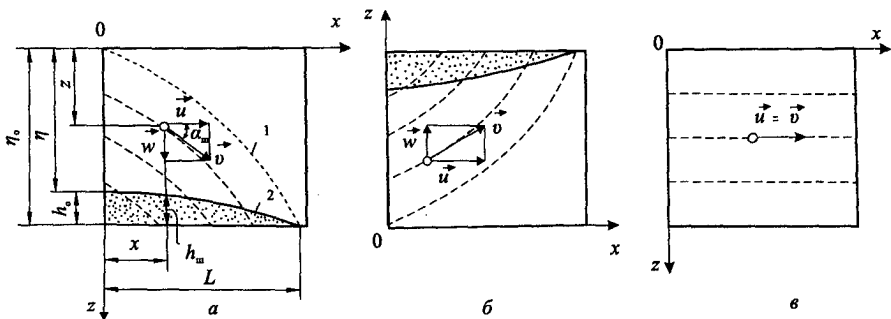


Рис. 5.1 – Схеми переміщення гранул у вертикальній тріщині й утворення зернистого шару за різних співвідношень густин гранул  $\rho_r$  і рідини  $\rho_p$ : а –  $\rho_r > \rho_p$ ; б –  $\rho_r < \rho_p$ ; в –  $\rho_r = \rho_p$ ; 1 – траєкторія руху частинок; 2 – зернистий шар

При ненульовій плавучості гранул ( $|\Delta\rho| > 0$ ,  $|w| > 0$ ) утворення шару відбувається (див. рис. 5.1, а, б) або біля покрівлі (частинки спливають), або біля підшови (дна) тріщини (частинки осідають) внаслідок прилипання гранул до стінок тріщини (адгезія) і прилипання однієї гранули до іншої (когезія) як результат тертя [57, 112]. Відмітимо тільки, що в тріщині одночасно існують два гідромеханічні процеси – накопичення і розмивання шару (кольматації і декольматації тріщини). Якщо швидкість потоку  $u$  набуває значини деякої швидкості потоку, яка називається *критичною швидкістю*  $u_{кр}$ , темп накопичення стає рівним темпу розмивання – зростання товщини (висоти) шару припиняється. Якщо рух суспензії відбувається по двох чи декількох паралельних каналах (тріщинах), то в одному із каналів може настати закупорювання, що призведе до нестійкості процесу. Зміна швидкості потоку супроводжується підсиленням розмивання чи відкладання (накопичення) шару, тобто процес автоматично саморегулюється. Висота утвореного шару визначається значиною критичної швидкості, яка трудно піддається в даний час аналітичному розрахунку (див. § 5.1.2). Якщо розкриття тріщини є недостатнім (див. нижче) для переміщення частинок дисперсної системи, то частинки затискаються в цьому звуженні тріщини (*геометричний критерій надходження частинок у тріщини і перенесення їх у них*).

Опираючись на рис. 5.1, наближену гідравлічну оцінку висоти  $h_{ш}$  і довжини  $L$  шару в тріщині можна виконати так. За час  $dt$  частинка проходить відстані уздовж осей  $x$  і  $z$  відповідно:

$$dx = udt, \quad dz = wdt. \quad (5.2)$$

Приймаючи  $u = q/(\eta\delta)$ ,  $\eta = \eta_0 - h_{ш}$ ,  $w = w_0 = \text{const}$ ,  $q = q_0 = \text{const}$ , звідси після інтегрування при  $d\eta = -dh_{ш}$  одержуємо рівняння зміни висоти шару вздовж його довжини:

$$h_{\text{ш}} = \eta_0 - (\eta_0 - h_0) \exp\left(\frac{w_0 \delta x}{q_0}\right), \quad (5.3)$$

де  $q_0$  – об'ємна витрата дисперсної системи через тріщину;  $\delta$ ,  $\eta$  – розкриття (ширина) і висота прохідного перерізу тріщини;  $h_0$  – висота шару на вході в тріщину.

При  $x = L$ , де  $L$  – довжина шару, висота  $h_{\text{ш}} = 0$ , тоді

$$L = \frac{q_0}{w_0 \delta} \ln\left(\frac{\eta_0}{\eta_0 - h_0}\right). \quad (5.4)$$

Намивання шару супроводжується зміною кількості частинок у потоці. Тоді рівняння матеріального балансу для об'єму частинок запишемо так:

$$q_0 \varphi dt = (1 - m_{\text{ш}}) h_{\text{ш}} \delta dx, \quad (5.5)$$

розв'язуючи яке, з урахуванням (5.3) і (5.4) одержуємо рівняння взаємозв'язку тривалості  $t$  запопповування дисперсної системи в тріщину і довжини шару  $L$ :

$$t = \frac{(1 - m_{\text{ш}}) \eta_0}{w_0 \varphi} \left( \frac{w_0 \delta L}{q_0} + e^{-\frac{w_0 \delta L}{q_0}} - 1 \right) \quad (5.6)$$

або висоти шару  $h_0$  на вході в тріщину

$$t = \frac{(1 - m_{\text{ш}}) \eta_0}{w_0 \varphi} \left[ -\frac{h_0}{\eta_0} - \ln\left(1 - \frac{h_0}{\eta_0}\right) \right], \quad (5.7)$$

де  $t$  – тривалість часу запопповування дисперсної системи в тріщину з паралельними вертикальними стінками ( $\delta = \text{const}$ );  $m_{\text{ш}}$  – коефіцієнт пористості утвореного шару осілих частинок;  $\varphi$  – об'ємна концентрація частинок у дисперсній системі ( $\varphi = \text{const}$ ).

У ході намивання шару швидкість потоку змінюється з відстанню  $x$  (змінюється висота  $\eta$  прохідного перерізу тріщини), а біля входу в тріщину ( $x = 0$ ) сягає критичної значини  $u_{\text{кр}} = q_0 / \delta(\eta_0 - h_{\text{кр}})$ , якій відповідають критичні висота  $h_{\text{кр}}$ , довжина  $L_{\text{кр}}$  і тривалість часу  $t_{\text{кр}}$  намивання шару. Такий шар назовемо *критичним*. При подальшому запопповуванні дисперсної системи буде продовжуватися збільшення довжини шару. Від входу в тріщину до відстані  $L_1$  на певний момент часу висота шару буде постійною і дорівнюватиме  $h_{\text{кр}}$ , а далі вона буде зменшуватися згідно з (5.3) при  $h_0 = h_{\text{кр}}$  і відрахуванні  $x$  від точки з поточною координатою  $L_1$ . Тоді

$$L_1 = \frac{q_0 \varphi t_1}{(1 - m_{\text{ш}}) \delta h_{\text{кр}}}, \quad (5.8)$$

де  $t_1 = t - t_{кр}$  – тривалість часу намівання шару довжиною  $L_1$ , коли його висота дорівнює  $h_{кр}$ . Відмітимо, що за великих швидкостей потоку, коли  $q_0/\delta\eta_0 > u_{кр}$ , утворення (намівання) шару не відбувається, усі частинки переносяться потоком.

За одержаними рівняннями виконано розрахунки, при цьому введені безрозмірні величини:  $\bar{h}_{ш} = h_{ш}/\eta_0$ ;  $\bar{h}_0 = h_0/\eta_0$ ;  $\bar{x} = x/\eta_0$ ;  $\bar{L}_{кр} = L_{кр}/\eta_0$ ;  $\bar{t} = w_0\varphi t / [(1 - m_{ш})\eta_0]$ ;  $a = q_0/(w_0\delta\eta_0) = u_0/w_0$  ( $u_0 = q_0/(\delta\eta_0)$ );  $b = u_0/u_{кр}$ ;  $c = a/b = u_{кр}/w_0$ .

Тоді рівняння (5.3), (5.4) (при  $L = L_{кр}$ ,  $h = h_{кр}$ ) і (5.7) перетворили до виглядів:

$$\bar{h}_{ш} = 1 - (1 - \bar{h}_0) e^{\frac{\bar{x}}{a}}; \quad (5.9)$$

$$\bar{L}_{кр} = a \ln b^{-1} = a \ln \frac{c}{a}; \quad (5.10)$$

$$\bar{t} = -\ln(1 - \bar{h}_0) - \bar{h}_0. \quad (5.11)$$

Для розрахунків взято  $w_0 = 0,075$  м/с,  $u_{кр} = 0,51$  м/с (за даними результатів наших дослідів стосовно до частинок пом'якшувача у воді), а тоді  $c = 6,8$ .

Аналіз показує, що максимальна значина  $\bar{L}_{кр \max} = 0,368$  с. Якщо  $h_{ш} = 0,5$  м, то  $L_{кр \max} = 1,25$  м при  $c = 6,8$ . Значині  $\bar{L}_{кр \max}$  відповідає величина  $a = 0,368c = 2,50$ . Зміну профілю шару в часі як результат спільного розв'язування (5.9) і (5.11) при  $a = 2,5$  і профіль критичного шару за (5.9), коли  $\bar{h}_0 = \bar{h}_{кр}$  і  $\bar{h}_{кр} = 1 - b$ , при  $a = bc$ ,  $c = 6,8$  подано на рис. 5.2. Значині  $\bar{L}_{кр \max}$  відповідає також  $b = 0,368$ ,  $\bar{h}_{кр} = 0,632$  і  $\bar{t}_{кр} = 0,368$ . При  $m_{ш} = 0,3$ ;  $\varphi = 0,02$ ;  $\eta_0 = 0,5$  м знаходимо  $h_{кр} = 0,32$  м,  $t_{кр} = 85,9$  с. Відмітимо, що для взятих даних стосовно до пом'якшувача тріщина заповнюється зернистим шаром усього на третину по висоті.

Отже, утворення зернистого шару у вертикальній тріщині визначається швидкістю потоку  $u_0$ , седиментаційним потоком  $w_0\varphi$  і висотою тріщини  $h_0$ . Тривалістю часу утворення критичного шару, який характеризується невеликими розмірами, можна знехтувати порівняно із загальною тривалістю часу реального запомповування дисперсної системи в пласт.

Для переходу до радіальної течії пропонуємо модель розгалужених вертикальних тріщин (рис. 5.3), коли при деякому збільшенні радіуса одна тріщина розділяється (розгалужується) на дві чи більше тріщин, однак їх густота в пласті залишається сталою (по площі або об'єму). Така модель дає змогу дискретну зміну витрати потоку в усіх тріщинах вздовж радіуса замінити неперервною.

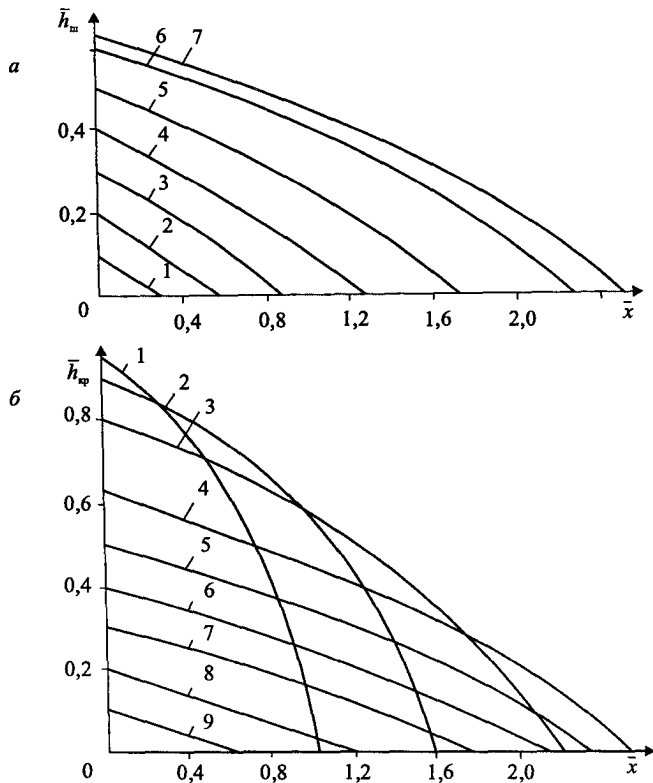


Рис. 5.2 – Профіль зернистого шару в часі (а) при  $a = 2,5$  і профіль критичного шару (б) при  $a = bc$  і  $c = 6,8$ . На рис. а  $\bar{t}$  дорівнює ( $\cdot 10^{-3}$ ): 1 – 5,4; 2 – 23,1; 3 – 56,7; 4 – 110,8; 5 – 193,2; 6 – 313,3; 7 – 367,7; на рис. б  $b$  дорівнює: 1 – 0,05; 2 – 0,1; 3 – 0,2; 4 – 0,368; 5 – 0,5; 6 – 0,6; 7 – 0,7; 8 – 0,8; 9 – 0,9

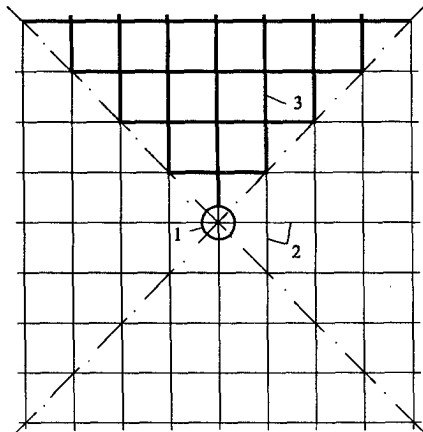


Рис. 5.3 – Схема моделі вертикальних тріщин, що розгалужуються (в плані), стосовно до радіальної течії: 1 – контур свердловини; 2 – сітка перпендикулярних тріщин; 3 – умовна гілка розгалуження тріщини

Звідси загальна об'ємна витрата  $Q_0$  дисперсної системи, котру заповнують через свердловину в тріщинуватий пласт із товщиною, яка дорівнює висоті тріщини  $\eta_0$ , визначає значину дійсної середньої швидкості потоку в тріщині на відстані  $r$  від входу в пласт  $u_0 = Q_0 / (2\pi r \eta_0 m_1)$ , де  $m_1$  – коефіцієнт тріщинної пористості пласта. Оскільки  $\bar{h}_{кр} = 1 - b = 1 - u_0 / u_{кр}$ , то можна записати:

$$\bar{h}_{кр} = 1 - \frac{Q_0}{2\pi m_1 \eta_0 u_{кр}} \frac{1}{r} = 1 - \frac{\bar{Q}_0}{\bar{r}}, \quad (5.12)$$

де  $\bar{Q}_0 = Q_0 / (2\pi m_1 \eta_0 u_{кр} r_0)$ ;  $\bar{r} = r / r_0$ ;  $r_0$  – задана відстань від осі свердловини (зокрема радіус свердловини  $r_c$  за долотом).

Згідно з (5.12) на рис. 5.4 показано профіль критичного шару при радіальній течії дисперсної системи, причому  $1 > \bar{h}_{кр} \geq 0$  (із фізичних міркувань). Із рисунка маємо, що при постійній об'ємній витраті  $Q_0$  потоку на певній відстані відбувається забивання (замулювання) тріщин частинками дисперсної системи ( $\bar{h}_{кр} \approx 1$ ), причому чим більшою є витрата  $\bar{Q}_0$ , тим більшою є ця відстань (у глибину пласта), а утворення шару ( $\bar{h}_{кр} = 0$ ) розпочинається тільки з певної відстані (від свердловини) залежно від витрати, тобто зміною витрати дисперсної системи за постійних значин інших параметрів можна регулювати розміщення зони намівання зернистого шару в глибині пласта.

Таким чином, якісна оцінка дала змогу встановити, що кольматація вертикальних тріщин твердими частинками дисперсної системи є можливою внаслідок седиментаційного осідання (спливання), затискання (защемлення) гранул (частинок) у звуженнях тріщин, а також у результаті замулювання через зменшення швидкості радіального потоку в розгалужених тріщинах.

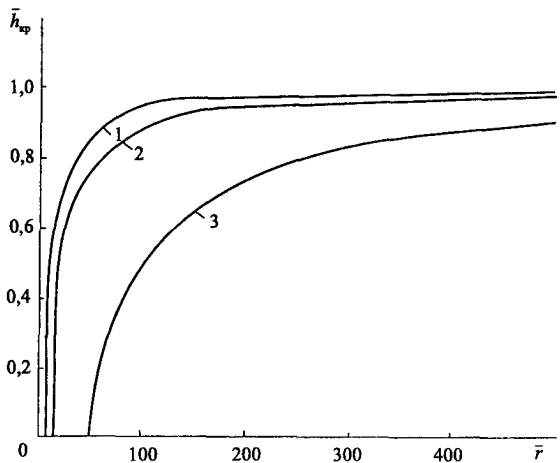


Рис. 5.4 – Профіль критичного шару при радіальній течії (від свердловини) дисперсної системи за різних значин  $\bar{Q}_0$ : 1 – 5; 2 – 10; 3 – 50



У випадку нульової плавучості (різниця густин матеріалу дисперсних частинок і дисперсійного середовища рівна нулю) відстань перенесення дисперсних частинок може бути необмеженою. За ненульової плавучості утворення шару відбувається біля покрівлі або біля підшови тріщин внаслідок прилипання частинок до стінок тріщини (адгезія) і прилипання однієї частинки до іншої (когезія) як результат тертя. У тріщині одночасно існують два процеси – накопичення і розмивання шару (кольматація і декольматація). У разі досягнення швидкістю потоку величини певної швидкості, названої критичною, темп накопичення стає рівним темпу розмивання – зростання висоти шару припиняється. Оскільки з віддаленням від свердловини швидкість радіального потоку зменшується (обернено пропорціонально відстані), то на певній відстані від свердловини настає набивання (замулювання) тріщин частинками дисперсної системи.

Так як кольматація вертикальних тріщин твердими частинками дисперсної системи можлива внаслідок седиментаційного осідання (спливання), заземлення їх у звуженнях тріщин, а також внаслідок замулювання (намивання) через зменшення швидкості радіального потоку внаслідок розгалуження тріщин, як це пояснює модель розгалужених вертикальних тріщин, то для створення бар'єрів у міжсвердловинних зонах (у глибині пласта) необхідно забезпечити виконання гідродинамічного критерію перенесення гранул (нульової плавучості або плавучості, близької до нуля), за умови, що розміри частинок є меншими поперечних розмірів тріщини (геометричний критерій надходження частинок у тріщини).

Попередня оцінка дала змогу створити повнішу математичну модель руху дисперсної системи й утворення шару осілих твердих частинок у тріщинах пласта.

### ***5.1.2 Математична модель руху гранул дисперсної системи в тріщинах***

Ряд технологічних процесів у нафто- і газовидобуванні, наприклад гідравлічний розрив пласта, разом із розглядуваними в даній роботі технологіями створення міжсвердловинних, потоковідхилювальних бар'єрів, включають операцію заповнення тріщин гранульованим матеріалом (пропантом, піском, гранульованим магнієм і т. д.) з допомогою рідини-носія. Вивченню руху суспензії піску в тріщині стосовно до гідравлічного розриву пласта і частинок сульфиду заліза при заводненні нафтових родовищ присвячено експериментальні і теоретичні роботи [213, 237, 561, 625, 654]. Нашу задачу щодо створення моделі кінетики кольматації тріщин полегшили досягнення в області кольматації пористого середовища [385, 417], зокрема теоретичні основи процесу кольматації пористого

середовища (піску) малоконцентрованою тонкодисперсною суспензією, розроблено в роботі [385]. Він постулював, що кількість речовини, яка затримується шаром піску, визначається одночасними процесами прилипання і винесення частинок із шару. Механізм кольматації за результатами виконаних досліджень уявляється як складний процес механічного закупорювання пор із наступною або одночасною фізико-хімічною взаємодією кольматувальних частинок зі скелетом пористого середовища і між собою з утворенням коагуляційних зв'язків. Однак у вертикальній тріщині головну роль виконує процес седиментації. Нами створено математичну модель транспортування гранул і утворення зернистого шару в окремій вертикальній тріщині, яка легко трансформується на тріщинний чи тріщинувато-пористий пласт (див. модель розгалужених вертикальних тріщин у § 5.1.1) [83, 88].

*Математична модель руху дисперсної системи й утворення шару твердих частинок (дисперсної фази) в тріщинах тріщинного пласта як основні включає диференціальні рівняння матеріального балансу (для дисперсної фази і дисперсійного середовища), кінетики кольматації тріщин дисперсною фазою і руху дисперсної системи в тріщині.*

#### Рівняння матеріального балансу

Оскільки продуктивним пластам притаманна вертикальна (або близька до неї) орієнтація тріщин, то розглядаємо рух нестисливої дисперсної системи (суспензії гранул у рідині) у вертикальній тріщині вздовж осі  $x$  з поперечним прохідним перерізом  $\omega = \eta\delta$ , де  $\eta$  – висота прохідного прямокутного перерізу тріщини;  $\delta$  – розкриття (ширина) тріщини. Розміри твердих частинок припускаємо достатньо малими порівняно з розкриттям (шириною)  $\delta$  тріщини, тобто припускаємо можливість вільного руху частинок у тріщині (геометричний критерій надходження і переміщення частинок) і не враховуємо ефектів пристінного ковзання (щодо врахування див. нижче). Уздовж тріщини утворюється дисперсний (зернистий) або кольматувальний шар, у результаті чого зменшується висота  $\eta$  і змінюється в часі  $t$  співвідношення між об'ємною витратою суспензії і створюваним перепадом тиску. Розкриття тріщини є функцією тиску  $p$ , котрий змінюється (зменшується) вздовж осі  $x$ , тобто  $\delta = \delta[p(x)] = \delta(x)$ .

Для характеристики кількостей фаз в одиниці об'єму тріщини вводимо такі об'ємні насиченості:  $\alpha$  – рухомими гранулами;  $\xi$  – рухомою рідиною;  $\beta$  – гранулами, які вже осіли (чи сплили);  $\tau$  – рідиною, яка пов'язана з шаром гранул, що вже осіли;  $\zeta$  – зернистим шаром (об'ємна частка шару в тріщині);  $\chi$  – рідинною фазою. Аналогічно через  $m_{\text{ш}}$  позначаємо коефіцієнт пористості утвореного шару. Тоді маємо співвідношення (рис. 5.5, а):

$$\begin{cases} \alpha + \beta = 1 - \chi; \\ \alpha + \xi = 1 - \zeta; \\ \beta = (1 - m_w) \zeta. \end{cases} \quad (5.13)$$

Об'ємну концентрацію гранул у суспензії подаємо так:

$$\varphi = \frac{\alpha}{\alpha + \xi} = \frac{\alpha}{1 - \zeta} \quad (5.14)$$

або у відповідності з дослідями Хугентоблера і Ю.М. Шехтмана [417], а також на основі описаних нижче у даній роботі наших дослідів стосовно до пом'якшувача у воді

$$\varphi = \frac{q_r}{q_r + q_p} = \frac{q_r}{q}, \quad (5.15)$$

де  $q$ ,  $q_r$ ,  $q_p$  – об'ємні витрати в тріщині відповідно суспензії, гранул і рідини, причому  $q = q_r + q_p$ .

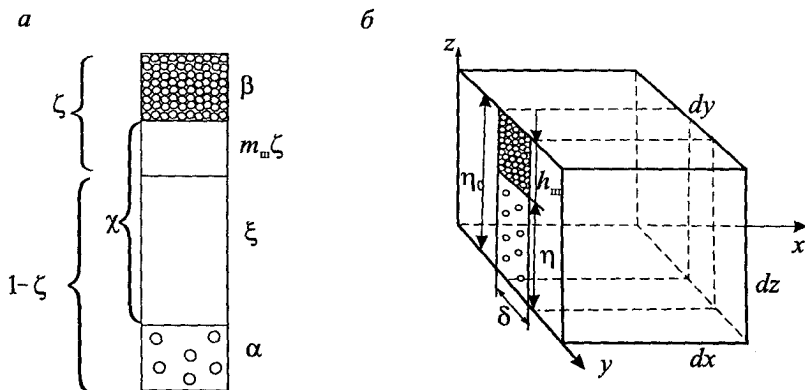


Рис. 5.5 – Схеми до виведення рівнянь балансу об'ємів компонентів дисперсної системи

Розглядаючи зміну об'ємів рідини і гранул в елементарному паралелепеді з ребрами  $dx$ ,  $dy$ ,  $dz$ , який містить тріщину (див. рис. 5.5, б), причому  $dy \geq \delta$ ,  $dz \geq \eta_0$  ( $\eta_0$  – початкова висота тріщини), легко записати рівняння матеріального балансу об'ємів рідини і аналогічно – гранул:

$$\frac{\partial q_p}{\partial x} = -\eta_0 \delta \frac{\partial \chi}{\partial t}; \quad (5.16)$$

$$\frac{\partial q_r}{\partial x} = -\eta_0 \delta \frac{\partial}{\partial t} (\alpha + \beta) = \eta_0 \delta \frac{\partial (1 - \chi)}{\partial t}. \quad (5.17)$$

Додаючи (5.16) і (5.17), одержуємо:

$$\frac{\partial}{\partial x} (q_p + q_r) = \frac{\partial q}{\partial x} = 0, \quad (5.18)$$

тобто об'ємна витрата  $q$  суспензії не залежить від координати  $x$  і може бути або постійною, або функцією часу  $t$  внаслідок того, що об'єм гранул, які відклалися (осіли) в шарі, дорівнює об'єму витиснутої рідини в той же момент часу.

Оскільки  $q_r = \varphi q$ , то з урахуванням (5.18), диференціюючи, маємо:

$$\frac{\partial q_r}{\partial x} = q \frac{\partial \varphi}{\partial x}. \quad (5.19)$$

Тоді рівняння матеріального балансу об'єму гранул або балансу дисперсної фази (5.17) з урахуванням (5.13), (5.14) і (5.19) записуємо:

$$-\frac{q}{\eta_0 \delta} \frac{\partial \varphi}{\partial x} = \frac{\partial}{\partial t} [\varphi + (1 - m_{ш} - \varphi) \zeta] \quad (5.20)$$

або

$$-\frac{q}{\eta_0 \delta} \frac{\partial \varphi}{\partial x} = (1 - \zeta) \frac{\partial \varphi}{\partial t} + (1 - m_{ш} - \varphi) \frac{\partial \zeta}{\partial t}. \quad (5.21)$$

Якщо припустити, що  $\alpha \equiv \varphi$  (при  $1 \gg \zeta$ ) і  $\beta = \zeta$  (при  $m_{ш} \equiv 0$ ), то приходимо до відомого рівняння сорбції газу, отриманого в роботі [598].

### Математична модель кінетики кольматації тріщин

Аналізуючи результати відомих досліджень кольматації пористого середовища, наприклад [417], і викладеної вище гідравлічної оцінки, процес утворення (накопичення) зернистого шару в тріщині розглядаємо як сумарний результат двох явищ – кольматації і декольматації. Під *кольматацією* розуміємо концентрування гранул у зернистому шарі (намивання шару) в результаті самовільного їх переходу (спливання, осідання) з об'єму дисперсної системи, а під *декольматацією* – зворотний процес (розмивання шару потоком).

Апріорі припускаємо, що інтенсивність намивання товщини шару є пропорційною питомій витраті  $w_0 \varphi$  гранул, яка припадає на одиницю площі поперечного перерізу потоку у вертикальному напрямі (швидкості седиментаційного потоку), і об'ємному недонасиченню тріщини зернистим шаром  $(1 - \zeta)$ , а інтенсивність розмивання шару – початковій швидкості потоку  $u_0$  ( $u_0 = q/(\eta_0 \delta)$ ) і насиченості тріщини шаром  $\zeta$ . Підсумовуючи алгебраїчно ці інтенсивності завдяки дії двох протилежних процесів, одержуємо диференціальне рівняння кінетики утворення зернистого шару в тріщині (кольматації тріщини):

$$\frac{\partial \zeta}{\partial t} = \frac{a_1 w_0 \varphi}{\eta_0} (1 - \zeta) - \frac{a_2 u_0}{\eta_0} \zeta, \quad (5.22)$$

де  $\frac{\partial \zeta}{\partial t} = \eta_0 \frac{\partial h_{ш}}{\partial t}$ ;  $h_{ш}$  – товщина зернистого шару;  $a_1, a_2$  – постійні дослідні коефіцієнти.

Відмітимо справедливість закону діючих мас у даному випадку, коли кольматація є пропорційною насиченості рухомими гранулами ( $\alpha$ ), а декольматація – насиченості зернистим шаром ( $\zeta$ ), оскільки  $\varphi(1 - \zeta) = \alpha$  і  $\zeta = \beta / (1 - m_{ш})$ .

Рівняння (5.22) у такому записі є також і найбільш загальним кінетичним рівнянням кольматації пористого середовища, а, як виявилось, воно може бути одержано, якщо цей процес вважати випадковим і описувати рівняннями стохастичних процесів [654]. Нами стосовно до кольматації тріщини воно надалі обґрунтовано експериментально (див. § 5.2.2), в ньому розкрито структуру коефіцієнтів (множників), які можуть бути названі *коефіцієнтами кольматації* ( $a_1 w_0 / \eta$ ) і *декольматації* ( $a_2 u_0 / \eta_0$ ), тобто обґрунтовано отриману математичну *модель кінетики процесу кольматації* (заповнення твердою фазою) вертикальної тріщини у вигляді (5.22) вільнодисперсними системами, які переміщуються, коли одночасно протікають процеси намивання і розмивання кольматувального шару, добре підтверджено експериментами.

Рівняння (5.22) показує, що кольматація практично відбувається протягом певного проміжку часу, після якого настає рівновага за заданої концентрації  $\varphi$  гранул у суспензії, тобто описує процес кольматації в нерівноважних умовах.

Дане рівняння кінетики кольматації тріщини легко зводиться до безрозмірного вигляду:

$$\frac{\partial \pi_1}{\partial \pi_3} = a_1 (1 - \pi_1) - a_2 \pi_1 \pi_2 \quad (5.23)$$

або

$$\frac{1}{a_1} \frac{\partial \pi_1}{\partial \pi_3} = 1 - (1 + a_3 \pi_2) \pi_1, \quad (5.24)$$

де

$$\pi_1 = \zeta = \frac{h}{\eta_0}; \quad \pi_2 = \frac{u_0}{w_0 \varphi}; \quad \pi_3 = \frac{w_0 \varphi t}{\eta_0}; \quad a_3 = \frac{a_2}{a_1}. \quad (5.25)$$

Величини  $\pi_1$  і  $\pi_2$  є симплексами відповідно геометричної і фізичної подібностей, а  $\pi_3$  – критерієм гомохронності. Введення емпіричних

коефіцієнтів у модель викликано феноменологічним підходом, що є звичайним у гідродинаміці в'язких рідин і суспензій [365, 395]. Такі ж критерії подібності нами пізніше були одержані із застосуванням теорії розмірностей згідно з  $\pi$ -теоремою [78]. При цьому після розкриття структури швидкості седиментації  $w_0$  у симплексі  $\pi_2$  одержується (див. нижче § 5.2.2) критерій, аналогічний використаному в роботі [236], і залежність процесу намівання шару від гідравлічної потужності потоку [238] (добуток витрати і динамічного коефіцієнта в'язкості дисперсійного середовища).

Згідно з початковою умовою  $\pi_1 = 0$  при  $\pi_3 = 0$  (або  $\zeta = 0$  при  $t = 0$ ) розв'язок лінійного рівняння (5.24) для елемента тріщини (зміна концентрації  $\phi$  відбувається вздовж тріщини) набуває вигляду:

$$\pi_1 = (1 + a_3 \pi_2)^{-1} \left\{ 1 - \exp \left[ -a_1 \pi_3 (1 + a_3 \pi_2) \right] \right\}. \quad (5.26)$$

Стосовно до моделювання процесу в елементі тріщини, коли  $q = \text{const}$ ,  $\delta = \text{const}$ ,  $\phi = \text{const}$ ,  $w_0 = \text{const}$ , маємо  $\pi_2 = \text{const}$ . Тоді за нашими експериментальними даними (див. § 5.2.2) залежності  $\pi_1$  ( $\pi_3$ ) при  $\pi_2 = \text{const}$  стосовно до суспензії пом'якшувача у воді згідно з (5.64) знайдено  $a_1 = 1,84$ ,  $a_3 = 3,9 \cdot 10^{-4}$ ,  $a_2 = 7,2 \cdot 10^{-4}$ .

Модель (5.26) ми доповнили на основі експериментальних досліджень із заповнення (закріплення) вертикальних тріщин піском, котрий характеризується додатньою седиментацією у воді (осідання), які стосовно до гідророзриву продуктивного пласта виконано в роботах [236, 237, 238], а залежність процесу намівання шару подано від гідравлічної потужності потоку [238] (добуток витрати і динамічного коефіцієнта в'язкості дисперсійного середовища). Дослідами встановлено, що в практично можливих умовах здійснення гідророзриву тривалість росту нерухомого шару до критичної величини (припинення росту), „... обчислюється хвилинами і десятками хвилин; тому в більшості випадків за час проведення фактичної операції гідророзриву цілком досягаються критичні умови” [237] (переклад наш). Результати цих дослідів представлено для критичних (тобто рівноважних) умов у безрозмірних величинах (у наших позначеннях):

$$\pi_{1\text{кр}} = \frac{h_{\text{кр}}}{\eta_0}; \quad \pi_2' = \frac{Q_p \mu_p}{\Delta \rho g \delta \eta_0^3}; \quad \phi; \quad \pi_4 = \frac{d}{\delta}, \quad (5.27)$$

де  $Q_p$  – об'ємна витрата рідини (дисперсійного середовища);  $\mu_p$  – динамічний коефіцієнт в'язкості рідини;  $\Delta \rho$  – різниця густин частинок піску і рідини;  $g$  – прискорення вільного падіння;  $d$  – середній ефективний діаметр зерен піску.

Комплекс  $\pi'_2$  ми перетворили до вигляду:

$$\begin{aligned} \pi'_2 &= \frac{Q(1-\varphi)}{\delta\eta_0} \frac{d^2}{\frac{gd^2\Delta\rho}{18\mu_p} \cdot 18\eta_0^2} = \frac{u_0(1-\varphi)}{w_0(1-\varphi)^{-n}} \frac{d^2}{18\eta_0^2} = \\ &= \frac{u_0}{w_0} \frac{d^2(1-\varphi)^{n+1}}{18\eta_0^2} = \pi_2 \frac{d^2\varphi(1-\varphi)^{n+1}}{18\eta_0^2}, \end{aligned} \quad (5.28)$$

де  $Q_p = Q(1-\varphi)$ ;  $u_0 = \frac{Q}{\delta\eta_0}$ ;  $w_0 = w_{cr}(1-\varphi)^n$ ;  $w_{cr} = \frac{gd^2\Delta\rho}{18\mu_p}$  – швидкість

седиментації за Стоксом (одиної частинки);  $n$  – показник степені за П.В. Лященком, який враховує стиснене осідання частинок (за даними різних авторів у залежності від режиму обтікання частинок рідиною величина  $n$  змінюється в межах 2,25-4,8) [88, 231].

У роботах [236, 237, 238] введено також параметр  $\pi_4 = d/\delta$ , а ми припускали, що  $d \ll \delta$  (див. вище). Введемо в нашу модель параметр  $\pi_4$ . Аналізуючи рис. 2 і 3 роботи [236] із урахуванням роботи [238], приходимо до висновку, що задовільне співпадання ліній для різних  $\pi_4$  при однакових значинах  $\varphi$  досягається, якщо значину параметра  $\pi'_2$  із рис. 3 помножити на  $\pi_4'/\pi_4''$  і лінії перенести на рис. 2, де  $\pi'_4$  і  $\pi''_4$  – значини симплексу  $\pi_4$ , які дорівнюють відповідно 0,1565 (для рис. 2) і 0,0745 (для рис. 3). Це дає змогу нам записати уточнений параметр (*симплекс структурної подібності*)

$$\pi_2^* = \pi'_2 \frac{0,1565\delta}{d} \quad (5.29)$$

або

$$\pi_2^* = \pi_2 \frac{0,1565\delta d \varphi (1-\varphi)^{n+1}}{18\eta_0^2}. \quad (5.30)$$

Тоді експериментальні дані [78] нами були перераховані [88] при  $n = 4$  по параметру  $\pi_2^*$  і перенесені на графік роботи [236]. Цей графік відтворюється на рис. 5.6, на який додатково нанесено пунктирну лінію, що побудована згідно з нашим рівнянням (5.64), перерахована в координатах роботи [236] і містить у собі експериментальні точки стосовно до пом'якшувача. Лінії 1, 2, 3 відповідають концентрації потоку, яка дорівнює 0,002-0,004; 0,0029 і 0,004-0,006 [88]. Рух тільки таких малокоцентрованих суспензій є можливим у пористих і тріщинуватих середовищах [78, 88].

Звідси нами встановлено задовільне співпадання результатів нашої роботи [78] з експериментальними даними робіт [236, 238], які одержано

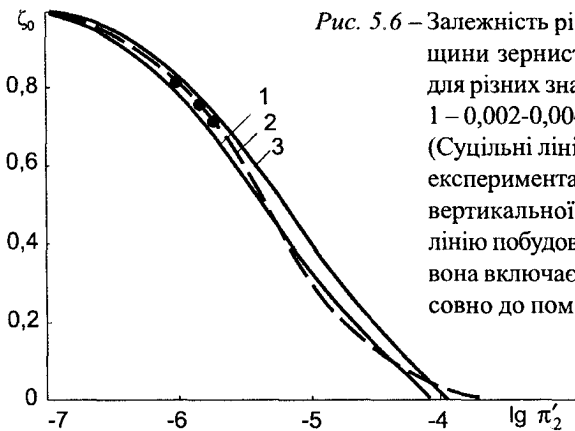


Рис. 5.6 – Залежність рівноважної насиченості  $\zeta_0$  тріщини зернистим шаром від критерію  $\pi'_2$  для різних значин концентрації  $\phi$  потоку: 1 – 0,002-0,004; 2 – 0,00209; 3 – 0,004-0,006. (Суцільні лінії перенесено із роботи [236] з експериментального вивчення закріплення вертикальної тріщини піском; пунктирну лінію побудовано згідно із рівнянням (5.26), вона включає експериментальні точки стосовно до пом'якшувача)

для рівноважних умов намівання піску (матеріал із додатньою седиментацією), чим підтверджено кінетичну модель (5.24). Отже, в доповнення до відомих досліджень обґрунтовано новий симплекс структурної подібності, що враховує співвідношення діаметра частинок і розкриття тріщин. Це дало змогу досягнути задовільного співпадання експериментальних даних роботи [78] із даними робіт [236, 237, 238] при рівноважних умовах і розширити область застосування рівняння кінетики кольматації тріщин (5.24).

У тріщині, як розглядалося вище, одночасно існують два протилежні процеси – накопичення і розмивання шару (кольматації і декольматації). При досягненні швидкістю потоку величини деякої швидкості потоку, яку названо критичною  $u_{кр}$ , темп накопичення стає рівним темпу розмивання – ріст товщини шару припиняється, а висота шару набуває значини  $h_{кр}$ . Тоді критичну швидкість потоку можна записати так:

$$u_{кр} = \frac{q}{\delta(\eta_0 - h_{кр})}. \quad (5.31)$$

Якщо припустити, що  $q = \text{const}$ , то із умови постійності витрати

$$q = u_0 \eta_0 \delta = u_{кр} \delta (\eta_0 - h_{кр}), \quad (5.32)$$

знаходимо

$$u_{кр} = \frac{u_0}{1 - \zeta_{кр}} = u_0 \left( 1 + \frac{1}{a_3 \pi_2} \right) = u_0 \left( 1 + \frac{w_0 \phi}{a_3 u_0} \right) = u_0 + a_3^{-1} w_0 \phi. \quad (5.33)$$

Отже, маємо теоретично одержаний висновок: критична швидкість дисперсної системи в тріщині є лінійною функцією концентрації суспензії.

Ю.В.Желтов експериментально для потоку в тріщині [236] і С.І.Кріль експериментально з теоретичним обґрунтуванням для потоку в трубі



встановили, що з ростом концентрації критична швидкість збільшується.

Нами вперше встановлено теоретичну лінійну залежність критичної швидкості дисперсної системи в тріщині (прямокутному каналі) від концентрації суспензії.

Рівняння (5.24) або (5.26) (в диференціальній або інтегральній формах) описує кінетику кольматації, тобто зміну кольматації (величини об'ємної насиченості тріщини зернистим шаром) з часом  $t$  в елементі тріщини. Іншими словами, ці рівняння характеризують процес в умовах нерівноважності, коли швидкості кольматації і декольматації не рівні між собою.

При  $\pi_3 \rightarrow \infty$  ( або  $t \rightarrow \infty$  ) настає рівновага в системі і швидкості її зміни у двох протилежних напрямках рівні між собою.

Якщо розглядати тривалі процеси тампонування тріщин пласта, то нерівноважними ефектами кольматації можна нехтувати і відповідно припускати, що розподіл гранул між шаром і дисперсною системою є рівноважним, а отже, інтенсивності кольматації і декольматації рівні між собою, тобто  $\partial\zeta/\partial t = 0$ .

Тоді для рівноважних (псевдорівноважних) умов із рівняння кінетики (5.22) при  $\partial\zeta/\partial t = 0$  або із рівняння (5.26) при  $\pi_3 \rightarrow \infty$  маємо рівняння типу рівняння ізотерми нелінійної сорбції Ленгмюра [613] (при граничній сорбційній ємності, рівній одиниці):

$$\zeta(\varphi) = \frac{1}{1 + a_3\pi_2}$$

або

$$\zeta(\varphi) = \frac{\alpha_a \varphi}{1 + \alpha_a \varphi}, \quad (5.34)$$

де  $\alpha_a = a_1 w_0 / a_2 u_0$  – константа адсорбційної рівноваги, яка характеризує співвідношення в даному випадку між архімедовою і гідродинамічною силами (чи між коефіцієнтами кольматації і декольматації).

На цій підставі коефіцієнт  $a_1 w_0 / \eta_0$  названо коефіцієнтом кольматації, а коефіцієнт  $a_2 u_0 / \eta_0$  – коефіцієнтом декольматації.

Звідси виходить, що за малих концентрацій гранул у суспензії ( $\varphi \ll 1$ , точніше  $\alpha_a \varphi \ll 1$ ), залежність  $\zeta(\varphi)$  має пряmolінійний характер і зводиться до рівняння ізотерми лінійної сорбції Генрі:

$$\zeta(\varphi) = \alpha_a \varphi, \quad (5.35)$$

де набуває поняття константи Генрі [49].

Зрозуміло, що у випадку нульової плавучості, коли  $w_0 = 0$  і  $a_a = 0$ , насиченість кольматувальним шаром  $z = 0$ . При  $\pi_2 \rightarrow 0$ , коли швидкість седиментаційного потоку  $w_0 \varphi \rightarrow \infty$ , або початкова швидкість потоку  $u_0 \rightarrow 0$ , насиченість  $\zeta \rightarrow 1$ .

Таким чином, між процесами кольматації і сорбції, як між двома масообмінними процесами, відмічається аналогія.

Це дало нам змогу звести складний процес утворення зернистого шару в багатьох тріщинах пласта до процесу сорбції дисперсної фази тріщинуватим середовищем з нелінійною (чи лінійною) ізотермою сорбції.

З урахуванням експериментальних досліджень намівання гранул складний процес утворення зернистого шару в багатьох тріщинах, які характеризуються різною величиною розкриття і, як результат, різною насиченістю осілими гранулами, доцільно розглядати як процес сорбції дисперсної фази тріщинуватим середовищем з нелінійною ізотермою, розуміючи сукупність різнорозмірних (полірозмірних) тріщин як суцільне середовище. Тоді рівняння кінетики кольматації (5.22) можна записати як рівняння кінетики сорбції Ленгмюра, яке використовується при вивченні фільтрації водних розчинів активних домішок, наприклад поліакриламід, стосовно до фізико-хімічних методів підвищення нафтовилучення [49], у вигляді:

$$\frac{\partial \zeta}{\partial t} = \alpha_c (\varphi - \alpha_p \zeta), \quad (5.36)$$

де  $\alpha_c = a_1 w_o (1 - \zeta) / h_o$  – коефіцієнт швидкості сорбції;

$\alpha_p = a_2 u_o / [a_1 w_o (1 - \zeta)]$  – коефіцієнт розподілу речовини (дисперсної фази), причому ці коефіцієнти в даному випадку є не постійними, а функціями швидкостей і насиченості тріщин пласта зернистим шаром.

Сорбційні процеси повинні розглядатися з урахуванням їх кінетики, тобто закономірності перебігу в часі, хоча часто впливом цього фактора нехтують і припускають миттєве настання сорбційної рівноваги [240]. Використовуючи цей прийом, спільним розв'язуванням рівнянь (5.21) і (5.22) за умови кольматаційної рівноваги об'єднуємо рівняння матеріального балансу і рівняння кінетики кольматації тріщин і стосовно до тріщинуватого пласта для одновимірного та радіального потоків відповідно одержуємо:

$$-\frac{Q}{m_1 h s [1 + (1 - m_{ш}) \alpha_a]} \frac{\partial \varphi}{\partial x} = \frac{1}{(1 + \alpha_a \varphi)^2} \frac{\partial \varphi}{\partial t}; \quad (5.37)$$

$$-\frac{Q}{2\pi h m_1 r} \frac{1}{r} \frac{\partial \varphi}{\partial r} = \frac{\partial}{\partial t} \left[ \varphi \frac{1 + (1 - m_{ш}) \alpha_a}{1 + \alpha_a \varphi} \right], \quad (5.38)$$

причому в рівнянні (5.37)  $\alpha_a = a_1 w_o h s m_1 / (a_2 Q)$  і в (5.38)

$\alpha_a = 2\pi a_1 w_o h m_1 r / (a_2 Q)$ .

Таким чином, запропонована модель кінетики кольматації вертикальних тріщин у часі підтверджена експериментами з використанням дисперсних систем як з додатньою (осідання), так і з від'ємною (спливання) седиментацією. Вона дає змогу звести складний процес кольматації

багатьох тріщин до процесу сорбції дисперсної фази тріщинувато-пористим середовищем з нелінійною ізотермою Ленгмюра, а відтак застосувати теорію фільтрації рідини з активними домішками для розв'язування задачі тампонування каналів проривання води до свердловин.

### Рівняння руху дисперсної системи в тріщині

Для виведення динамічного рівняння руху дисперсної системи в тріщині виділяємо в потоці елемент трубки течії довжиною  $dx$  і для даного моменту часу записуємо умову динамічної рівноваги. Застосовуючи до цього елемента принцип Даламбера і нехтуючи швидкістю частинок, які відділяються або приєднуються, приходимо до рівняння І.В.Мещерського, а нехтуючи швидкістю відділення частинок, – до його часткової форми – до рівняння Леві-Чівіта [383]:

$$M \frac{du}{dt} = F - u \frac{dM}{dt}, \quad (5.39)$$

де  $M$  – маса елемента;  $F$  – проекція діючих сил (сили надлишкового тиску  $F_T$  і сили тертя  $F_{\text{тер}}$ ) на напрям руху;  $u$  – швидкість потоку.

Масу елемента потоку і її зміну за час  $dt$  на довжині  $dx$  можна записати так:

$$M = \rho \eta \delta dx = (\rho_p + \Delta \rho \varphi) \eta \delta dx; \quad (5.40)$$

$$\frac{dM}{dt} = - \frac{\partial(\rho q)}{\partial x} dx = -q \Delta \rho \frac{\partial \varphi}{\partial x} dx, \quad (5.41)$$

де  $\rho = \rho_p + \Delta \rho \varphi$  – густина суспензії;  $\Delta \rho = \rho_r - \rho_p$  – різниця густин гранул  $\rho_r$  і рідини  $\rho_p$ .

Відмовляючись з метою спрощення від урахування нерівномірності розподілу швидкостей у потоці і розуміючи під  $u$  середню швидкість потоку, маємо:

$$du = \frac{\partial u}{\partial t} dt + \frac{\partial u}{\partial x} dx, \quad (5.42)$$

звідки при  $dx/dt = u$  знаходимо

$$\frac{du}{dt} = \frac{\partial u}{\partial t} + u \frac{\partial u}{\partial x}. \quad (5.43)$$

Так як  $u = q/(\eta \delta)$ ,  $\eta = \eta_0(1 - \zeta)$ , то

$$\begin{aligned} \frac{du}{dt} = & \frac{1}{\eta_0 \delta (1 - \zeta)} \frac{\partial q}{\partial t} + \frac{q}{\eta_0 \delta (1 - \zeta)^2} \frac{\partial \zeta}{\partial t} - \frac{q}{\eta_0 \delta^2 (1 - \zeta)} \frac{\partial \delta}{\partial t} + \\ & + \frac{q^2}{\eta_0^2 \delta^2 (1 - \zeta)^3} \frac{\partial \zeta}{\partial x} - \frac{q^2}{\eta_0^2 \delta^3 (1 - \zeta)^2} \frac{\partial \delta}{\partial x}. \end{aligned} \quad (5.44)$$

Проекції діючих сил надлишкового тиску  $dF_T$  і тертя  $dF_{\text{тер}}$  можна записати у виглядах:

$$dF_T = d(p\eta\delta) = \left[ \eta_0(1-\zeta)\delta \frac{\partial p}{\partial x} - p\delta\eta_0 \frac{\partial \zeta}{\partial x} + p\eta_0(1-\zeta) \frac{\partial \delta}{\partial x} \right] dx; \quad (5.45)$$

$$dF_{\text{тер}} = -\eta\delta dp_{\text{тер}} = -\eta_0(1-\zeta)\delta \frac{12\mu u}{\delta^2} dx, \quad (5.46)$$

де  $p$  – тиск у тріщині;  $dp_{\text{тер}}$  – втрата тиску на гідравлічне тертя, яку для спрощення описуємо формулою Буссінеска;  $\mu$  – динамічний коефіцієнт в'язкості суспензії.

Оскільки у випадку малокоцентрованого потоку справедливою є формула Ейнштейна, то враховуючи, що

$$\mu = \mu_p(1 + 2,5\varphi), \quad (5.47)$$

і підставляючи знайдені величини в (5.39), одержуємо шукане рівняння руху дисперсної системи (суспензії) в тріщині:

$$\begin{aligned} & (\rho_p + \Delta\rho\varphi) \left[ \frac{\partial q}{\partial t} + \frac{q}{1-\zeta} \frac{\partial \zeta}{\partial t} + \frac{q^2}{\eta_0\delta(1-\zeta)^2} \frac{\partial \zeta}{\partial x} - \frac{q}{\delta} \frac{\partial \delta}{\partial t} - \frac{q^2}{\eta_0\delta^2(1-\zeta)} \frac{\partial \delta}{\partial x} \right] \\ & = -\eta_0\delta(1-\zeta) \frac{\partial p}{\partial x} + p\eta_0\delta \frac{\partial \zeta}{\partial x} - p\eta_0(1-\zeta) \frac{\partial \delta}{\partial x} + \frac{q^2\Delta\rho}{\eta_0\delta(1-\zeta)} \frac{\partial \varphi}{\partial x} - \\ & \frac{12q\mu_p(1+2,5\varphi)}{\delta^2}, \end{aligned} \quad (5.48)$$

де  $\mu_p$  – динамічний коефіцієнт в'язкості рідини.

Для замикання системи рівнянь додатково вводимо залежність зміни розкриття тріщин від тиску в них [49]:

$$\delta(p) = \delta_0 \exp[-\beta_p(p_0 - p)], \quad (5.49)$$

де  $\delta_0$  – розкриття тріщин при тиску  $p_0$ , причому  $p_0 = p_k$ ;  $p_k$  – тиск на кінці тріщини (лінії відбирання рідини);  $\beta_p$  – реологічний параметр тріщинуватого середовища, який залежить від пружних властивостей і геометрії тріщин.

Отже, створено математичну модель процесу кольматації (тампування) вертикальної тріщини в часі, а також деформівного тріщинуватопористого пласта при одновимірному і радіальному потоках. У них входять як головні рівняння диференціальні рівняння балансу дисперсної фази (5.21), кінетики кольматації тріщин (5.24) і руху дисперсної системи (5.48).

### 5.1.3 Нелінійна фільтрація рідини до свердловини в деформівному тріщинувато-пористому пласті

Тріщинуваті колектори характеризуються підвищеною стисливістю. Зміна тиску вздовж тріщинувато-пористого пласта супроводжується відповідними змінами коефіцієнта проникності тріщин та їх розкриття. Фільтрація рідини в тріщинуватому і тріщинувато-пористому пластах вивчалась багатьма дослідниками [28, 624]. Для оцінки радіуса зони пласта, в якій коефіцієнт проникності і відповідно розкриття тріщин є більшими заданих значин, за котрих уможлиблюється успішне запомпсування дисперсної системи, нами розглянуто [88, 91] загальний випадок усталеної фільтрації однорідної рідини в тріщинувато-пористому пласті – руху в тріщинах і порах матриць за нелінійними законами [624]:

$$\nabla p = -\frac{\mu}{k_1} \vec{v}_1 - \frac{\mu\beta_1}{k_1} v_1 \vec{v}_1; \quad (5.50)$$

$$\nabla p = -\frac{\mu}{k_2} \vec{v}_2 - \frac{\mu\beta_2}{k_2} v_2 \vec{v}_2, \quad (5.51)$$

де  $\nabla p$  – градієнт тиску;  $\mu$  – динамічний коефіцієнт в'язкості рідини;  $k_i$  – коефіцієнт проникності;  $\beta_i$  – коефіцієнт, який характеризує інерційну складову опору рухові рідини;  $v_i$  – швидкість фільтрації;  $i$  – індекс, що позначає тріщини (1) і матриці (2).

Рівняння (5.50) чи (5.51) у скалярному вигляді можна записати так:

$$|\nabla p| = \frac{\mu}{k_i} v_i + \frac{\mu\beta_i}{k_i} v_i^2. \quad (5.52)$$

Звідси знаходимо модуль швидкості  $v_i$ , беручи перед коренем знак плюс із фізичних міркувань,

$$v_i = \frac{-1 + \sqrt{1 + \frac{4k_i\beta_i}{\mu} |\nabla p|}}{2\beta_i}. \quad (5.53)$$

Тоді з (5.50) чи (5.51) з урахуванням (5.52) вектор швидкості

$$\vec{v}_i = -\frac{\sqrt{1 + \frac{4k_i\beta_i}{\mu} |\nabla p|} - 1}{2\beta_i |\nabla p|} \nabla p. \quad (5.54)$$

Для сумарного потоку рідини в тріщинах і порах знаходимо вектор загальної швидкості фільтрації:

$$\vec{v} = \vec{v}_1 + \vec{v}_2 = -\left[ \frac{\sqrt{1 + \frac{4k_1\beta_1}{\mu} |\nabla p|} - 1}{2\beta_1 |\nabla p|} + \frac{\sqrt{1 + \frac{4k_2\beta_2}{\mu} |\nabla p|} - 1}{2\beta_2 |\nabla p|} \right] \nabla p \quad (5.55)$$

або в скалярній формі

$$v = \beta_3 (|\nabla p|) |\nabla p|, \quad (5.56)$$

$$\text{де } \beta_3 (|\nabla p|) = \frac{\sqrt{1 + \frac{4k_1\beta_1}{\mu} |\nabla p|} - 1}{2\beta_1 |\nabla p|} + \frac{\sqrt{1 + \frac{4k_2\beta_2}{\mu} |\nabla p|} - 1}{2\beta_2 |\nabla p|}.$$

При  $|\nabla p| = 0$  маємо  $v = 0$ . Перша похідна  $v'_{|\nabla p|} > 0$ , а друга похідна  $v''_{|\nabla p|} < 0$ . Отже, графік функції  $v = v(|\nabla p|)$  проходить через початок координат, зростає і є оберненим випуклістю до осі  $v$ , що відповідає фізичному змістові процесу фільтрації.

З рівняння нерозривності усталеного потоку

$$\frac{d}{dr}(rv) = 0 \quad (5.57)$$

знаходимо

$$v = \frac{c_1}{r}, \quad (5.58)$$

де  $r$  – біжучий радіус;  $c_1$  – постійна інтегрування.

Підставляючи (5.55) в (5.58), маємо:

$$\frac{\sqrt{1 + \frac{4k_1\beta_1}{\mu} |\nabla p|} - 1}{\beta_1} + \frac{\sqrt{1 + \frac{4k_2\beta_2}{\mu} |\nabla p|} - 1}{\beta_2} = \frac{2c_1}{r}. \quad (5.59)$$

Звідси при  $|\nabla p| = dp/dr$  загальний розв'язок задачі виражається диференціальним рівнянням:

$$\frac{dp}{dr} = \frac{\mu (\beta_4 + \beta_5\beta_6) - \sqrt{(\beta_4 + \beta_5\beta_6)^2 + \beta_7(1 - \beta_6^2)}}{2\beta_7}, \quad (5.60)$$

де  $\beta_4 = k_1\beta_1 + k_2\beta_2$ ;  $\beta_5 = k_1\beta_2 + k_2\beta_1$ ;  $\beta_6 = 1 + 2(\beta_1 + \beta_2)\frac{c_1}{r} + \frac{2c_1^2\beta_1\beta_2}{r^2}$ ;

$\beta_7 = (k_1\beta_1 - k_2\beta_2)^2$ .

Постійну інтегрування  $c_1$  виражаємо через дебіт (приймальність) свердловини:

$$Q = 2\pi h(rv) \Big|_{r=r_c} = 2\pi h c_1, \quad (5.61)$$

тобто 
$$c_1 = \frac{Q}{2\pi h}, \quad (5.62)$$

де  $r_c$  – радіус свердловини.

Коефіцієнти  $\beta_1$  і  $\beta_2$  записуємо у вигляді:

$$\beta_i = \frac{b_i k_i}{\mu}, \quad (5.63)$$

де  $b_i$  – коефіцієнт при другому доданку двочленної формули нелінійного закону фільтрації. Для його визначення відомо формули Є.М.Мінського, В.М.Щелкачова, Б.Ф.Стьопочкіна та ін. [98, 624].

Стосовно до тріщин використовуємо формулу Г.М.Ломізе [358]:

$$b_1 = \frac{1,69 \rho d_{\text{бл}}}{120(1 - m_1)k_1}, \quad (5.64)$$

а стосовно до пористих матриць породи – формулу А.Й. Ширковського [98]:

$$b_2 = \frac{63 \cdot 10^{-12} \rho}{(k_2 / m_2)^{3/2}}, \quad (5.65)$$

де  $\rho$  – густина рідини;  $m_1, m_2$  – коефіцієнти пористості відповідно тріщин і пористих блоків;  $d_{\text{бл}}$  – середній лінійний розмір пористих блоків.

Коефіцієнт проникності тріщин беремо експоненціально залежним від біжучого тиску  $p$  [98]:

$$k_1 = k_{10} \exp[-\alpha_1(p_0 - p)], \quad (5.66)$$

де  $k_{10}$  – коефіцієнт проникності тріщин при тиску  $p_0$ ;  $\alpha_1$  – реологічний параметр системи тріщин.

Можна також вважати залежними від тиску параметри  $m_1, m_2, k_2, \mu, \rho$ .

Для недеформівного пористого середовища ( $m_2 = \text{const}; k_2 = \text{const}$ ) та при постійних  $m_1, \mu$  і  $\rho$  з (5.60) отримуємо рівняння розподілу тиску рідини в тріщинувато-пористому пласті:

$$p(r) = c_2 \pm \frac{\mu}{2\beta_7} \left\{ \beta_4 r + \beta_5 \left[ r + 2c_1(\beta_1 + \beta_2) \ln r + \frac{2c_1^2 \beta_1 \beta_2}{r} \right] - \int \sqrt{(\beta_4 + \beta_5 \beta_6)^2 + \beta_7(1 - \beta_6^2)} dr \right\}, \quad (5.67)$$

причому тут беремо в разі відбирання рідини із пласта знак плюс, а в разі запомповування в пласт – мінус, де  $c_2$  – постійна інтегрування..

З рівняння (5.67) впливають відомі формули для частинних випадків фільтрації, зокрема або за нелінійним законом фільтрації у тріщинах і за лінійним законом Дарсі в порах ( $\beta_2 = 0$ ), або за лінійним законом Дарсі в тріщинах і порах ( $\beta_1 = \beta_2 = 0$ ), або в разі відсутності фільтрації рідини в порах ( $k_2 = 0, \beta_2 = 0$ ) і наявності фільтрації тільки в тріщинах за нелінійним законом чи за лінійним законом Дарсі ( $\beta_1 = 0$ ) [98, 394].

Використовуючи граничні умови

$$\left. \begin{aligned} p(r_c) &= p_b \\ p(R_k) &= p_{пл} \end{aligned} \right\}, \quad (5.68)$$

із (5.67) одержуємо рівняння індикаторної діаграми в разі фільтрації до свердловини чи фільтрації від свердловини:

$$\begin{aligned} \Delta p = |p_{пл} - p_b| &= \frac{\mu}{2\beta_7} \left\{ \beta_4 (R_k - r_c) + \beta_5 \left[ (R_k - r_c) + \right. \right. \\ &+ \frac{Q(\beta_1 + \beta_2)}{\pi h} \ln \frac{R_k}{r_c} + \frac{Q^2 \beta_1 \beta_2}{2\pi^2 h^2} \left( \frac{1}{R_k} - \frac{1}{r_c} \right) \left. \right] - \\ &\left. - \int_{r_c}^{R_k} \sqrt{(\beta_4 + \beta_5 \beta_6)^2 + \beta_7 (1 - \beta_6^2)} dr \right\}, \quad (5.69) \end{aligned}$$

де  $\beta_6 = 1 + \frac{Q(\beta_1 + \beta_2)}{\pi h r} + \frac{Q^2 \beta_1 \beta_2}{2\pi^2 h^2 r^2}$ ;  $p_b$  – тиск на вибої свердловини (наприклад, тиск запомповування вигіснювального агента);  $p_{пл}$  – пластовий тиск (тиск на зовнішній лінії зони впливу свердловини з радіусом  $R_k$  або, інакше, тиск на зовнішньому контурі живлення пласта чи поглинання рідини).

Аналіз рівняння (5.69) показує, що індикаторна лінія проходить через початок координат.

Рівняння розподілу тиску рідини в тріщинувато-пористому пласті записуємо, інтегруючи рівняння (5.67) або при заданих приймальності свердловини  $Q$  і вибійному тиску  $p_b$ ,

$$\begin{aligned} p(r) &= p_b - \frac{\mu}{2\beta_7} \left\{ \beta_4 (R_k - r_c) + \beta_5 \left[ (R_k - r_c) + \frac{Q(\beta_1 + \beta_2)}{\pi h} \ln \frac{R_k}{r_c} + \right. \right. \\ &+ \frac{Q^2 \beta_1 \beta_2}{2\pi^2 h^2} \left( \frac{1}{R_k} - \frac{1}{r_c} \right) \left. \right] - \int_{r_c}^{R_k} \sqrt{(\beta_4 + \beta_5 \beta_6)^2 + \beta_7 (1 - \beta_6^2)} dr \right\}, \quad (5.70) \end{aligned}$$

або при заданих приймальності  $Q$  і пластовому (контурному) тиску  $p_{пл}$

$$\begin{aligned} p(r) &= p_{пл} + \frac{\mu}{2\beta_7} \left\{ \beta_4 (R_k - r_c) + \beta_5 \left[ (R_k - r_c) + \frac{Q(\beta_1 + \beta_2)}{\pi h} \ln \frac{R_k}{r_c} + \right. \right. \\ &+ \frac{Q^2 \beta_1 \beta_2}{2\pi^2 h^2} \left( \frac{1}{R_k} - \frac{1}{r_c} \right) \left. \right] - \int_{r_c}^{R_k} \sqrt{(\beta_4 + \beta_5 \beta_6)^2 + \beta_7 (1 - \beta_6^2)} dr \right\}. \quad (5.71) \end{aligned}$$



Одержані рівняння (5.67), (5.70) чи (5.71) дають змогу визначити тиск рідини в будь-якій точці тріщинувато-пористого пласта. Приклад розрахунку подано на рис. 5.7.

Отже, запропоновано загальний розв'язок задачі нелінійної фільтрації рідини в деформівному тріщинувато-пористому середовищі, а одержані рівняння дають змогу оцінити радіус зони пласта, в якій коефіцієнт проникності за (5.66) і відповідно розкриття тріщин за (5.49) є більшими заданих значин.

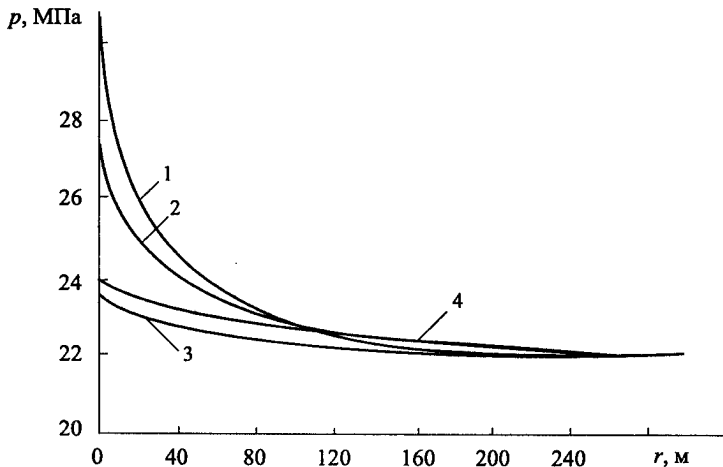


Рис. 5.7 – Зміна тиску  $p$  вздовж радіуса  $r$  при запомповуванні в тріщинувато-пористий пласт рідини з динамічним коефіцієнтом в'язкості 0,7 (1, 2, 3) і 1,5 мПа·с (4) та постійною витратою  $2,1 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$  при експоненціальній залежності коефіцієнта тріщинної проникності  $k_1$  від тиску  $p$  із реологічним коефіцієнтом  $\alpha_1$ , рівним:  $0,1 \cdot 10^{-7}$  (1);  $2 \cdot 10^{-7}$  (2) і  $20 \cdot 10^{-7} \text{ Па}^{-1}$  (3, 4)

#### 5.1.4 Аналіз математичних моделей процесу тампонування тріщин

Розглядаємо окремо моделі процесу тампонування за нерівноважних і рівноважних умов.

##### Математична модель процесу тампонування тріщин (нерівноважні умови)

Система диференціальних рівнянь (5.21), (5.24), (5.48), і (5.49) складає математичну модель тампонування одинокої вертикальної тріщини.

Сформулюємо початкові і граничні умови. Запомповування суспензії може здійснюватися декількома насосними агрегатами з поршневыми

насосами, які забезпечують постійну витрату рідини  $q$ . У міру кольматації тріщин відбувається підвищення в часі  $t$  тиску  $p_3$  запомповування суспензії за постійного тиску  $p_k$  на виході з тріщини (на лінії відбирання рідини). Тому припускаємо, що  $q = \text{const}$ ,  $p_3 = p_3(t)$ ,  $p = p(x, t)$ . На вході в тріщину в будь-який момент часу  $t$  концентрація гранул в суспензії  $\varphi = \varphi(0, t) = \varphi_0 = \text{const}$  [88].

У початкових умовах слід врахувати тривалість  $t_1$  періоду заповнення тріщин суспензією. У цей період основна роль належить процесу намивання шару. Тому рівняння кінетики (5.22) записуємо тільки з першим членом у правій частині. Оскільки  $\varphi \ll 1 - m_{ш}$ ,  $\zeta \approx 0$ , то беручи  $\delta = \delta_0 = \text{const}$ ,  $\frac{\partial \varphi}{\partial t} \approx 0$  і розв'язуючи це рівняння із спрощеним таким чином рівнянням матеріального балансу (5.21), одержуємо:

$$\frac{\partial \varphi}{\partial x} = - \frac{a_1 w_0 \delta_0 (1 - m_{ш})}{q} \varphi. \quad (5.72)$$

Інтегруючи (5.72), знаходимо розподіл концентрації гранул у суспензії вздовж тріщини в початковий період, коли з тріщини вода витісняється суспензією,

$$\varphi = \varphi_0 \exp \left[ - \frac{a_1 w_0 \delta_0 (1 - m_{ш})}{q} x \right], \quad (5.73)$$

причому  $0 \leq x \leq L_{тр}$ , де  $L_{тр}$  – довжина тріщини, яка піддається тампонуванню.

Таким чином, система рівнянь (5.21), (5.24), (5.48) і (5.49) повністю описує процес перенесення гранул та утворення зернистого шару у вертикальній тріщині і дає змогу знайти розв'язок задачі:  $\varphi(x, t)$ ,  $\zeta(x, t)$ ,  $p(x, t)$ .

Якщо  $\delta = \delta_0 = \text{const}$ , то система рівнянь спрощується. Для знаходження  $\varphi(x, t)$  і  $\zeta(x, t)$  слід розв'язати систему рівнянь (5.21) і (5.24).

Цю систему можна перетворити стосовно до тріщинуватого пласта (матриця непроникна) для випадків одновимірних і радіального (модель розгалужених тріщин) потоків за умови, що рух дисперсної системи має місце в усіх тріщинах внаслідок достатнього розкриття їх. Замінюючи швидкість  $u_0$  виразами відповідно  $Q/(hsm_1)$  і  $Q/(2\pi rhm_1)$ , де  $m_1$  – коефіцієнт тріщинної пористості;  $h$  – товщина пласта;  $s$  – ширина прямокутного пласта;  $r$  – біжучий радіус;  $Q$  – витрата запомповуваної в тріщини суспензії, наприклад, для випадку радіального потоку при  $m_1 = m_{10} = \text{const}$  рівняння матеріального балансу і кінетики процесу кольматації отримують вигляди:

$$- \frac{Q}{2\pi m_{10} h r} \frac{1}{r} \frac{\partial \varphi}{\partial r} = \frac{\partial}{\partial t} [\varphi(1 - \zeta) + (1 - m_{ш})\zeta]; \quad (5.74)$$

$$\frac{\partial \zeta}{\partial t} = \frac{a_1 w_0}{\eta_0} \varphi(1 - \zeta) - \frac{a_2 Q}{2\pi m_{10} h \eta_0} \frac{\zeta}{r} \quad (5.75)$$

при початковому розподілі концентрації

$$\varphi = \varphi_0 \exp \left[ - \frac{a_1 \pi m_{10} h w_0 (1 - m_{ш}) (r^2 - r_c^2)}{Q \eta_0} \right], \quad (5.76)$$

де  $r_c \leq r \leq r_{тр}$ ;  $r_c$  – радіус свердловини;  $r_{тр}$  – радіус тріщини, яка піддається тампонуванню.

Так, у рівнянні (5.20) чи (5.21) можна знехтувати величиною  $\varphi$  порівняно з  $(1 - m_{ш})$ , оскільки  $\varphi \ll 1 - m_{ш}$  ( $\varphi < 0,02-0,03$  за даними промислового досвіду;  $m_{ш} = 0,3-0,4$ ); при цьому воно отримує вигляд рівняння, яке описує процес витіснення нафти розчином активної домішки. Початкові і граничні умови задаються аналогічно.

Якщо в (5.37) обмежимося лінійним рівнянням сорбції ( $\zeta = \alpha_a \varphi$ ), взявши  $(1 + \alpha_a \varphi) = 1$ , то прийдемо до відомого розв'язку задачі сорбції з лінійною ізотермою Генрі [240].

Таким чином, одержані рівняння дають змогу розрахувати процес кольматації тріщин пласта для одновимірного і радіального потоків. Їх розв'язок уможливилює прогнозування зміни технологічних параметрів (наприклад, тиску запомповування) під час здійснення процесу заповнення тріщин гранульованим матеріалом, при цьому сам процес кольматації зводиться до процесу сорбції з нелінійною ізотермою сорбції.

Задача тампонування тріщин тонкодисперсними системами стосовно до чисто тріщинного і тріщинувато-пористого пластів за наявності каналів різного поперечного розміру або розкриття (високо- і малопровідні тріщини, пори) істотно ускладнюється [88]. Це пов'язано з тим, що в такому середовищі відбувається складний процес перерозподілу потоків, дисперсійне середовище перерозподіляється на всі канали, а рух дисперсної фази проходить тільки в каналах (високопровідних тріщинах) з достатнім розкриттям (див. нижче § 5.1.5), внаслідок чого насиченість дисперсною системою в цих каналах збільшується. Високопровідні тріщини при цьому тампуються, а ступінь тампонування їх є різним вздовж шляху руху.

Витрата дисперсійного середовища  $Q_{p0}$  у процесі запомповування суспензії в пласт перерозподіляється на високопровідні ( $Q_{p1}$ ) і малопровідні ( $Q_{pr}$ ) тріщини і пори ( $Q_{pn}$ ). Припускаємо, що перерозподіл витрати проходить відповідно коефіцієнтам їх проникностей. Тоді співвідношення між витратами можна записати так:

$$\frac{Q_{p0}}{k} = \frac{Q_{p1}}{k_{1в}}, \quad (5.77)$$

$$Q_{p1} = Q_{p0} \frac{k_{1B}}{k}, \quad (5.78)$$

де  $k = k_{1B} + k_{1H} + k_2$  – сумарний коефіцієнт проникності пласта;  $k_{1B}$  – коефіцієнт тріщинної проникності високопровідних тріщин;  $k_{1H}$  – коефіцієнт тріщинної проникності низькопровідних (малопровідних) тріщин;  $k_2$  – коефіцієнт порової проникності, причому коефіцієнт тріщинної проникності  $k_1 = k_{1B} + k_{1H}$ . Під цими коефіцієнтами проникностей тут розуміємо середньо-зважені їх значини по тиску в пласті.

Межу розділу між високо- і низькопроникними тріщинами встановлюємо згідно із імовірісно-статистичною моделлю за величиною розкриття тріщин  $\delta'''$  (див. § 5.1.5). Величині  $\delta'''$  відповідає коефіцієнт тріщинної проникності  $k_1'''$ , а за щільністю статистичного розподілу коефіцієнта тріщинної проникності  $k_1$  виділяємо високо- і низькопроникні тріщини. Звідси можна записати:

$$k_1 = \alpha_3 k_1 + (1 - \alpha_3) k_1, \quad (5.79)$$

де  $k_{1B} = \alpha_3 k_1$ ;  $k_{1H} = (1 - \alpha_3) k_1$ ;  $\alpha_3$  – частка коефіцієнта тріщинної проникності високопровідних тріщин у загальному коефіцієнті тріщинної проникності  $k_1$ .

Частку  $\alpha_3$  беремо не залежною від тиску і розраховуємо за щільністю статистичного розподілу коефіцієнта тріщинної проникності  $k_1$ :

$$\alpha_3 = \frac{\int_{k^*}^{\infty} k_1 f_5(k_1) dk_1}{\int_{-\infty}^{\infty} k_1 f_5(k_1) dk_1} = \bar{k}_1^{-1} \int_{k^*}^{\infty} k_1 f_5(k_1) dk_1, \quad (5.80)$$

де  $\bar{k}_1$  – середній коефіцієнт тріщинної проникності за щільністю розподілу  $f_5(k_1)$ .

Витрати дисперсійного середовища і дисперсної фази при запомповуванні в пласт (свердловину) становлять:

$$Q_{p0} = (1 - \phi'_0) Q; \quad (5.81)$$

$$Q_r = \phi'_0 Q, \quad (5.82)$$

де  $Q$  – об'ємна витрата дисперсної системи при запомповуванні в пласт;  $\phi'_0$  – відповідна насиченість рухомою дисперсною фазою.

Витрата дисперсної системи у високопровідних тріщинах тоді становитиме:

$$Q_B = Q_{p1} + Q_r \quad (5.83)$$

за насиченості дисперсною фазою

$$\phi = \frac{Q_r}{Q_B} = \frac{1}{1 + \frac{Q_{p1}}{Q_r}}. \quad (5.84)$$

Задача про тампонування тріщин відноситься до класу задач із рухомою межею, радіус якої у випадку запомповування у свердловину позначаємо через  $R(t)$ . Звідси стосовно до процесу тампонування тріщин виділяємо дві області в пласті, а саме області рідини і дисперсної системи.

В області рідини дисперсна система відсутня і фільтрація описується рівнянням руху рідини (5.67). При цьому коефіцієнт тріщинної проникності  $k_1$  розглядається як функція біжучого тиску  $p$  згідно з рівнянням (5.66), а коефіцієнт тріщинної пустотності (пористості)

$$m_1 = m_{10} e^{-\beta_p(p_0 - p)}, \quad (5.85)$$

де  $m_{10}$  – коефіцієнт тріщинної пустотності при тиску  $p_0$ ;  $\beta_p$  – реологічний параметр.

В області дисперсної системи рух останньої проходить по високопровідних тріщинах, а частина відділеного дисперсійного середовища рухається по низькопровідних тріщинах і порах, при цьому високопровідні тріщини піддаються тампонуванню. Коефіцієнти проникності і пустотності високопровідних тріщин є вже функціями не тільки тиску, але й насиченості тріщин тампонувальним шаром.

Коефіцієнт тріщинної пустотності в разі одної системи тріщин (вздовж течії) можна записати так [48]:

$$m'_1 = \frac{\eta_0 \delta \Gamma S}{\eta_0 S} = \Gamma \delta, \quad (5.86)$$

де  $\Gamma$  – густина тріщин;  $S$  – ширина розглядуваного елемента пласта, а висота тріщин  $\eta_0$  прийнята рівною висоті того елемента.

Аналогічно після тампонування, приймаючи, що біжуча висота

$$\eta = \eta_0 (1 - \zeta),$$

записуємо

$$m_1 = \frac{\eta \delta \Gamma S}{\eta_0 S} = \Gamma \delta (1 - \zeta) = m'_1 (1 - \zeta). \quad (5.87)$$

Коефіцієнт тріщинної проникності після тампонування можна записати так:

$$k'_1 = \frac{\delta^2 m_1}{12 c_{\text{п}}} = \frac{\delta^2 m'_1 (1 - \zeta)}{12 c_{\text{п}}} = k'_1 (1 - \zeta), \quad (5.88)$$

де  $k'_1$  – коефіцієнт тріщинної проникності до тампонування;  $c_{\text{п}}$  – поправка Г.М. Ломізе (див. нижче §5.1.7).

Зміни коефіцієнтів пустотності і проникності внаслідок тампонування відносяться тільки до високопровідних тріщин. Тому записуємо:

$$\begin{aligned} m_1 &= m_{1\text{в}} + m_{1\text{н}} = \alpha_4 m_1 + (1 - \alpha_4) m'_1 = \alpha_4 m'_1 (1 - \zeta) + \\ &+ (1 - \alpha_4) m'_1 = m'_1 (1 - \alpha_4 \zeta), \end{aligned} \quad (5.89)$$

де  $\alpha_4 = \bar{\delta}^{-1} \int_{\bar{\delta}}^{\infty} \delta f_4(\delta) d\delta$  – частка коефіцієнта тріщинної пустотності високопровідних тріщин у загальному коефіцієнті тріщинної пустотності за щільністю розподілу розкриття тріщин  $f_4(\delta)$ ;  $m_{1в}, m_{1н}$  – коефіцієнти тріщинної пустотності відповідно високо- і низькопровідних тріщин;  $\bar{\delta}$  – середнє розкриття тріщин за щільністю статистичного розподілу  $f_4(\delta)$ .

Аналогічно одержуємо для коефіцієнта тріщинної проникності:

$$k_1 = k_1'(1 - \alpha_3 \zeta). \quad (5.90)$$

Таким чином, рух дисперсної системи в деформівному тріщинувато-пористому пласті за наявності високо- і низькопровідних тріщин можна описати рівнянням (5.67), тільки коефіцієнти тріщинної пустотності  $m_1$  і проникності  $k_1$  належить розглядати як функції біжучого тиску  $p$  і насиченості тампонувальним шаром  $\zeta$  згідно із рівняннями:

$$m_1 = m_{10}(1 - \alpha_4 \zeta) e^{-\beta_p(p_0 - p)}; \quad (5.91)$$

$$k_1 = k_{10}(1 - \alpha_3 \zeta) e^{-\alpha_1(p_0 - p)}. \quad (5.92)$$

Рівняння балансу дисперсної фази (5.21) і кінетики кольматації (5.22) відносяться тільки до високопровідних тріщин. Тому в них під  $m_{10}$  стосовно до деформівного пласта належить розуміти коефіцієнт тріщинної пустотності високопровідних тріщин

$$m_{1в} = \alpha_4(1 - \zeta) m_{10} e^{-\beta_p(p_0 - p)}, \quad (5.93)$$

а під витратою  $Q$  – витрату  $Q_v$  згідно із рівнянням (5.83).

Значить, із урахуванням викладеного рівняння (5.21), (5.24) і (5.48) описують математичну модель процесу тампонування високопровідних тріщин деформівного тріщинувато-пористого пласта тонкодисперсними системами. Ця модель дає змогу визначити  $p(r, t)$ ,  $\varphi(r, t)$  і  $\zeta(r, t)$ .

Для цього аналогічно сформулюємо початкові і граничні умови:  $\varphi(r_c, t) = \varphi_0 = \text{const}$ ;  $\varphi(r, 0)$  описуються рівнянням (5.76);  $\zeta(r, 0) = 0$ ;  $\zeta[R(t), t] = 0$ ;  $p(R_k, t) = p_k = \text{const}$ ;  $p(r_c, 0) = p_3$ , причому тиск запомпювання  $p_3$  в початковий момент часу визначається за рівнянням (5.67) руху рідини (до надходження дисперсної системи в пласт при  $R = r_c$ ), де  $R_k$  – радіус контуру області пласті.

Для контролювання радіус  $R(t)$  рухомої межі описуємо балансовим рівнянням (запомпований у тріщини об'єм твердих частинок дорівнює сумі об'ємів частинок у відкладеному шарі і в потоці):

$$\begin{aligned} Q_r(t) &= \int_{r_c}^{R(t)} 2\pi h r d r m_{10} \zeta(r, t) (1 - m_{ш}) d r + \int_{r_c}^{R(t)} 2\pi h r m_1 \varphi(r, t) d r = \\ &= 2\pi h m_{10} \int_{r_c}^{R(t)} \{ (1 - m_{ш}) \zeta(r, t) + \varphi(r, t) [1 - \zeta(r, t)] \} r d r. \end{aligned} \quad (5.94)$$

Розв'язування цієї складної нелінійної системи рівнянь можна реалізувати методом кінцевих різниць. Різницева задача розщеплюється на дві: спочатку за рівнянням (5.67) розраховується тиск; відтак розв'язуванням системи рівнянь (5.24) і (5.48) визначаються  $\varphi$  і  $\zeta$ . На рис. 5.8 показано характер розподілу  $\varphi$  і  $\zeta$  вздовж біжучого радіуса  $r$ .

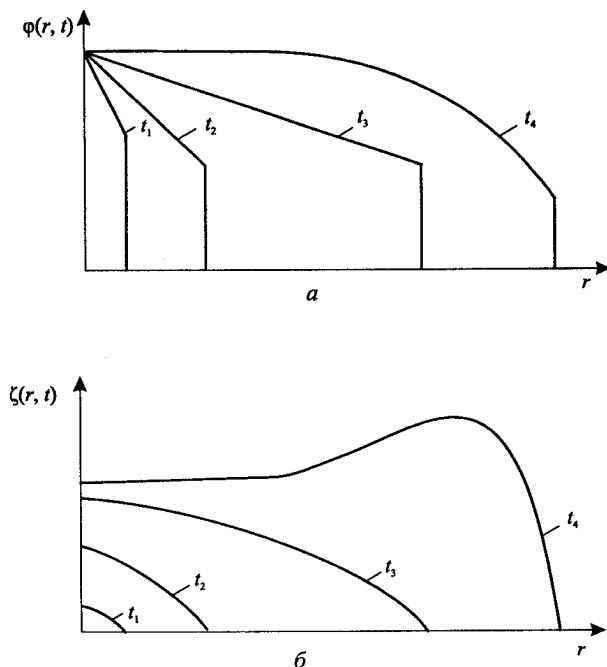


Рис. 5.8 – Характер розподілу  $\varphi(a)$  і  $\zeta(b)$  вздовж радіуса  $r$  при запомповуванні дисперсної системи у свердловину на різні моменти часу  $t$  ( $t_1 < t_2 < t_3 < t_4$ )

### Математична модель тампонування тріщин (рівноважні умови)

При прогнозуванні параметрів технологічного процесу доцільно дати оцінку розміру (радіуса) зони тампонування, тиску запомповування дисперсної системи і можливого приросту нафтовилучення в зоні тампонування. Складність розв'язування задачі руху дисперсної системи у тріщинувато-пористому пласті з урахуванням поперечних розмірів фільтраційних каналів і твердих частинок та створення кольматувального шару у високопровідних тріщинах (складність системи рівнянь) спонукала до пошуку шляхів спрощення постановки задачі з метою одержання прийняттого для практичних розрахунків розв'язку щодо технологічного обґрунтування параметрів процесу тампонування [88].

Сорбційні процеси, взагалі говорячи, повинні розглядатися з урахуванням їх кінетики, тобто закономірності перебігу в часі, хоч часто впливом цього фактора нехтують і приймають миттєве настання сорбційної рівноваги [28, 240, 419, 552]. Використовуючи цей прийом, спільним розв'язуванням (5.21) і (5.22) для умови кольматаційної рівноваги (5.34) стосовно до тріщинного пласта для випадків одновимірного і радіального потоків відповідно одержуємо (див. вище) рівняння (5.37) і (5.38).

Початкові і граничні умови задаються аналогічно. Розв'язки задач такого типу описані в роботах з розробки нафтових родовищ, коли розглядаються питання використання активних домішок (поверхнево-активних речовин, полімерних розчинів) [240], тому тут не подаються.

При наближеному прогнозуванні параметрів процесу кольматування обмежуємося рівноважними умовами тампонування. Швидкість потоку суспензії в тріщинах визначає величину насиченості тріщин кольматувальним шаром. Приймаючи сформульовану вище умову кольматаційної рівноваги, розподіл насиченості тріщин шаром вздовж пласта згідно із (5.34) можна записати так:

$$\zeta_0 = \left[ 1 + \frac{1}{\alpha_a \Phi_0} \right]^{-1} = \left[ 1 + \frac{\tau_2}{r} \right]^{-1}, \quad (5.95)$$

де  $\alpha_a = \frac{a_1 w_0}{a_2 u_0}$ ;  $u_0 = \frac{Q_B}{2\pi h m_{1B}} \frac{1}{r}$ ;  $\tau_2 = \frac{a_3 Q_B}{2\pi h w_0 m_{1B} \Phi_0}$ ;  $m_{1B} = \alpha_4 m_1$ .

Для оцінки вибієного тиску (витрати) запомповування розглядаємо площову систему запомповування тонкодисперсної системи. У полі нагнітальної свердловини замінюємо сусідні видобувні свердловини круговою галереєю радіусом  $R_k$  з рівномірно розподіленою вздовж неї витратою рідини. У розглядуваному полі аналогічно попередньому виділяємо дві області: а) дисперсної системи; б) рідини (рис. 5.9). Пласт

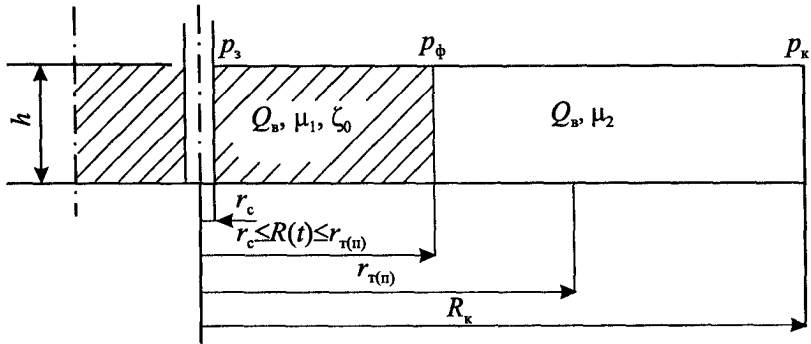


Рис. 5.9 – Схема до прогнозування процесу тампонування (рівноважні умови)



вважаємо тріщинуватим, причому розкриття тріщин і коефіцієнт тріщинної проникності описуємо експоненціальними функціями тиску, а в області руху дисперсної системи коефіцієнт тріщинної проникності беремо за рівнянням (5.88). Потоки розглядаємо як квазістаціонарні. Фільтрацію у високопровідних тріщинах описуємо законом Дарсі, тобто

$$Q_B = -\frac{2\pi r h k_{1B}(p, \zeta) dp}{\mu_{1(2)} dr}, \quad (5.96)$$

де  $h$  – товщина пласта;  $\mu_{1(2)}$  – динамічний коефіцієнт в'язкості рухомого середовища в області дисперсної системи (рідини).

Згідно із рівнянням (5.88) записуємо коефіцієнт тріщинної проникності високопровідних тріщин в області дисперсної системи:

$$k_{1B}(p, \zeta) = k_{10B} [1 - \zeta_0(r)] e^{-\alpha_1(p_0 - p)} = k_{10B} \left[ 1 - \left( 1 + \frac{\tau_2}{r} \right)^{-1} \right] e^{-\alpha_1(p_0 - p)}, \quad (5.97)$$

де  $k_{10B} = \alpha_3 k_{10}$ .

Тоді закони руху дисперсної системи і витіснювальної рідини в першій і другій областях записуємо:

$$Q_B = -\frac{2\pi r h k_{10}}{\mu_1} \left[ 1 - \frac{1}{1 + \tau_2 / r} \right] e^{-\alpha_1(p_0 - p)} \frac{dp}{dr}; \quad (5.98)$$

$$Q_B = -\frac{2\pi r h k_{10}}{\mu_2} e^{-\alpha_1(p_0 - p)} \frac{dp}{dr}. \quad (5.99)$$

Інтегруючи ці рівняння в межах відповідних областей і виключаючи невідомий тиск  $p_\phi$  на межі розділу їх, одержуємо:

$$Q_B = -\frac{2\pi k_{10} h}{\alpha_1 \left[ \mu_1 \left( \ln \frac{R}{r_c} + \frac{R - r_c}{\tau_2} \right) + \mu_2 \ln \frac{R_K}{R} \right]} \left[ e^{-\alpha_1(p_0 - p_B)} - e^{-\alpha_1(p_0 - p_K)} \right], \quad (5.100)$$

або

$$p_3 = p_0 + \frac{1}{\alpha_1} \ln \left\{ e^{-\alpha_1(p_0 - p_K)} + \frac{Q_B \alpha_1 \left[ \mu_1 \left( \ln \frac{R}{r_c} + \frac{R - r_c}{\tau_2} \right) + \mu_2 \ln \frac{R_K}{R} \right]}{2\pi k_{10} h} \right\}, \quad (5.101)$$

де  $p_K, p_3$  – тиски відповідно на контурі кругової галереї і на вибої нагнітальної свердловини (тиск запомпювання);  $R$  – радіус фронту дисперсної системи.

З цих рівнянь витікають відомі часткові розв'язки (відсутність кольматації, недеформівне середовище).

Радіус фронту дисперсної системи визначаємо з рівняння балансу об'єму частинок дисперсної фази:

$$Q_r dt = 2\pi h m_{10} (1 - m_{ш}) \zeta_0 r dr + 2\pi h m_{10} \Phi_0 (1 - \zeta_0) r dr, \quad (5.102)$$

інтегруючи яке з урахуванням (5.95), одержуємо

$$\frac{t}{\tau_1} = (1 - m_{ш} - \Phi_0) \left[ \frac{1}{2} (R^2 - r_c^2) - \tau_2 (R - r_c) + \tau_2^2 \ln \frac{\tau_2 + R}{\tau_2 + r_c} \right] + \frac{\Phi_0}{2} (R^2 - r_c^2), \quad (5.103)$$

де  $Q_r$  – витрата дисперсної фази (гранул);  $t$  – тривалість часу з початку запомповування в пласт дисперсної системи;  $\tau_1 = 2\pi h m_{10} / Q_r$ .

Глибина перенесення частинок у тріщинах обмежується або величиною розкриття тріщин (защемлюються частинки), або величиною швидкості радіального потоку.

*Умова заданого розкриття тріщин.* У межах зони можливого тампонування тріщин, наприклад, полівініловим спиртом, розкриття тріщин повинно бути достатнім для надходження в них частинок дисперсної фази суспензії полівінілового спирту, тобто критерій проникання в першому наближенні можна записати так:

$$d_{\max} < \delta_{\min} / a_c, \quad (5.104)$$

де  $d_{\max}$ ,  $\delta_{\min}$  – максимальний діаметр частинок полівінілового спирту і мінімальне розкриття тріщин, у які передбачається запомповування суспензії;  $a_c$  – коефіцієнт, який характеризує повноту врахування можливості аркоутворення частинок на вході в тріщину, заклинювання одних частинок іншими в тріщині, ступінь округленості частинок і розмах статистичного розподілу діаметра полідисперсних частинок (його значину стосовно до гідророзриву пласта і щільних фільтрів рекомендують брати рівним 1-3).

Враховуючи полідисперсність частинок дисперсної фази і статистичний розподіл величин розкриття тріщин, виснуємо, що глибина перенесення частинок у тріщинах різного розкриття не є однозначною. Тому для її визначення охарактеризуємо частинки і високопровідні тріщини, як це зазвичай прийнято в гідродинаміці дисперсних систем і гідродинаміці тріщинних колекторів, їх середнім діаметром  $\bar{d}$  і середнім розкриттям  $\bar{\delta}_b$ . Тоді умову защемлення гранул у тріщинах на межі зони можливого тампонування можна записати у вигляді:

$$\bar{\delta}_b = a_c \bar{d}. \quad (5.105)$$

Розкриття тріщин залежить від величини тиску в них. Якщо вважати, що деформації в тріщинуватому пласті пружні і малі за величиною, то залежність розкриття тріщин від тиску можна вважати лінійною:

$$\bar{\delta}_b = \bar{\delta}_{b0}[1 - \beta_p(p_0 - p)], \quad (5.106)$$

де  $\bar{\delta}_b$ ,  $\bar{\delta}_{b0}$  – розкриття тріщини відповідно при початковому  $p_0$  і біжучому  $p$  тисках;  $\beta_p$  – реологічний параметр тріщинуватого середовища.

Звідси умова защемлення частинок у тріщині набуває вигляду:

$$p_T = p_0 + \frac{1}{\beta_p} \ln \frac{a_c \bar{d}}{\bar{\delta}_{b0}}, \quad (5.107)$$

де  $p_T$  – тиск на межі зони можливого тампонування, що відповідає радіусу тампонування  $r_T$  цієї зони;  $\bar{\delta}_{b0}$  – середнє розкриття високопровідних тріщин при тиску  $p_0$ .

Вище одержано рівняння (5.70) зміни тиску вздовж тріщинуватого пористого пласта при запомповуванні в нього рідини, яке уможливило розрахунок тиску в будь-якій точці пласта. Рівняння не виражається у явному вигляді відносно біжучого радіуса  $r$ . Тому для визначення радіуса зони можливого тампонування  $r_T$  необхідно спільно розв'язати рівняння (5.70) і (5.107). Зручніше для визначення радіуса  $r_T$  побудувати графік розподілу тиску  $p(r)$  у залежності від радіуса  $r$ , розв'язуючи диференціальне рівняння (5.70) чисельним методом для умов запомповування води (дисперсійного середовища). Відкладаючи величину тиску  $p$ , згідно із (5.107) на осі тисків, графічно знаходимо  $r = r_T$ .

Оскільки розкриття тріщин значно залежить від величини тиску, то при розрахунках належить оперувати середньозваженим по тиску розкриттям тріщин

$$\delta = \frac{\delta_0}{p_3 - p_0} \int_{p_0}^{p_3} e^{-\beta_p(p_0 - p)} dp = \delta_0 \alpha_4 \quad (5.108)$$

і всюди величину  $\delta$  множити на коефіцієнт

$$\alpha_4 = \frac{1}{\beta_p(p_3 - p_0)} \left[ e^{-\beta_p(p_0 - p_3)} - 1 \right] \quad (5.109)$$

Тоді розкриття  $\delta_{b0}$  оцінюємо за залежністю (5.108), в якій беремо  $\bar{\delta}_b = \delta$ ,  $\delta_0 = \bar{\delta}_{b0}$ .

*Умова критичної швидкості радіального потоку.* На основі розгляду гідродинамічного критерію перенесення в тріщині гранул дисперсної системи стосовно до тампонування тріщин маємо, що утворення тампонувального шару у вертикальній тріщині визначається швидкістю потоку, швидкістю седиментації та висотою тріщини. У випадку радіального потоку загальна величина витрати рідини дисперсної системи визначає величину швидкості потоку на відстані  $r$  від входу в пласт. Формування шару відбувається в товщину (висоту) і довжину, а відтак

встановлюється стабільний (квазістабільний) шар постійної товщини. Тоді критична значина насиченості тріщини тампонуванням шаром

$$\zeta_{кр} = \left(1 + \frac{1}{\alpha_a \varphi}\right)^{-1} = \left[1 + \frac{a_3 Q_{p1}}{2\pi w_0 h m_1 r}\right]^{-1}, \quad (5.110)$$

де  $\alpha_a = \frac{2\pi\alpha_1 w_0 h m_1 r}{a_2 Q_{p1}}$ ;  $a_1 = 1,84$ ;  $a_2 = 7,2 \cdot 10^{-4}$ ;  $w_0$  – швидкість седиментації;  $h$  – товщина пласта;  $m_1$  – коефіцієнт тріщинної пористості;  $Q_{p1}$  – об'ємна витрата рідини запомповуваної суспензії;  $r$  – біжучий радіус.

Ця теоретично встановлена і експериментально підтверджена залежність (5.110) покладена нами в основу методики розрахунку радіуса  $r_{п}$  зони можливого тампонування із умови критичної швидкості перенесення частинок (гранул).

Перенесення гранул у глибину пласта можливе до тих пір, поки висота прохідного перерізу тріщини не стане дорівнювати середньому діаметру частинок  $\bar{d}$ , тобто  $\eta_{кр} = \bar{d}$ . Відтак із рівняння (5.95) визначаємо радіус зони можливого тампонування

$$r_{п} = \frac{\tau_2}{\zeta_{кр}^{-1} - 1} = \frac{a_3 Q_{p1} \zeta_{кр}}{2\pi \Gamma \delta_b h w_0 (1 - \varphi_0)(1 - \zeta_{кр})}, \quad (5.111)$$

де  $\zeta_{кр} = 1 - \bar{d} / \eta_0$ ;  $\tau_2 = \frac{a_3 Q_{p1} \zeta_{кр}}{2\pi \Gamma \delta_b h w_0 (1 - \varphi_0)(1 - \zeta_{кр})}$ ;  $\eta_0$  – висота тріщини;  $a_3 = a_2 / a_1 = 3,9 \cdot 10^{-4}$ ;  $\varphi_0$  – об'ємна концентрація частинок у дисперсній системі;  $\Gamma$  – густина тріщин.

Тоді за розрахунковий радіус зони тампонування беремо меншу величину із двох знайдених значин  $r_T$  і  $r_{п}$ .

Так як радіус  $R$  фронту дисперсної системи є функцією часу  $t$  згідно із (5.103), то маємо залежності (5.100) і (5.101) технологічних параметрів  $Q_b(t)$  і  $p_3(t)$  процесу тампонування тріщин у часі. Перебіг тиску  $p_3(t)$  показано на рис. 5.10.

Радіус фронту дисперсної системи визначаємо з рівняння балансу об'єму частинок дисперсної фази

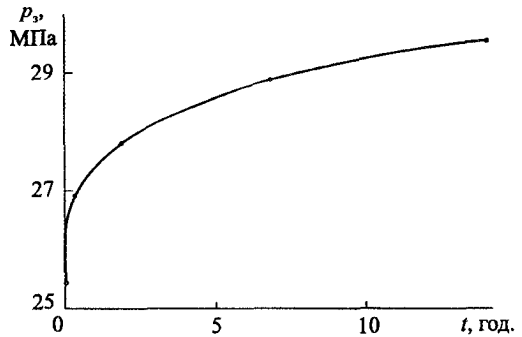
$$Q_1 dt = 2\pi r h dr \Gamma \delta_b \zeta_{кр}, \quad (5.112)$$

розв'язуючи яке з урахуванням (5.110), одержуємо:

$$\frac{t}{\tau_1} = \frac{R^2 - r_c^2}{2} - \tau_2 (R - r_c) + \tau_2^2 \ln \frac{\tau_2 + R}{\tau_2 + r_c}, \quad (5.113)$$

де  $t$  – тривалість часу з початку запомповування в пласт суспензії;

Рис. 5.10 – Перебіг вибієного тиску  $p_3$  у часі  $t$  при запомповуванні дисперсної системи (на основі пом’якшувача) у свердловину ( $Q = 0,02 \text{ м}^3/\text{с}$ ;  $\varphi_0 = 0,025$ ;  $R_k = 250 \text{ м}$ ;  $r_c = 0,1 \text{ м}$ ;  $h = 13 \text{ м}$ ;  $m_1 = 10^{-3}$ ;  $\alpha_4 = 0,1$ ;  $\alpha_1 = 5 \cdot 10^{-7} \text{ Па}^{-1}$ ;  $k_1 = 7 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2$ ;  $p_0 = 20 \text{ МПа}$ ;  $p_k = 17 \text{ МПа}$ ;  $m_1 = 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}$ ;  $m_2 = 1,1 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}$ ;  $m_{ш} = 0,3$ )



$R, r_c$  – радіус фронту дисперсної системи і радіус свердловини (по долоту);

$$\tau_1 = \frac{2\pi h \Gamma \delta_v (1 - \varphi'_0)}{Q_{po} \varphi'_0}; \quad \tau_2 = \frac{a_3 Q_{p1}}{2\pi h \Gamma \delta_v w_0 (1 - \varphi_0)}$$

З цих рівнянь отримуються відомі частинні розв’язки (відсутність кольматації, недеформівне середовище).

Дані залежності покладено в основу методики інженерного прогнозування процесу і перевірено при виконанні промислових робіт [379]. У цьому зв’язку наголосимо на доцільності адаптування методики стосовно до умов конкретного родовища за коефіцієнтами, які апіорі задаються.

Отже, узагальнено розв’язок задачі нелінійної, радіальної фільтрації рідини в деформівному тріщинувато-пористому пласті, а також дисперсної системи, причому коефіцієнти тріщинних проникності і пустотності високопровідних тріщин подано функціями тиску і насиченості кольматувальним шаром у межах її області з рухомими межами. Виконано аналіз моделі тампонування тріщин, яка дає змогу проектувати процес тампонування (нерівноважні умови). Стосовно до рівноважних умов кольматації розроблено методику наближеного прогнозування здійснення технологічного процесу, включаючи оцінку радіуса зони тампонування і тиску (чи витрати) запомповування в часі.

### 5.1.5 Імовірісно-статистична модель надходження дисперсних систем у тріщинувато-пористе середовище і його кольматації

Багато процесів у нафтогазовидобуванні пов’язано із запомповуванням у проникні пласти рідин і різних розчинів з твердими домішками, суспензій або інших дисперсних систем. У залежності від дисперсності і концентрації дисперсної фази під час фільтрації через проникний пласт можуть мати місце утворення поверхневого осаду частинок дисперсної

фази, що перебуває в завислому стані в дисперсійному середовищі, на торці проникного пласта (стінці свердловини), внутрішня кольматація і винесення частинок дисперсної фази із проникного пласта. Рекомендації різних авторів при цьому щодо вибору розміру частинок дисперсної фази оснований на різних емпіричних співвідношеннях (максимальних, мінімальних, медіанних та інших діаметрів зерен гравію і пластового піску) стосовно до гравійних фільтрів для попередження винесення пластового піску [231, 554] і не мають наукового обґрунтування. Так, критерієм фільтрівності (або критерієм кольматації) суспензії в пористі середовища чи щілини (тріщини) встановлено геометричний симплекс, що визначається або відношенням діаметра пор (розкриття тріщин) до діаметра кольматувальних частинок (гранул), або відношенням діаметра частинок гравійного фільтра до діаметра кольматувальних частинок. Оскільки звичайно частинки є полідисперсними, то звідси появились різні рекомендації з підбору діаметра частинок (50, 85-90, 90%-ного відсіву, середній, медіанний або найбільший діаметри і т.д.) [554]. Разом з тим, поперечні розміри пор і тріщин також підлягають певним статистичним законам розподілу, що не враховано в цих роботах.

Нижче викладено вирішення цієї проблеми стосовно до вибіркового керованого тампонування високопроникних тріщин тріщинувато-пористого пласта запомповуванням водної суспензії з метою створення потовідхилювальних бар'єрів у міжсвердловинних зонах для регулювання розробки нафтового покладу та ізоляції припливу води [47, 88, 107, 133]. Запропоновано ймовірно-статистичну модель надходження твердої полідисперсної фази суспензії в тріщинувато-пористі середовища і повноти кольматації каналів (тріщин) заданого розміру твердою фазою з урахуванням щільностей статистичних розподілів як діаметрів частинок твердої фази дисперсної системи і пор матриць гірської породи, так і розкриття тріщин тріщинувато-пористого середовища пласта. Оскільки речовини можуть бути дисперговані в різній мірі, аж до молекулярного рівня, то цей розв'язок можна легко поширити на високопроникні пори пористого середовища, наприклад, стосовно до запомповування водного розчину полімеру, точніше, дисперсії полімеру в пористе середовище.

Оскільки пористі і тріщинуваті пласти є зв'язанодисперсною системою, то в даному випадку маємо задачу вивчення взаємодії вільнодисперсної системи (наприклад, суспензії) зі зв'язанодисперсною системою. Звідси викладений розв'язок можна застосовувати до багатьох процесів, пов'язаних з фільтруванням і фільтрацією, і поширити його на інші подібні явища взаємодії вільнодисперсних і зв'язанодисперсних систем.

Дисперсна фаза може надходити тільки в такі канали, поперечний розмір яких є більшим розміру її частинок. Стосовно до кольматації

(тампонування) тріщин тріщинувато-пористого середовища основною вимогою є відповідність дисперсної системи *геометричному критерію проникання дисперсної фази* в тріщини і відсутності кольматації пор блоків матриць. Якщо поставити жорстку вимогу відсутності кольматації пор, то відповідний геометричний критерій можна записати так:

$$d_{\min} > d_{n \max} \quad (5.114)$$

або

$$d_{\min} > D_{\max} / a_y, \quad (5.115)$$

де  $d_{\min}$ ,  $d_{n \max}$ ,  $D_{\max}$  – мінімальний і максимальний діаметри відповідно частинок тампонуального матеріалу (суспензії), пор і скелетних зерен блоків матриці;  $a_y$  – коефіцієнт перерахунку від розмірів скелетних зерен до розмірів пор із урахуванням ущільнення (для фіктивного ґрунту дорівнює 2,4-6,4) [88, 354].

Наприклад, у слабкоущільнених крупнозернистих пісковиках порідколекторів Лесяківського і Гнідинцівського родовищ із вмістом цементу не більше 15% середні діаметри пор у місцях розширень і звужень відповідно становлять 35-50 і 10-15 мкм [12]. Тоді для тампонування тріщин можна використати дисперсну систему з діаметром частинок понад 15 або навіть 50 мкм.

Але явище кольматації має ймовірнісний характер, а діаметри порових каналів і діаметри частинок тампонажного матеріалу, як випадкові величини, підлягають певним законам статистичного розподілу.

Враховуючи ймовірнісний характер розглядуваного явища, вважаємо більш обґрунтованою ймовірнісно-статистичну модель тампонування, що дає трактування геометричного критерію в розширеному розумінні з позицій надійності (або інакше вибірковості) і повноти тампонування високопроникних каналів з урахуванням щільностей статистичного розподілу розмірів дисперсних частинок, пор і тріщин.

Під *надійністю тампонування* розуміємо відсутність кольматації пор та малопроникних тріщин і проникання дисперсної фази тільки у високопроникні тріщини. Діаметри порових каналів і діаметри частинок кольматувального матеріалу як випадкові величини підлягають певним законам статистичного розподілу. Так як ці дві величини є незалежними, то щільність розподілу їх системи дорівнює добутку щільностей розподілу кожної величини, яка входить до системи [145]. Тоді ймовірність порушення умови (5.114) запишемо так:

$$F_n(d' > d'_n) = \int_{-\infty}^{d'} \int_{d'_n}^{+\infty} f_1(d) f_2(d_n) dd \cdot dd_n \quad (5.116)$$

або

$$F_n(d' > d'_n) = \int_{-\infty}^{d'} f_1(d) dd \int_{d'_n}^{+\infty} f_2(d_n) dd_n =$$

$$= F_1(d) \Big|_{-\infty}^{d'} \cdot F_2(d_n) \Big|_{d'_n}^{+\infty} = F_1(d') [1 - F_2(d'_n)], \quad (5.117)$$

де  $f_1(d)$ ,  $f_2(d_n)$ ,  $F_1(d)$ ,  $F_2(d_n)$  – щільності і функції розподілів діаметрів частинок ( $d$ ) і пор ( $d_n$ );  $d'$ ,  $d'_n$  – діаметри частинок і пор, які отримують в окремих випадках відповідно мінімальну ( $d_{\min}$ ) і максимальну ( $d_{\max}$ ) значини (рис. 5.11), а взагалі  $d'_n$  – найбільший діаметр пор, кольматація яких не допускається. При запису (5.117) взяли до уваги, що функції розподілів за мінус і плюс нескінченностей рівні відповідно нулю та одиниці, а також з позиції спільності подання рівнянь умовно припускали зміну фізичних розмірів частинок і пор у межах нескінченності, хоч можна врахувати і певні межові обмеження.

*Надійність відсутності кольматації* пор визначаємо як імовірність відповідної події з урахуванням (5.117) за формулою:

$$P_n(d' > d'_n) = 1 - F_1(d') [1 - F_2(d'_n)]. \quad (5.118)$$

З іншої сторони частинки дисперсної фази повинні проникати в тріщини. Критерій проникання записуємо у вигляді:

$$d_{\max} < \delta_{\max} / a_c, \quad (5.119)$$

де  $d_{\max}$ ,  $\delta_{\max}$  – максимальні розміри діаметра частинок дисперсної фази і розкриття тріщин пласта;  $a_c$  – коефіцієнт, що характеризує повноту

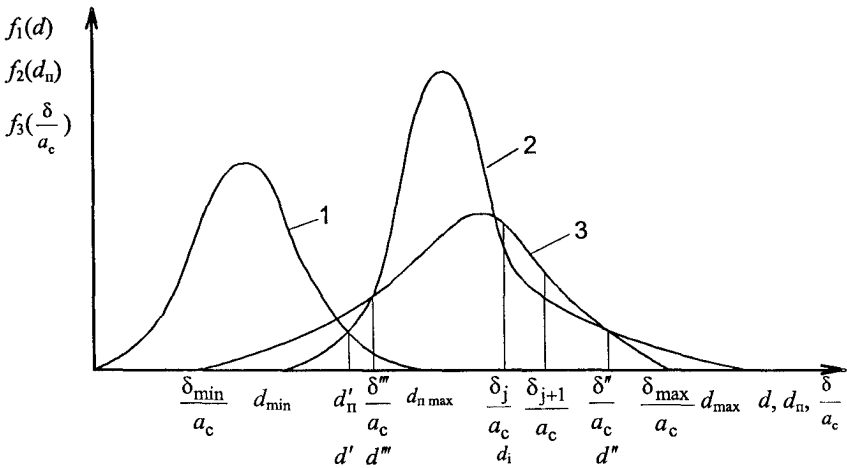


Рис. 5.11 – Щільності розподілів ( $m^{-1}$ ) діаметра пор  $d_n$  в м (1), діаметра частинок кольматувального матеріалу  $d$  в м (2) і відношення розкриття тріщин  $\delta$  в м до безрозмірного коефіцієнта  $a_c$  (3)



врахування можливості аркоутворення (склепіноутворення) частинок біля входу в тріщину, заклинювання одних частинок іншими в тріщині, ступінь окатаності (округленості) частинок і розмах статистичного розподілу діаметра частинок (його значину стосовно до гідророзриву пласта і щілинних фільтрів дослідники рекомендують брати рівною 1-3). З позицій імовірнісно-статистичного підходу *надійність проникання частинок у тріщини*, розширюючи критерій (5.119), аналогічно запишемо у вигляді:

$$\begin{aligned}
 P_{\tau 1}\left(d'' < \frac{\delta''}{a_c}\right) &= 1 - F_{\tau 1}\left(d'' < \frac{\delta''}{a_c}\right) = \\
 &= 1 - \int_{d''}^{+\infty} f_1(d) dd \int_{\delta''/a_c}^{+\infty} f_3\left(\frac{\delta}{a_c}\right) d\left(\frac{\delta}{a_c}\right) = \\
 &= 1 - [1 - F_1(d'')] \left[1 - F_3\left(\frac{\delta''}{a_c}\right)\right], \quad (5.120)
 \end{aligned}$$

де  $f_3\left(\frac{\delta}{a_c}\right)$ ,  $F_3\left(\frac{\delta}{a_c}\right)$ ,  $F_{\tau 1}\left(d'' < \frac{\delta''}{a_c}\right)$  – щільність і функція розподілу величини  $\delta/a_c$  та ймовірність відсутності проникання частинок у тріщини;  $d''$  – діаметр частинок, що дорівнює величині  $\delta''/a_c$ , причому  $d''$  і  $\delta''$  кожний окремо або разом можуть бути найбільшими величинами  $d$  і  $\delta$ .

Але частинки не повинні проникати в малопроникні тріщини. *Надійність відсутності кольматації малопроникних тріщин* тоді подаємо так:

$$\begin{aligned}
 P_{\tau 2}\left(d''' < \frac{\delta'''}{a_c}\right) &= 1 - F_{\tau 2}\left(d''' < \frac{\delta'''}{a_c}\right) = \\
 &= 1 - F_1(d)_{-\infty}^{d'''} \cdot F_3\left(\frac{\delta}{a_c}\right)_{-\infty}^{\delta'/a_c} = 1 - F_1(d''') F_3\left(\frac{\delta'''}{a_c}\right), \quad (5.121)
 \end{aligned}$$

де  $F_{\tau 2}\left(d''' < \frac{\delta'''}{a_c}\right)$  – імовірність відсутності проникання частинок у малопроникні тріщини,  $\delta'''$  – найбільше розкриття тріщин, кольматація яких не допускається (межа між мало- і високопроникними тріщинами);  $d'''$  – діаметр частинок дисперсної фази, що дорівнює величині  $\delta'''/a_c$ .

Оскільки відсутність кольматації пор та малопроникних тріщин і проникання частинок у тріщини є незалежними подіями [145], то вводимо

поняття надійності вибіркового тампонування (або коефіцієнта коректування проникностей тріщин і пор) як добуток цих імовірностей згідно з (5.118), (5.120) і (5.121), тобто

$$P_{\text{кп}} = P_{\text{п}}(d' > d'_{\text{п}}) \cdot P_{\text{т1}}\left(d'' < \frac{\delta''}{a_c}\right) \cdot P_{\text{т2}}\left(d''' < \frac{\delta'''}{a_c}\right) \quad (5.122)$$

З другої сторони процес створення потоковідхилювальних бар'єрів у тріщинувато-пористому пласті (див. § 1.4.3, том 1) слід охарактеризувати повнотою тампонування тріщин відповідного розміру. Якщо тріщини певного розміру повністю заповнені дисперсними частинками тампонажного матеріалу і в них утворився непроникний шар цих частинок, то *бар'єр*, зрозуміло, буде *потоковідхилювальним*, а в ідеальному випадку, коли коефіцієнт проникності тріщин, які містять деяку кількість дисперсних частинок, стане рівним коефіцієнту проникності матриць породи (коефіцієнту проникності пор), *бар'єр* буде *потоковирівнювальним*.

Під *повнотою тампонування каналів* розуміємо ступінь заповнення високопроникних тріщин кольматувальними частинками. Для його визначення обчислимо спочатку ймовірність надходження частини дисперсної фази певного діаметра в тріщини відповідного розміру (такого ж розміру з урахуванням коефіцієнта  $a_c$  і більшого). Ця задача рівносильна визначенню ймовірності попадання випадкової точки  $(d, \delta/a_c)$  у прямокутне поле  $R$  зі сторонами, паралельними головним осям розсіювання, оскільки величини є незалежними [145]. Тоді ймовірність попадання випадкової точки  $(d, \delta'''/a_c)$  у прямокутне поле  $R$  записуємо так (рис. 5.12):

$$\begin{aligned} P_{ij}((d, \delta/a_c) \in R) &= \\ &= \int_{d_i}^{d_{i+1}} \int_{\delta_j/a_c}^{\delta_{j+1}/a_c} f_1(d) f_3\left(\frac{\delta}{a_c}\right) dd \cdot d \left(\frac{\delta}{a_c}\right) = \\ &= [F_1(d_{i+1}) - F_1(d_i)] \left[ F_3\left(\frac{\delta_{j+1}}{a_c}\right) - F_3\left(\frac{\delta_j}{a_c}\right) \right], \end{aligned} \quad (5.123)$$

де  $d_i, d_{i+1}, \delta_j/a_c, \delta_{j+1}/a_c$  – координати вершин прямокутника  $R$  на площині  $d - \delta/a_c$ . У геометричній інтерпретації функції розподілу являють собою площі під відповідними кривими від мінус нескінченності до заданого лінійного розміру, що спрощує практичне обчислення шуканої ймовірності.

Розбиваємо відрізки зміни  $d$  і  $\delta/a_c$  на інтервали, надаючи їм відповідно біжучі номери  $i$  і  $j$ . Тоді частки об'ємів частинок ( $V_i$ ) і тріщин ( $V_j$ ) для цих інтервалів записуємо відношеннями:

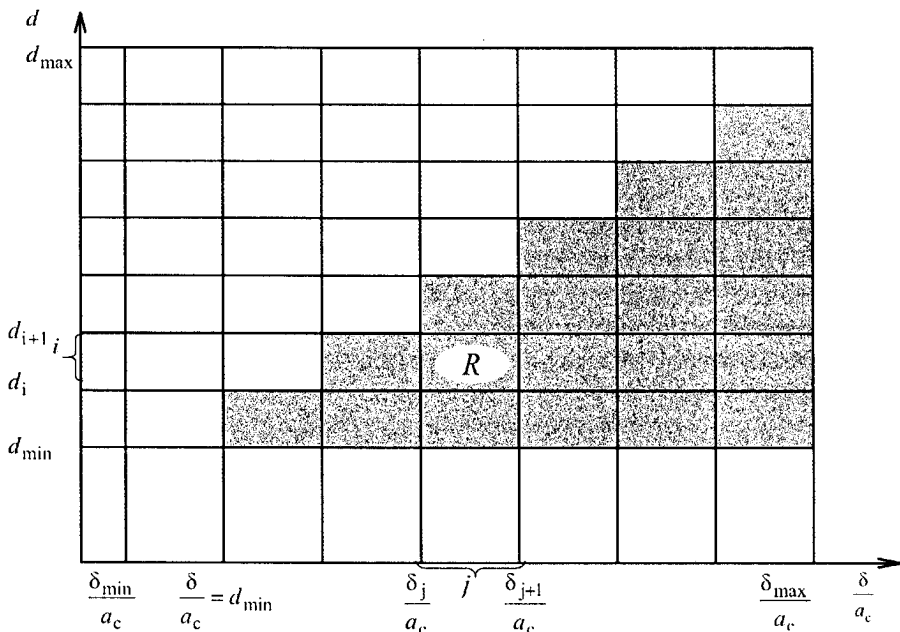


Рис. 5.12 – Схема розбиття площини розподілу незалежних випадкових величин  $d$  і  $\delta/a_c$  на прямокутники зі сторонами, паралельними головним осям розсіювання

$$V_i = \frac{\int_{d_i}^{d_{i+1}} d^3 f_1(d) dd}{\int_{-\infty}^{+\infty} d^3 f_1(d) dd}; \quad V_j = \frac{\int_{\delta_j}^{\delta_{j+1}} \delta f_4(\delta) d\delta}{\int_{-\infty}^{+\infty} \delta f_4(\delta) d\delta}. \quad (5.124)$$

Звідси повноту тампонування тріщин в інтервалі  $j$  частинками з інтервалу  $i$  та тампонування тріщин в інтервалі  $j$  частинками різного розміру (всіх інтервалів  $N$ ) за дотримання умови надходження їх у тріщини даного інтервалу характеризуємо з урахуванням (5.123) і (5.124) частковим ( $\alpha_{ij}$ ) і загальним ( $\alpha_j$ ) коефіцієнтами тампонування тріщин відповідно:

$$\alpha_{ij} = \frac{(1 - m_n) V_T V_i P_{ij}}{(1 - m_{ш}) V_{TP} V_j}; \quad (5.125)$$

$$\alpha_j = \frac{(1 - m_n) V_T}{(1 - m_{ш}) V_{TP} V_j} \sum_{i=0}^N V_i P_{ij} \Big|_{d_i < \frac{\delta_j}{a_c}}, \quad (5.126)$$

де  $d_i < \frac{\delta_j}{a_c}$ ;  $V_r, V_{тр}$  – насипний об’єм тампонувальних частинок (дисперсної фази) і об’єм тріщин пласта в зоні тампонування;  $m_n, m_{ш}$  – коефіцієнти пористості насипного об’єму частинок і їх шару в тріщинах;  $N$  – кількість інтервалів розбиття відрізка зміни діаметра частинок  $d$ .

Запропоновані залежності дають змогу визначити надійність вибіркового (апостеріорі заданого) тампонування  $P_{кп}$  за (5.122) і повноту тампонування тріщин  $\alpha_j$  за (5.126), коли відомими є статистичні розподіли  $d, d_n, \delta, \delta/a_c$ , або, що більш важливо, при прогнозуванні процесів тампонування, задаючись припустимими значинами  $P_{кп}$  і  $\alpha_j$ , підбирати фракційний склад тампонувального матеріалу за розмірами і вмістом необхідних частинок, забезпечуючи високі значини загального коефіцієнта тампонування  $\alpha_j$  для високопроникних тріщин. Практично зіставимі розрахунки з підбору фракцій доцільно проводити за заданого коефіцієнта

$$\alpha'_j = \frac{\alpha_j(1 - m_{ш})V_{тр}}{(1 - m_n)V_r}, \text{ взявши } V_r/V_{тр} = 1, \text{ за співвідношенням:}$$

$$\begin{aligned} \alpha'_j \left[ F_3 \left( \frac{\delta_{j+1}}{a_c} \right) - F_3 \left( \frac{\delta_j}{a_c} \right) \right]^{-1} & \frac{\int_{\delta_j}^{\delta_{j+1}} \delta f_4(\delta) d\delta}{\int_{-\infty}^{+\infty} \delta f_4(\delta) d\delta} = \\ & = \sum_{i=0}^N \frac{d_i}{\int_{-\infty}^{+\infty} d^3 f_1(d) dd} [F_1(d_{i+1}) - F_1(d_i)], \end{aligned} \quad (5.127)$$

причому  $d_i < \delta_j / a_c$ .

При прогнозуванні процесу тампонування необхідно забезпечити високі і практично однакові значини коефіцієнта  $\alpha_j$  для кожного інтервалу  $j$  високопроникних тріщин підбором відповідного вмісту необхідних фракцій (певних розмірів частинок) тампонажного матеріалу.

Звідси під високопроникними тріщинами можна розуміти, наприклад, тріщини, проникність яких дорівнює проникності пор чи для яких  $\delta / a_{сх} \geq d'$ , причому  $d'$  відповідає надійності  $P_n$ .

Запропоновані залежності дають змогу надати процесу тампонування *властивостей вибіркової* (здійснювати відбір тріщин апостеріорі заданого розкриття) і *керованості* (підкорятися дії керування). Вони являють

собою модель процесу вибіркового, керованого тампонування. Дисперсні системи, які саморозподіляються каналами апріорі заданого розміру в результаті попереднього цілеспрямованого підбору їх фракційного складу (за розмірами і вмістом), або, інакше кажучи, які забезпечують такий процес, доцільно називати *керованими дисперсними системами*.

Таким чином, тут розширено поняття *геометричного критерію* надходження полідисперсних частинок дисперсної фази в тріщинувато-пористі середовища як надійності відсутності кольматації пор та малопроникних тріщин і проникання дисперсної фази у високопроникні тріщини з урахуванням щільностей статистичного розподілу розмірів частинок дисперсної фази суспензії, діаметрів пор матриць гірської породи і розкриття тріщин у ній. Запропоновано і розроблено ймовірно-статистичну модель, яка дає трактування геометричного критерію – надходження частинок у тріщини і відсутність кольматації пор матриці з урахуванням щільностей статистичного розподілу розмірів частинок, пор і тріщин. Введено поняття вибіркості або надійності (коефіцієнта коректування проникностей тріщин і пор) і повноти тампонування тріщин певного розміру керованими дисперсними системами, тобто системами, які саморозподіляються в канали пласта заданого розміру внаслідок попереднього підбору відповідного фракційного складу. Отримано аналітичні залежності, які описують надійність відсутності кольматації пор та малопроникних тріщин і проникнення дисперсної фази у високопроникні тріщини тріщинувато-пористого середовища з урахуванням щільностей статистичного розподілу розмірів кольматувальних частинок, діаметрів пор і розкриття тріщин, а також повноту кольматації (тампонування) високопроникних тріщин частинками. Повноту кольматації (тампонування) тріщинувато-пористого середовища охарактеризовано частковим (кольматації тріщин апріорі заданого розкриття частинками певного розміру) і загальним (кольматації тріщин апріорі заданого розкриття частинками всіх розмірів) коефіцієнтами тампонування.

Отримані результати можна використовувати і при проектуванні робіт, які пов'язані з розкриттям нафтових, газових і водяних пластів, підтриманням пластового тиску шляхом нагнітання води з різними домішками (тверді частинки, емульгована нафта), ізоляцією припливу води в нафтові свердловини і регулюванням профілю приймальності в нагнітальних свердловинах, селективним діянням на привибійну зону різними розчинами, а також із застосуванням технології „керованої кольматації” в процесі буріння свердловин, фільтруванням води або реагентів, захороненням стоків та відходів у глибинних проникних пластах гірських порід і т.д.

### ***5.1.6 Ймовірно-статистичне обґрунтування та розрахунок допустимої концентрації дисперсної фази для надходження її в пористе середовище пласта***

У залежності від концентрації суспензії при прониканні її в пористе середовище має місце утворення поверхневого осаду (кірки), внутрішньопорова кольматації або перенесення дисперсної фази в порах із винесенням її із пористого середовища.

З метою збереження природної фільтраційної здатності привибійної зони під час буріння свердловини в продуктивному пласті ставиться задача не допустити кольматації фільтраційних каналів дисперсною фазою бурового розчину [42, 130, 133, 119], особливо в тріщинуватих колекторах [641]. А в ході експлуатації свердловини, коли відбулося передчасне проривання витіснювальної води у свердловину, навпаки, ставиться задача здійснити кольматацію обводнених каналів у привибійних і міжсвердловинних зонах пласта [48, 56, 107]. Тут розглянуто результати досліджень умов кольматації пористого середовища та її відсутності при запомповуванні дисперсної системи (бурового і цементного розчинів, суспензій подрібнених тампонувальних матеріалів, витіснювальної води з механічними домішками) у свердловину стосовно до пористих колекторів [131, 133].

Вище запропоновано і розроблено ймовірно-статистичну модель, яка дає трактування геометричного (структурного) критерію надходження частинок дисперсної фази тампонажної суспензії в тріщини і відсутності кольматації пор матриці з урахуванням щільностей статистичного розподілу розмірів частинок, пор і тріщин. Стосовно до поширених пористих колекторів така ймовірно-статистична задача не ставилась.

У нафтогазовидобуванні дисперсні системи мають на сьогодні широке використання (розклинювальний матеріал при гідравлічному розриві пласта, глинистий і цементний розчини, вода для підтримування пластового тиску тощо). Дисперсна система – це гетерогенна суміш, яка складається як мінімум із двох фаз, наприклад суспензія твердих частинок у воді. Дисперсна тверда фаза може надходити тільки в такі канали, поперечний розмір яких є більшим розміру його частинок.

Для опису каналів і в цілому пористого середовища отримали поширення модель укладених сфер (фіктивний ґрунт), яка ґрунтовно математично описана в роботі [354], модель укладених сфер з неоднорідним розподілом зерен за розмірами, із деформацією скелета, а також капілярна модель у вигляді пучка прямих капілярів однакового або різного радіуса із щільністю розподілу, подібною досліджуваному прототипу (можуть бути капіляри змінного перерізу – серійні моделі). З метою врахування сполученості капілярів між собою запропоновано модель, що

складається із серії вузьких секцій ідеального ґрунту з ідентичним розподілом капілярів за радіусом, випадковим чином накладених один на одного. Подальшим наближенням до натурних умов є моделювання пористого середовища деякою правильною решіткою, котра складена із капілярів, які перетинаються. У моделі І. Фатта радіуси капілярів є постійними між двома вузлами решітки, щільність розподілу розмірів капілярів вибирається такою ж, як і в досліджуваному пористому середовищі. Модель може бути як об'ємною, так і плоскою. Решітчасті моделі являють собою поровий простір у вигляді регулярної структури. Узагальнення їх на випадок неупорядкованої системи було здійснено шляхом створення моделі пор, що розгалужуються, а також решітчастих капілярних моделей із нерегулярною структурою, які використовуються для статистичного опису структури порового простору.

Незалежно від модельного подання каналів у пористому середовищі виділяють дві основні причини затримування частинок дисперсної фази фільтруючим пористим шаром: механічне затримування частинок на вході в канали шару (геометричний критерій) і адгезію (прилипання) частинок на поверхні зерен шару [88, 151, 417]. Першу причину розглянуто вище.

Стійкому накопиченню всередині фільтруючого шару шляхом перекривання його внутрішніх каналів передусє перш за все взаємодія частинок суспензії з поверхнею зерен фільтруючого шару [151]. Природа такої взаємодії є аналогічною природі взаємодії двох колоїдних частинок, коагуляція яких відбувається під дією молекулярних сил притягання. Енергія загальної взаємодії складається із електричної і ван-дер-ваальсової складових.

При русі частинки в середині фільтруючого шару траєкторія її відхиляється від ліній течії рідини в результаті дії далекодійчих ван-дер-ваальсових сил. Таке відхилення супроводжується втратою швидкості руху частинок, оскільки з наближенням до поверхні пори швидкість руху рідини зменшується і на поверхні дорівнює нулю. Якщо між частинкою і поверхнею внаслідок однакових знаків електричних зарядів їх поверхонь існує енергетичний бар'єр, то рух частинки до поверхні припиняється у тому місці простору, якому відповідає нульова енергія взаємодії. Тоді під дією швидкості рідини частинка, обходячи по лінії течії зерно фільтруючого шару, переміщується у застійну зону, де швидкості руху практично дорівнюють нулю. Звичайно для кожного зерна застійної зони – це кормові області або області, що примикають до точок контакту між зернами. Сюди ж потрапляють і інші частинки, утворюючи конгломерат. Роз'єднанню частинок у такому конгломераті протидіють ван-дер-ваальсові сили, а більш щільному злипанню – електричні сили. У міру зростання

розміру конгломерату приєднання нової частинки внаслідок зростання сили дії на нього потоку рідини призводить до його відривання від поверхні зерна фільтруючого шару, в результаті чого конгломерати проникають углиб фільтруючого шару. На їх місці утворюються нові конгломерати.

Оскільки прилипання неминуче призводить до зменшення концентрації твердої фази в суспензії, то на деякій глибині концентрація твердої фази стане рівною нулю. Цю глибину прийнято називати мінімальною товщиною фільтруючого шару.

Процеси прилипання і відкладання дисперсної фази відбуваються одночасно. Протягом певного часу на вході в шар концентрація суспензії підвищується і стає рівною початковій концентрації; утворюється сформований концентраційний фронт, вздовж якого концентрація зменшується від початкової концентрації до нуля. Відтак цей фронт переміщується вздовж фільтруючого шару.

Мінімальна товщина фільтруючого шару із зменшенням значини енергетичного бар'єру зменшується і стає найменшою, коли електрична складова взаємодії напрямлена в ту ж сторону, що й ван-дер-ваальсова (обидві поверхні різнозаряджені – бар'єр відсутній).

Таким чином, при тривалому запомповуванні дисперсної фази у пористе середовище необмеженої довжини спочатку формується концентраційний фронт, а відтак сформований фронт паралельно переміщується вздовж пористого середовища (рис. 5.13).



Рис. 5.13 – Розподіл концентрації  $c$  дисперсної системи при запомповуванні її в пористе середовище: 1 – концентраційний фронт у процесі його формування вздовж просторової координати  $x$ ; 2 – сформований концентраційний фронт; 3 – концентраційний фронт, що паралельно переміщується в часі вздовж пористого середовища;  $c_0$  – початкова концентрація



Рух суспензії в пористому середовищі є змішаною задачею гідродинаміки і описується в теорії фільтрування, вона на сьогодні в достатній мірі вважається розробленою, щоб можна було скористатися для створення технології регулювання процесу заводнення.

Фільтрування за механізмом процесу поділяють на два види: 1) із утворенням осаду (кірки) на поверхні пористого середовища; 2) із закупорюванням пор середовища. Оскільки розміри пор пористого середовища продуктивного пласта змінюються від нуля до певної значини, то при запомповуванні суспензії в пористий поклад нафти чи газу матимуть місце процеси як закупорювання пор, так і утворення поверхневого осаду.

Розрізняють три типи фільтрування: 1) механічний – тверді частинки розміром не менше 30 мкм під дією сил тертя і тиску потоку затримуються у звуженнях середовища; 2) фізико-хімічний – частинки розміром від 0,1 до 30 мкм під дією ван-дер-ваальсових і електрокінетичних сил утримуються на поверхні пор; 3) колоїдний – частинки розміром менше 0,1 мкм утримуються на поверхні пор ван-дер-ваальсовими і електрокінетичними силами та внаслідок виникання хімічних зв'язків.

Таким чином, для забезпечення кольматації (ізоляції) пор пористого середовища дисперсною системою необхідно виконати умови геометричного і концентраційного критеріїв.

При вивченні процесу фільтрування води в системі водопостачання розглядалась так звана малокоцентрована суспензія, хоч межа між мало- і висококоцентрованими суспензіями не встановлювалась [385]. При бурінні та капітальному ремонті свердловин широко використовуються глинисті і цементні розчини, які відносяться до висококоцентрованих суспензій, хоч останній термін кількісно не обґрунтовувався. У системі підтримування пластового тиску маємо справу з малокоцентрованою водною суспензією механічних домішок, і виникає задача обґрунтування допустимої концентрації суспензії [433]. Однак ці задачі розглядалися на експериментальному рівні без належного теоретичного обґрунтування. При реалізації заводнення нафтових покладів, через передчасні неконтрольовані проривання води по високопровідних каналах і тріщинах, актуалізувалась задача кольматації тріщин. При цьому протягом останніх років сформувалася тенденція росту обсягів трудновидобувних запасів нафти і газу (тріщинуватість колектора, висока в'язкість нафти, нафтогазові поклади тощо), а більшості нафтових, газових і водяних пластів притаманна переважно вертикальна (або близька до неї) орієнтація тріщин.

Апріорі зрозуміло, що поняття мало- чи висококоцентрована суспензія, питання кольматації пор і тріщин повинні розглядатися у зв'язку із розмірами каналів, по яких відбувається рух суспензії.

Дисперсна система, зокрема суспензія, характеризується обмеженою фільтрівністю. Стосовно до створення потокоскеровувальних бар'єрів необхідно враховувати, що діаметри частинок дисперсної фази і діаметри порових каналів чи розкриття тріщин є випадковими величинами, які підлягають певним законам статистичного розподілу. Звідси в аспекті усунення передчасних проривань витіснювального агента (води) за допомогою дисперсних систем при регулюванні розробки нафтогазових родовищ з метою обґрунтування технологічних умов створення потокоскеровувальних бар'єрів нижче розглянуто задачу ймовірно-статистичного визначення допустимої концентрації полідисперсних частинок при запопмуванні суспензії (полідисперсної системи) в поліметричні канали пористого середовища нафтового пласта [130, 133.]. За такої концентрації відбуватиметься тільки закупорювання пор без утворення поверхневого осаду (кірки) на вході в пористе середовище.

Розглядаємо елементарний кубічний елемент пористого тіла (середовища) з одиничними розмірами, що характеризується коефіцієнтом пористості  $m$ . Нехай дисперсна система, зокрема суспензія, з об'ємною концентрацією дисперсної фази  $c$ , подається через одну із граней такого елементарного кубічного елемента пористого тіла. Щоб частинки дисперсної фази змогли проникати в пори, беремо їх радіус  $r_2$  меншим радіуса пор  $r_1$ , тобто

$$r_2 \max < r_1 \min. \quad (5.128)$$

Для обґрунтування принципового підходу до розв'язування задачі визначення допустимої концентрації суспензії спочатку ідеалізуємо процес, а відтак розглянемо задачу запопмування полідисперсної системи у поліметричне пористе середовище нафтового пласта. Нагадаємо, що в залежності від концентрації суспензії при прониканні її в пористе середовище має місце утворення поверхневого осаду, внутрішня кольматація або винесення дисперсної фази із пористого середовища [151].

### Ідеалізована модель

Припускаємо, що пори представлені однорозмірними капілярами радіусом  $r_1$ , а площа поперечного перерізу одної пори становить  $S_1$ . Частинки дисперсної фази те ж однорозмірні з радіусом  $r_2$ .

Нехай число всіх пор розглядуваної грані дорівнює  $N_1$ . Тоді площа поперечного перерізу всіх пор

$$S = S_1 N_1 = N_1 \pi r_1^2. \quad (5.129)$$

Припускаємо, що коефіцієнт просвітності дорівнює коефіцієнту пористості [49], тоді коефіцієнт пористості для одиничного куба записуємо так:

$$m = \frac{S}{1} = N_1 \pi r_1^2, \quad (5.130)$$

звідки число пор на одиниці площі грані

$$N_1 = \frac{m}{\pi r_1^2}. \quad (5.131)$$

Об'єм усіх частинок дисперсної фази в одиниці об'єму дисперсної системи

$$V = V_2 N_2 = \frac{4}{3} \pi r_2^3 N_2, \quad (5.132)$$

де  $V_2$  – об'єм одної частинки;  $N_2$  – кількість усіх частинок.

Тоді об'ємну концентрацію частинок записуємо так:

$$c = \frac{V}{1} = \frac{4}{3} N_2 \pi r_2^3, \quad (5.133)$$

звідки знаходимо число всіх частинок в одиниці об'єму дисперсної системи

$$N_2 = \frac{3c}{4\pi r_2^3}. \quad (5.134)$$

На одну грань куба дисперсної системи припадає частинок (при розміщенні у вузлах кубічної решітки)

$$N_3 = \left( \sqrt[3]{N_2} \right)^2 = \sqrt[3]{\frac{9c^2}{16\pi^2 r_2^6}} = \frac{1}{r_2^2} \sqrt[3]{\frac{9c^2}{16\pi^2}}. \quad (5.135)$$

Оскільки статистичні розподіли розмірів частинок і пор перекриваються (за розмірами), то частинки дисперсної фази усі надійдуть у пори за умови, за якої кожна частинка дисперсної фази має свій поровий канал (*концентраційний критерій проникання дисперсної системи в пористе середовище*):

$$N_3 \leq N_1. \quad (5.136)$$

Підставляємо  $N_3$  і  $N_1$  у (5.136) і перетворюємо, тоді одержуємо шукану допустиму концентрацію дисперсної фази:

$$c \leq \frac{4r_2^3 m}{3r_1^3} \sqrt{\frac{m}{\pi}}. \quad (5.137)$$

Дамо числову оцінку знайденої величини. Радіус порових каналів можна подати залежністю:

$$r_1 = \sqrt{\frac{8k}{m}}, \quad (5.138)$$

де  $k$  – коефіцієнт проникності пористого середовища.

Для коефіцієнта пористості використаємо для прикладу таку статистичну залежність (стосовно до девонських пісковиків Туймазинського родовища) [546]:

$$m = 10^{-2} [8,94 + 4,56 \lg(10^{15}k)]. \quad (5.139)$$

Якщо  $k = 10^{-12} \text{ м}^2$ , то  $m = 0,2262$ ,  $r_1 = 5,95 \cdot 10^{-6} \text{ м}$ . Нехай  $r_1 = 2 r_2$ , тоді  $r_2 = 2,975 \cdot 10^{-6} \text{ м}$ ,  $c = 1,01\%$ . У роботі [417] із геометричних міркувань при аналогічних ідеалізованих умовах допустиму об'ємну концентрацію оцінено значиною 0,75%. Це свідчить про прийнятність нашого підходу.

Реальна модель – полідисперсна система  
і полірозмірне пористе середовище

Розміри частинок і пор вважаємо випадковими величинами. Пористе середовище подаємо системою паралельних капілярів радіусом  $r_1$ , а частинки дисперсної фази мають радіус  $r_2$ , причому розміри пор і частинок підлягають певним статистичним законам розподілу.

Число пор у залежності від їх радіуса характеризуємо диференціальним законом розподілу  $f_1'(r_1)$ . Нехай число всіх пор розглядуваної грані дорівнює  $N_1$ . Число пор з радіусами між  $r_1$  і  $(r_1 + dr_1)$ , що припадає на одиницю площі грані, становить

$$dN = f_1'(r_1) dr_1, \quad (5.140)$$

звідки число всіх пор вхідної грані з одиничною площею

$$N_1 = \int_{-\infty}^{+\infty} f_1'(r_1) dr_1, \quad (5.141)$$

де для узагальнення запису беремо зміну радіусів у межах нескінченностей.

Площа поперечного перерізу всіх пор становить

$$S = \int_{-\infty}^{+\infty} \pi r_1^2 f_1'(r_1) dr_1. \quad (5.142)$$

Коефіцієнт пористості розглядаємо як середньостатистичну величину коефіцієнта просвітності вздовж просторової координати [49]. Припускаючи, що коефіцієнт просвітності дорівнює коефіцієнтові пористості, то для елементарного куба з одиничним об'ємом одержуємо коефіцієнт пористості:

$$m = \frac{S}{1} = \int_{-\infty}^{+\infty} \pi r_1^2 f_1'(r_1) dr_1, \quad (5.143)$$

оскільки коефіцієнт просвітності рівний відношенню площі пор до площі грані, яка дорівнює одиниці площі.

Розв'язуючи спільно (5.141) і (5.143), встановлюємо, що число всіх полірозмірних пор вхідної грані з одиничною площею є функцією коефіцієнта пористості  $m$ :

$$N_1 = N_1(m). \quad (5.144)$$

Число частинок дисперсної фази в залежності від радіуса характеризуємо диференціальним законом розподілу  $f_2'(r_2)$ , тобто дисперсна система представлена полідисперсними частинками дисперсної фази.

Кількість частинок з радіусами в інтервалі від  $r_2$  до  $(r_2 + dr_2)$

$$dN_2 = f_2'(r_2) dr_2 \quad (5.145)$$

і кількість частинок в одиниці об'єму суспензії

$$N_2 = \int_{-\infty}^{+\infty} f_2'(r_2) dr_2. \quad (5.146)$$

Об'єм усіх частинок становить:

$$V = \int_{-\infty}^{+\infty} \frac{4}{3} \pi r_2^3 f_2'(r_2) dr_2. \quad (5.147)$$

Об'ємна концентрація полідисперсних частинок в одиниці об'єму суспензії кількісно рівна об'єму всіх частинок, тобто

$$c = \frac{V}{1} = \int_{-\infty}^{+\infty} \frac{4}{3} \pi r_2^3 f_2'(r_2) dr_2. \quad (5.148)$$

Спільний розв'язок (5.146) і (5.148) дає, що об'ємна концентрація полідисперсних частинок в одиниці об'єму суспензії кількісно рівна об'єму всіх частинок, а звідси число частинок  $N_2$  є функцією об'ємної концентрації  $c$ :

$$N_2 = N_2(c). \quad (5.149)$$

На одну грань елементарного куба дисперсної системи припадає частинок (при розміщенні їх у вузлах кубічної сітки)

$$N_3 = \left( \sqrt[3]{N_2} \right)^2. \quad (5.150)$$

За допустимої концентрації дисперсної системи беремо таку концентрацію, при якій кожна частинка дисперсної системи має свій поровий канал (*критерій проникання дисперсної системи в пористе середовище*), тобто

$$N_3(c) \leq N_1(m). \quad (5.151)$$

Із (5.151) знаходимо допустиму концентрацію частинок дисперсної фази стосовно до будь-якого статистичного закону розподілу розмірів пор і частинок.

### *Надійність проникання частинок у пори*

Кольматация пор є можливою в тому випадку, коли будь-яка частинка дисперсної системи зможе уміститися в будь-який поровий канал, тобто за умови виконання геометричного (структурного) критерію (5.128):  $r_{1\min} > r_{2\max}$ . Така жорстка умова на практиці в більшості випадків не

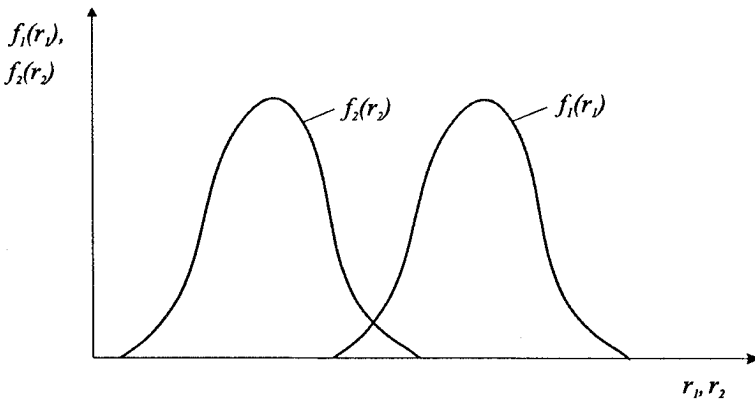


Рис. 5.14 – Щільності розподілів радіусів пор  $f_1(r_1)$  і частинок  $f_2(r_2)$

може бути виконаною, оскільки статистичні розподіли частинок і пор за розмірами перекриваються (рис. 5.14).

Тому структурний критерій необхідно записати в залежності від рівня надійності його виконання. Так як ці дві випадкові величини – радіуси пор і частинок – є незалежними величинами, то щільність розподілу їх системи дорівнює добутку щільностей розподілів кожної величини, котра входить у систему (див. вище). Тоді імовірність надходження частинок у пори запишемо так:

$$F_{\Pi}(r_1' > r_2') = \int_{r_1}^{+\infty} \int_{-\infty}^{r_2'} f_1(r_1) f_2(r_2) dr_1 dr_2 = F_2(r_2') [1 - F_1(r_1')], \quad (5.152)$$

де  $f_1(r_1')$ ,  $F_1(r_1)$ ,  $f_2(r_2)$ ,  $F_2(r_2')$  – щільності і функції розподілів відповідно радіусів пор ( $r_1$ ) і частинок ( $r_2$ );  $r_1'$ ,  $r_2'$  – розміри пор і частинок, які зокрема набувають значин мінімальної ( $r_{1 \min}$ ) і максимальної ( $r_{2 \max}$ ). Тут узято до уваги, що функції розподілу при мінус і плюс нескінченностях рівні відповідно нулю і одиниці; з позицій узагальнення рівнянь умовно припустили зміну фізичних розмірів пор і частинок у межах нескінченностей.

Зауважимо, що введені раніше диференціальні закони розподілу  $f_1'(r_1)$  і  $f_2'(r_2)$  числа пор та числа частинок пов'язані із щільностями розподілів радіусів пор  $f_1(r_1)$  і частинок  $f_2(r_2)$  залежностями:

$$f_1(r_1) = \frac{f_1'(r_1)}{N_1}; \quad (5.153)$$

$$f_2(r_2) = \frac{f_2'(r_2)}{N_2}. \quad (5.154)$$

Оскільки в пори проникне тільки певна, імовірна частка частинок, то *концентраційний критерій* записуємо у вигляді:

$$F_n N_3(c) \leq N_1(m), \quad (5.155)$$

а решта частинок утворюватиме поверхневий осад (кірку), внаслідок чого процес проникання частинок у пористе середовище згасатиме в часі. Звідси знаходимо допустиму концентрацію частинок дисперсної системи, за якої ще забезпечуватиметься проникання твердих частинок у пористе середовище без створення кірки на його зовнішній (вхідній) поверхні.

### Нормальний закон статистичного розподілу розмірів пор і частинок

Як приклад розглядаємо, що вирази  $f_1'(r_1)$  і  $f_2'(r_2)$  підлягають нормальному закону розподілу:

$$f_1'(r_1) = n_{10} e^{-\frac{(r_1 - r_{10})^2}{2\sigma_1^2}}; \quad (5.156)$$

$$f_2'(r_2) = n_{20} e^{-\frac{(r_2 - r_{20})^2}{2\sigma_2^2}}, \quad (5.157)$$

де  $r_1, r_2$  – радіуси пор і частинок;  $r_{10}, r_{20}$  – математичні сподівання радіусів пор і частинок;  $\sigma_1, \sigma_2$  – середньоквадратичні відхилення радіусів пор і частинок;  $n_{10}, n_{20}$  – параметри розподілу.

Підставляючи (5.156) в (5.141) та інтегруючи, одержуємо:

$$N_1 = n_{10} \int_{-\infty}^{+\infty} e^{-\frac{(r_1 - r_{10})^2}{2\sigma_1^2}} dr_1 = n_{10} [\sigma_1 \sqrt{2\pi} F(r_1)] \Big|_{-\infty}^{+\infty} = n_{10} \sigma_1 \sqrt{2\pi}, \quad (5.158)$$

звідки

$$n_{10} = \frac{N_1}{\sigma_1 \sqrt{2\pi}}, \quad (5.159)$$

де  $F(r_1)$  – функція розподілу радіусів пор.

З формули (5.142) маємо:

$$S = \pi n_{10} \int_{-\infty}^{+\infty} r_1^2 e^{-\frac{(r_1 - r_{10})^2}{2\sigma_1^2}} dr_1. \quad (5.160)$$

Покажемо розв'язок цього інтегралу. Позначимо  $x = (r_1 - r_{10}) / (\sigma_1 \sqrt{2})$ , тоді  $r_1 = x \sigma_1 \sqrt{2} + r_{10}$ , а відтак

$$\int_{-\infty}^{+\infty} r_1^2 e^{-x^2} dr = \sigma_1^3 2\sqrt{2} \int_{-\infty}^{+\infty} x^2 e^{-x^2} dx + 4\sigma_1^2 r_{10} \int_{-\infty}^{+\infty} x e^{-x^2} dx + r_{10}^2 \sigma_1 \sqrt{2} \int_{-\infty}^{+\infty} e^{-x^2} dx.$$

Взявши підстановку  $x^2 = y$ , перший інтеграл приводимо до виразу

$\int_{-\infty}^{+\infty} e^{-x^2} dx = \sqrt{\pi}$ , відомого в теорії ймовірностей. Другий інтеграл, як це зразу видно, дорівнює нулю. У результаті маємо:

$$S = \pi N_1 (r_{10}^2 + \sigma_1^2). \quad (5.161)$$

На основі (5.143) одержуємо:

$$m = \pi N_1 (r_{10}^2 + \sigma_1^2), \quad (5.162)$$

звідки

$$N_1 = \frac{m}{\pi(r_{10}^2 + \sigma_1^2)}. \quad (5.163)$$

Виведемо тепер формули стосовно до частинок дисперсної фази. Із (5.146) і (5.157) записуємо:

$$N_2 = \int_{-\infty}^{+\infty} n_{20} e^{-\frac{(r_2 - r_{20})^2}{2\sigma_2^2}} dr_2 = n_{20} \sigma_2 \sqrt{2\pi}, \quad (5.164)$$

звідки

$$n_{20} = \frac{N_2}{\sigma_2 \sqrt{2\pi}}. \quad (5.165)$$

Об'єм усіх частинок на основі (5.147) маємо:

$$V = \int_{-\infty}^{+\infty} \frac{4}{3} \pi r_2^3 n_{20} e^{-\frac{(r_2 - r_{20})^2}{2\sigma_2^2}} dr_2 = \frac{4\pi n_{20}}{3} \int_{-\infty}^{+\infty} r_2^3 e^{-\frac{(r_2 - r_{20})^2}{2\sigma_2^2}} dr_2. \quad (5.166)$$

Беремо підстановку  $(r_2 - r_{20}) / \sigma_2 = x$ . Тоді в ході розв'язування приходимо до інтегралу:  $\int_{-\infty}^{+\infty} x^3 e^{-x^2} dx$ . Взявши підстановку  $x^2 = y$  і проінтегрувавши, одержуємо:

$$V = \frac{4}{3} \pi N_2 r_{20} (r_{20}^2 + 3\sigma_2^2), \quad (5.167)$$

Відповідно об'ємна концентрація полідисперсних частинок у дисперсній системі становить

$$c = \frac{4}{3} \pi N_2 r_{20} (r_{20}^2 + 3\sigma_2^2), \quad (5.168)$$

звідки

$$N_2 = \frac{3c}{4\pi r_{20} (r_{20}^2 + 3\sigma_2^2)}. \quad (5.169)$$



На основі (5.163) і (5.169), записуючи аналогічно співвідношенню (5.151), одержуємо стосовно до нормального закону розподілу параметрів шукану допустиму концентрацію полідисперсної фази в суспензії у вигляді:

$$c \leq \frac{4mr_{20}(r_{20}^2 + 3\sigma_2^2)}{3F_{\Pi}} \sqrt{\frac{m}{\pi F_{\Pi}(r_{10}^2 + \sigma_1^2)^3}}. \quad (5.170)$$

Відзначимо, що при  $\sigma_1=0$ ,  $\sigma_2=0$  і  $F_{\Pi}=1$  одержується вираз допустимої концентрації для ідеалізованого випадку – монодисперсної системи, коли пори і частинки характеризуються середніми розмірами.

Дамо кількісну оцінку знайденої допустимої концентрації. Беремо  $m = 0,1$ ;  $r_{10} = 12 \cdot 10^{-6}$ м;  $\sigma_1 = 5 \cdot 10^{-6}$ м,  $r_{20} = r_{10} / 3$  (припускаємо із позицій можливого склепінноутворення на вході в пори);  $\sigma_2 = 1,33 \cdot 10^{-6}$ м. Для знаходження  $r_1'$  і  $r_2'$  (при  $r_1' = r_2'$ ) записуємо умову:

$$f_1(r_1') = f_2(r_2') \quad (5.171)$$

або

$$\sigma_1^{-1} e^{-\frac{(r_1' - r_{10})^2}{2\sigma_1^2}} = \sigma_2^{-1} e^{-\frac{(r_2' - r_{20})^2}{2\sigma_2^2}} \quad (5.172)$$

Звідси одержуємо:

$$r_1' = r_2' = \frac{(r_{20}\sigma_1^2 - r_{10}\sigma_2^2)}{\sigma_1^2 - \sigma_2^2} + \frac{\sqrt{(r_{20}\sigma_1^2 - r_{10}\sigma_2^2)^2 - (\sigma_1^2 - \sigma_2^2)[(r_{20}\sigma_1^2 - r_{10}\sigma_2^2) - 2\sigma_1^2\sigma_2^2 \ln(\sigma_1/\sigma_2)]}}{\sigma_1^2 - \sigma_2^2}, \quad (5.173)$$

тобто  $r_1' = r_2' = 6 \cdot 10^{-6}$ м. Далше із статистичних таблиць [145] знаходимо:  $F_1(r_1') = 0,0668$ ;  $F_2(r_2') = 0,9336$ , а відтак розраховуємо  $F_{\Pi} = F_2(r_2')[1 - F_1(r_1')] = 0,871$ . Тоді  $c = 0,00123$  м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> або  $c = 0,123\%$ . Цій об'ємній концентрації відповідає масова концентрація

$$c' = \frac{c\rho_d}{1 - c} = 2700 \text{ мг/л}, \quad (5.174)$$

де  $\rho_d = 2200$  кг/м<sup>3</sup> – густина матеріалу твердих домішок суспензії.

Якщо взяти  $\sigma_1 = 0$ ,  $\sigma_2 = 0$ , то при цих же даних отримуємо  $c = 1,04\%$ .

Беремо також  $r_{10} = 12 \cdot 10^{-6}$ м;  $r_{20} = 4 \cdot 10^{-6}$ м ( $r_{20} = r_{10}/3$ ),  $m$  при  $\sigma_1 = 1,2 \cdot 10^{-6}$ м і  $\sigma_2 = 1,47 \cdot 10^{-6}$ м. Тоді  $F_{\Pi} = 1$ ,  $c = 9,32 \cdot 10^{-8}$  м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>,  $c' = 0,2$ мг/л, тобто для отримання високої ймовірності надходження частинок у пористе середовище (з наступною кольматацією пор) слід забезпечити дуже малі значини допустимої концентрації.

Отже, запропонована ймовірісно-статистична модель дає змогу теоретично обґрунтувати максимально допустиму концентрацію дисперсної фази в дисперсній системі, якою тампонується пористі канали проривання води (чи у воді, що використовується в системі підтримування пластового тиску), або мінімально допустиму концентрацію твердої фази в буровому розчині (без кольматації пор з утворенням поверхневої кірки).

### Визначення параметрів розподілу розмірів пор пористого середовища

На сьогодні розроблено методи визначення коефіцієнта пористості та диференціальної кривої розподілу радіусів порових каналів, тобто можна визначити  $m$ ,  $r_{10}$ ,  $\sigma_1$ .

Величини  $r_{10}$  і  $\sigma_1$  можна визначити також опосередкованими методами, знаючи коефіцієнти пористості та проникності і питому поверхню пористого середовища.

Витрату рідини  $q$  через капіляр радіусом  $r_1$  подаємо формулою Пуазейля:

$$q = -\frac{\pi r_1^4}{8\mu} \frac{dp}{dx}, \quad (5.175)$$

де  $dp/dx$  – градієнт тиску;  $\mu$  – динамічний коефіцієнт в'язкості рідини.

Загальна витрата рідини через усі пори становить

$$Q = \int_0^{N'_1} q dN'_1 = -\frac{\pi}{8\mu} \frac{dp}{dx} \int_{-\infty}^{+\infty} r_1^4 f'_1(r_1) dr_1. \quad (5.176)$$

З другого боку, цю ж витрату рідини через одиницю площі грані подаємо за законом Дарсі:

$$Q = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{dx}, \quad (5.177)$$

де  $k$  – коефіцієнт проникності пористого середовища.

Значить, для встановлення залежності радіуса пор від коефіцієнта проникності виражаємо витрату рідини через один капіляр формулою Пуазейля, а загальну витрату через усі пори як інтеграл цієї витрати по всіх порах. Відтак цю ж витрату через одиницю площі грані записуємо за законом Дарсі. Звідси, прирівнюючи ці витрати, одержуємо вираз для коефіцієнта проникності пористого середовища через радіуси пор різного розміру:

$$k = \frac{\pi}{8} \int_{-\infty}^{+\infty} r_1^4 f'_1(r_1) dr_1. \quad (5.178)$$

Питома поверхня порових каналів з одиничною довжиною

$$S'_n = 2\pi \int_{-\infty}^{+\infty} r_1 f_1'(r_1) dr_1. \quad (5.179)$$

Інтеграл у виразі для коефіцієнта проникності розв'язуємо частинами для нормального закону. Для цього вводимо нову змінну  $t = (r_1 - r_{10})/(\sigma_1 \sqrt{2})$ , звідки  $r_1 = r_{10} + t\sigma_1 \sqrt{2}$ , а цей вираз підносимо до четвертої степені. Тоді одержуємо:

$$k = \frac{\pi N_1}{8} (r_{10}^4 + 6 r_{10}^2 \sigma_1^2 + 3 \sigma_1^4). \quad (5.180)$$

Питома поверхня при цих умовах

$$S'_n = 2\pi N_1 r_{10}. \quad (5.181)$$

Отже, маємо три рівняння з трьома невідомими:

$$\left. \begin{aligned} m &= \pi N_1 (r_{10}^2 + \sigma_1^2) \\ k &= \frac{\pi N_1}{8} (r_{10}^4 + 6 r_{10}^2 \sigma_1^2 + 3 \sigma_1^4) \\ S'_n &= 2\pi N_1 r_{10} \end{aligned} \right\} \quad (5.182)$$

Спільне їх розв'язування дає:

$$N_1 = \frac{S'_n}{2\pi r_{10}}; \quad (5.183)$$

$$\sigma_1^2 = \frac{2m r_{10}}{S'_n} - r_{10}^2; \quad (5.184)$$

$$r_{10}^3 - \frac{6m^2}{S_n'^2} r_{10} + \frac{8k}{S'_n} = 0. \quad (5.185)$$

Із отриманого кубічного рівняння (5.185), застосовуючи формулу Кардано, знаходимо  $r_{10}$ , за (5.184) –  $\sigma_1$ , а в разі необхідності за (5.183) –  $N_1$ .

Таким чином, параметри пористого середовища ( $N_1$ ,  $r_{10}$ ,  $\sigma_1$ ) визначаємо так. Для пористого середовища експериментально за відомими методами спочатку визначаємо  $m$ ,  $k$  і  $S'_n$ , а тоді, використовуючи отримані вище вирази цих параметрів, – знаходимо опосередкованим чином три невідомі величини:  $N_1$ ,  $r_{10}$ ,  $\sigma_1$ .

Отже, допустима концентрація суспензії, окрім параметрів дисперсної фази (розміру частинок і їх середньоквадратичного відхилення), визначається також коефіцієнтом пористості, математичним очікуванням

радіуса пор і середньоквадратичним відхиленням радіусів пор або коефіцієнтами пористості та проникності і питомою поверхнею пористого середовища.

### Визначення дисперсного складу матеріалів і оброблення результатів

Розмір гранул є найважливішою їх характеристикою. Для визначення дисперсного складу гранульованих і порошкоподібних матеріалів застосовують ситовий аналіз, мікроскопічний, седиментометричний, ультрамікроскопічний, імпульсний (Коултера) і оптичний методи. Межі застосування методів вимірювання розмірів частинок наступні (за І.М. Верещагіним та ін. [419]):

Методи	Діапазон розмірів, мкм
Мікроскопічний метод (оптичний)	0,25-1000
Ситовий аналіз:	
стандартні сита	понад 40
мікросита	понад 5
Седиментометричний метод:	
у рідині в полі сили тяжіння	0,5-100
у центрифугах	0,05-50
Ультрамікроскопічний метод:	
за швидкістю осідання	0,1-10
з використання ультрамікроскопа	0,05-10
Імпульсний метод	0,2-300
Оптичний метод:	
за світлом, розсіяним частинкою	0,05-10
за формою імпульсу при проходженні частинки через щілину	понад 5

Основним промисловим методом визначення розмірів великих (понад 40 мкм) частинок є ситовий аналіз. „Ситовий” радіус  $r_{\text{сит}}$  частинки визначається розмірами комірок  $(n-1)$ -го і  $n$ -го сит, на котрих накопичуються частинки, як середньоарифметична їх значина. Під мікроскопом визначають номінальний радіус  $r_n$ , тобто радіус кулі того ж об’єму, що й частинка. „Седиментаційним” радіусом  $r_c$  називається радіус кулі з тією ж швидкістю осідання в полі сили тяжіння, що й у частинки, причому густини кулі і частинки приймаються рівними.

Для ізометричних частинок  $r_n \cong r_c \cong r_{\text{сит}}$ , але для голкоподібних частинок  $r_{\text{сит}} \ll r_n$  і  $r_{\text{сит}} \ll r_c$ , а для пластинчастих частинок  $r_{\text{сит}} > r_n$ ,  $r_{\text{сит}} > r_c$ . Якщо відношення максимального розміру до мінімального не перевищує 2, то розміри частинок можна характеризувати одним із параметрів  $r_n$ ,  $r_c$  або  $r_{\text{сит}}$ . Таким чином, з урахуванням діапазону вимірюваних розмірів ми обмежувемось ситовим радіусом гранул.

Пом'якшувач та інші розглянуті нами гранульовані матеріали (див. вище § 2.5, том 1) представлені широким спектром розмірів частинок, тобто є полідисперсними. Розмір характеризуємо функцією розподілу частинок за діаметрами або радіусами.

Функція розподілу  $f(r)$  за радіусами  $r$ , помножена на приріст радіуса  $dr$ , визначає частку кількості частинок з радіусом, який знаходиться в межах від  $r$  до  $r + dr$ . При цьому повинна виконуватись умова нормування:

$$\int_0^{\infty} f(r) dr = 1. \quad (5.186)$$

Для дослідження коагуляції, оскільки при коагуляції сумарний об'єм частинок залишається постійним, можна скористатись розподілом частинок за об'ємами  $V$  або за масами частинок. Тоді функція розподілу за об'ємами

$$f(V) = \frac{1}{4\pi r^2} f(r). \quad (5.187)$$

Для частинок з однаковою густиною матеріалу розподіли за масами і за об'ємами тотожні, в іншому випадку зручніше скористатись розподілом за об'ємами. Функція масового розподілу  $g(r)$  визначає частку загальної маси частинок з радіусами  $(r, r + dr)$ . За визначенням функція  $g(r)$  може бути отримана із функції  $f(r)$  перемноженням на масу  $m_r$  частинки радіусом  $r$ , тобто

$$g(r) = k_{\text{норм}} m_r f(r), \quad (5.188)$$

де  $k_{\text{норм}}$  – нормувальний коефіцієнт, який визначається з умови:

$$\int_0^{\infty} g(r) dr = k_{\text{норм}} \int_0^{\infty} m_r f(r) dr = k_{\text{норм}} m_{\text{сєр}} = 1, \quad (5.189)$$

тобто маємо

$$k_{\text{норм}} = \frac{1}{m_{\text{сєр}}}; \quad (5.190)$$

$$g(r) = \frac{m_r}{m_{\text{сєр}}} f(r), \quad (5.191)$$

де  $m_{\text{сєр}}$  – середня маса частинок.

Крива інтегрального розподілу

$$F(r) = \int_0^{\infty} f(r) dr, \quad (5.192)$$

яка визначає частку частинок з радіусами, що лежать у межах  $0 - r$ ,

зручніша, оскільки при обмеженому обсязі вибірки (кількості вимірних частинок) вона значно менше піддається флуктуаціям.

Основні статистичні параметри функцій розподілу визначаються так:

1) середній розмір частинок

$$r_{\text{сеп}} = \int_0^{\infty} r f(r) dr \quad (5.193)$$

або, якщо проведено  $n$  вимірювань,

$$r_{\text{сеп}} \approx r'_{\text{сеп}} = \frac{\sum_{i=1}^n r_i}{n}; \quad (5.194)$$

2) середньоквадратична дисперсія

$$\sigma_r^2 = \int_0^{\infty} (r - r_{\text{сеп}})^2 f(r) dr \quad (5.195)$$

або

$$\sigma_r^2 \cong \sigma_r'^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (r_i - r_{\text{сеп}})^2}{n - 1}; \quad (5.196)$$

3) асиметрія розподілу

$$\Sigma_k = \frac{\int_0^{\infty} (r - r_{\text{сеп}})^3 f(r) dr}{\sigma_r^3} \quad (5.197)$$

або

$$\Sigma_k \cong \Sigma_k' = \frac{\sum_{i=1}^n (r_i - r_{\text{сеп}})^3}{\left[ \sum_{i=1}^n (r_i - r_{\text{сеп}})^2 \right]^{3/2}}. \quad (5.198)$$

Розміри частинок можуть бути розподілені за різними статистичними законами. Приймаємо:

а) нормальний закон розподілу

$$f(r) = \frac{1}{\sigma_r \sqrt{2\pi}} \exp \left[ -\frac{(r - r_{\text{сеп}})^2}{2\sigma_r^2} \right]; \quad (5.199)$$

б) логарифмічно-нормальний закон (нормально розподілений не радіус частинки, а його логарифм)

$$f(r) = \frac{1}{r \sigma_{\ln r} \sqrt{2\pi}} \exp \left\{ - \frac{[\ln r - (\ln r)_{\text{ср}}]^2}{2\sigma_{\ln r}^2} \right\}. \quad (5.200)$$

А.Н. Колмогоров, виходячи з простих припущень про характер процесу дроблення твердих частинок, показав, що в процесі подрібнення розподіл частинок асимптотично прямує до логарифмічно-нормального. Введенням змінної  $\ln r$  часто можна усунути нерівноправність розподілів великих та малих частинок (позитивну асиметрію).

### ***5.1.7 Аналітичне оброблення складних статистичних розподілів коефіцієнта проникності тріщинувато-пористого пласта і розподілу розкриття тріщин***

Для практичних розрахунків процесу тампонування високопроникних тріщин тріщинувато-пористого нафтового чи газового пласта дисперсними системами треба мати у своєму розпорядженні закони розподілів діаметра частинок дисперсної фази  $d$ , діаметра пор  $d_n$ , розкриття тріщин  $\delta$ , величини  $\delta/a_c$  (див. вище).

Закон розподілу (спектр розподілу) діаметра частинок  $d$  визначається за фракційним (гранулометричним) розподілом частинок тампонажного матеріалу, а діаметра пор  $d_n$  – за експериментальними даними вивчення керна (див. вище). Для встановлення закону розподілу розкриття тріщин у пласті необхідно знати закон розподілу коефіцієнта проникності тріщин.

#### Розподіл розкриття тріщин

Розкриття тріщин  $\delta$  є функцією коефіцієнта тріщинної проникності  $k_1$ , тобто з поправкою Г.М. Ломізе стосовно до моделі тріщин [358]

$$\delta = \sqrt[3]{\frac{12c_n k_1}{\Gamma}} = \sqrt[3]{\frac{12c_n}{\Gamma}} \sqrt[3]{k_1} = c_1 \sqrt[3]{k_1}, \quad (5.201)$$

де  $c_n$  – дослідний коефіцієнт, який враховує вплив шорсткості стінок і клиноподібності тріщин, їх звивистість і місцеві опори (за даними експериментів Г.М. Ломізе  $c_n = 2-100$  і більше);  $\Gamma$  – густина тріщин;  $c_1 = \sqrt[3]{12c_n/\Gamma}$ .

Коефіцієнт тріщинної проникності  $k_1$  визначається гідродинамічними і промислово-геофізичними методами дослідження свердловин, дані яких по окремих свердловинах використовуються для побудови гістограми коефіцієнта тріщинної проникності  $k_1$ . Ця гістограма береться за ймовірно-статистичну щільність розподілу, до неї підбирається відповідна

аналітична залежність. Тоді методами теорії ймовірностей визначається закон розподілу функції випадкового аргумента, тобто закон розподілу розкриття тріщин  $\delta$  як функції випадкового аргумента  $k_1$ , що пов'язані функціональною залежністю (5.201). Відмітимо, що при побудові щільностей розподілів розкриття тріщин  $\delta$  і величини  $\delta/a_c$  числа  $c_1$ ,  $a_c$  розглядаються як не випадкові величини.

Наприклад, якщо випадкова величина  $k_1$  розподілена нормально, то щільність розподілу величини  $\delta/a_c$  набуває вигляду:

$$f_3\left(\frac{\delta}{a_c}\right) = \frac{3\delta^3 a_c^3}{c_1 \sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(\delta^3 a_c^3 / c_1^3 - \bar{k}_1)^2}{2\sigma^2}\right], \quad (5.202)$$

де  $\sigma$ ,  $\bar{k}_1$  – середнє квадратичне відхилення і математичне сподівання величини  $k_1$ .

Конкретніше задача вирішується так.

Відомості про коефіцієнт проникності продуктивного пласта можна отримати в результаті: а) вивчення в лабораторії кернавого матеріалу; б) гідродинамічного дослідження свердловин і пластів; в) дослідження свердловин промислово-геофізичними методами.

Керн характеризує локальну точку (область) пласта. Він зазвичай представлений найбільш щільними видами порід. Винесення керна з тріщинувато-пористих порід не перевищує 5-20%. Поряд з технікою відбирання кернів це зумовлено розділенням керна на окремі частини по тріщинах, які його перетинають. Іноді вдається підняти керн, на якому візуально виявляються відкриті тріщини. Кількість та розміри тріщин можуть збільшуватись у процесі вибурування і піднімання керна на поверхню. Проникність керна залежить від відповідності умов її визначення пластовим умовам. При створенні гідрообтискання, яке моделює гірничий (ефективний) тиск, відбувається повне змикання тріщин настільки малого елемента пласта як керн. Тому визначена лабораторним шляхом із дотриманням пластових умов значина коефіцієнта проникності керна характеризує проникність пористого середовища (матриці) тріщинувато-пористого пласта.

Гідродинамічні методи дослідження забезпечують визначення коефіцієнтів тріщинної проникності  $k_1$  і проникності матриць породи  $k_2$  (див. нижче). Більшість дослідників приймають коефіцієнт загальної проникності тріщинувато-пористого пласта рівним сумі коефіцієнтів тріщинної проникності і проникності матриць (див. § 1.4.2, том 1), тобто

$$k = k_1 + k_2. \quad (5.203)$$

Відомо багато способів визначення коефіцієнта проникності порід із використанням промислово-геофізичних методів дослідження свердло-



вин. В їх основі лежать кількісні статистичні зв'язки коефіцієнта проникності з показами електричних методів і гамма-методу. Для встановлення таких зв'язків необхідно мати дані лабораторного визначення коефіцієнта проникності, або дані гідродинамічного дослідження.

Таким чином, залишається два шляхи: а) окремого визначення коефіцієнтів тріщинної проникності і проникності пористих матриць (блоків) за даними гідродинамічного дослідження; б) визначення коефіцієнта загальної проникності тріщинувато-пористого пласта на основі або безпосереднього визначення за даними гідродинамічного дослідження, або використання зв'язків між коефіцієнтом проникності, визначеним за даними гідродинамічних методів, і показами промислово-геофізичних методів.

Нижче запропоновано нову методику визначення коефіцієнта тріщинної проникності  $k_1$  за даними гідродинамічного дослідження свердловини. На даний час найбільш використовуваним є метод визначення коефіцієнта тріщинної проникності  $k_1$  на основі поєднання визначення коефіцієнта проникності матриць  $k_2$  у лабораторії за керном із визначенням коефіцієнта загальної проникності  $k$  гідродинамічними методами або в комплексі з промислово-геофізичними методами, тобто

$$k_1 = k - k_2. \quad (5.204)$$

Відмітимо, що розподіл коефіцієнта тріщинної проникності  $k_1$  можна встановити за розподілами коефіцієнта проникності  $k_2$  матриць (блоків) (кернові дослідження) і коефіцієнта загальної проникності  $k$  (гідродинамічні і промислово-геофізичні дослідження), використовуючи апарат математичної статистики, зокрема апарат характеристичних функцій щодо розподілів суми і її складових.

Пустотний простір порід може бути представленим порами і тріщинами. Розміри пор по всіх трьох координатних осях сумірні. Якщо розмір пор є великим (понад 0,1-3 мм), то їх називають кавернами. Відмітною особливістю тріщин є несумірність розміру по одній осі з розмірами по двох інших осях координат. Найбільший розмір тріщин називаємо довжиною, найменший – шириною (розкриттям), середній – висотою.

Експериментами встановлено наявність у взірці (керні) пористого середовища пор різного розміру. Криву розподілу пор за їх розміром можна описати одним із законів розподілу випадкової величини. Цим розподілом розмірів пор визначається коефіцієнт проникності досліджуваного керна, тобто сукупність його пор як каналів руху рідини.

Якщо взяти елемент тріщинувато-пористого середовища, який містить достатньо велику кількість тріщин, то можна припустити, що в цьому елементі розкриття тріщин (розмір, який нас цікавить) подібно розміру пор також можна описати одним із законів розподілу випадкової величини. Цьому розподілу відповідає розподіл коефіцієнтів тріщинної

проникності. При переході від точки (елемента) об'єму пласта до іншої точки або від свердловини до свердловини коефіцієнт проникності зазвичай змінюється як випадкова величина. Звідси стосовно до тріщинувато-пористого пласта можна виділити три статистичні сукупності: одну інтегральну сукупність коефіцієнта загальної проникності (тріщинного середовища і матриць) та дві частинні сукупності коефіцієнтів окремо тріщинної проникності і проникності матриць. Таким чином, виникає статистична задача розділення складного розподілу коефіцієнтів проникностей на його складові, причому розподіл коефіцієнтів проникностей матриць може бути відомим.

### Аналіз фактичних даних дослідження кернового матеріалу і свердловин

Нижче виконано аналіз розподілу коефіцієнтів проникностей стосовно до Долинського нафтового родовища.

Літологічна будова і колекторські властивості покладів Долинського нафтового родовища вивчалися багатьма дослідниками. Аналіз цих робіт у 1980 р. виконав у кандидатській дисертації Р.В. Мисьович [Исследование вопросов разработки нефтяных месторождений, содержащих газированную жидкость (на примере разработки Долинского нефтяного месторождения): Дис. ... канд. техн. наук: 05.15.06. – Москва: ВНИИнефть, 1980. – 175 с.]

Особливістю покладів є їх шарувата і тріщинна неоднорідності. Колектори нафти представлено пластами і пачками різної товщини пісковиків і алевролітів менілітової (загальна товщина 600 м), бистрицької (80 м), вигодської (110 м) і манявської (300 м) свит. Товщина пісковиків коливається від декількох сантиметрів до десятків сантиметрів і метрів. Часто відбувається чергування мікропрошарків (товщиною в декілька сантиметрів або міліметрів) пісковиків, алевролітів і аргілітів. В інтервалі одного або декількох метрів коефіцієнт проникності змінюється від десятитисячних до сотих, а то і десятих часток  $\text{мкм}^2$ .

Уявлення про фізичні властивості і тип колекторів у початковий період розробки склалось на основі аналізу результатів лабораторних досліджень керна. За видами покладів межах зміни коефіцієнта відкритої пористості від 0,2 до 20,2% відповідає зміна коефіцієнта проникності  $(0,1-84,5) \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$  за величини, котра зустрічається найчастіше і дорівнює  $3 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ , а частота зустрічі взірців керна із коефіцієнтом проникності менше  $0,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$  становить 15%. По менілітовому покладу при зміні коефіцієнта відкритої пористості від 0,005 до 19,8% найчастіше зустрічається (в 76% випадках) величина коефіцієнта проникності менше  $0,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$  при одиничних значинах його до  $110 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ . Радіуси

порових каналів при цьому змінюються від сотих часток до 16 мкм. Густота пор – від 0,9 до 10,2 тис./см<sup>2</sup> при середній величині 5,8 тис./см<sup>2</sup>. Ступінь сполученості пор дорівнює 0,2.

Однак, вибірка кернавого матеріалу не була достатньо репрезентативною. По-перше, свердловини, що характеризуються найбільшими інтервалами відбирання керна нерівномірно розташовані на площі (наприклад, на вигодському покладі із 534 визначень коефіцієнта проникності взірців керна, відібраних із 51 свердловини, 415 аналізів або 78% припадає всього на 9 свердловин – №№39, 56, 106, 116, 118, 224, 267, 505, 522, а по окремих свердловинах є лише по 1-4 визначення). По-друге, керн відібрано із невеликого інтервалу (28% від загальної товщини). По-третє, керн відібрано в основному із щільних шарів через руйнування в процесі буріння сипкіших, тріщинуватих шарів, котрі володіють кращими колекторськими властивостями (повнота виносу керна не перевищувала 55% від товщини відбирання). Наявність останніх підтверджується в деяких описах кернавого матеріалу по свердловинах, в яких окремі прошарки винесеної породи охарактеризовано як слабкоцементовані. Коефіцієнт проникності цих прошарків масово не визначався, а випадкові визначення свідчать, що він не перевищував 0,1 мкм<sup>2</sup>.

За окремими описами керна винесена порода являє собою чергування прошарків товщиною в декілька сантиметрів пісковиків різної щільності із алевролітами і аргілітами товщиною в декілька міліметрів. Таке чергування визначає більшу шарувату неоднорідність проникності і дає підставу Р.В. Місьовичу вважати, що різновиди порід із високою проникністю мають невелику товщину і саме вони відіграють вирішальну роль у розробці покладів та припливах нафти у свердловину. Частота зустрічі винесеного керна із них у загальному об'ємі вибірки кернавого матеріалу характеризується поодинокими випадками.

Р.В. Місьовичем виконано промислові дослідження нагнітальних свердловин, в результаті яких отримано 457 визначень коефіцієнта проникності прошарків, що поглинають воду (табл. 5.1).

У таблиці виключено визначення по керну із коефіцієнтом проникності менше 10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>, тобто менше мінімальної величини коефіцієнта проникності, розрахованого за промисловими даними. Середня значина його по вигодському покладу становить 50,4·10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>.

Проведенням промислових досліджень видобувних і нагнітальних свердловин встановлено наявність у всіх покладах продуктивних пропластків, коефіцієнти проникності яких сягають 0,1 мкм<sup>2</sup> і більше при значинах, котрі найчастіше зустрічаються (21,6-41,7)·10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup> і середній 50,4·10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>, що в 4,2 рази перевищує визначену по керну (11,98·10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>). По інших покладах, навіть за наявності в них прошарків

Таблиця 5.1 – Зведені характеристики розподілу коефіцієнта проникності гірських порід вигодського покладу Долинського нафтового родовища (за Р.В. Місьовичем)

Спосіб визначення	Кількість визначень	Середня значна коефіцієнта проникності, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	Максимальні-мінімальні значини, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	Значина, що найчастіше зустрічається, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	Дисперсія, $10^{-6}$ мкм <sup>4</sup>	Стандарт, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	Коефіцієнт варіації
За промисловими дослідженнями	457	50,4	322-1,4	21,6-41,7	1456,3	38,2	75,7
За керном	323	11,98	84,5-1,0	10,0-10,3	157,8	12,6	104,5

із достатньо високою проникністю, середні значини коефіцієнта проникності є нижчими, ніж по вигодському.

Разом із тим відклади вигодського покладу на відміну від менілітової свити є монолітнішими (коефіцієнт злиття 0,121-0,541), де можливими є взаємообмін рідинами між контактуючими пластами по площинах їх дотику і залучення до розробки низькопроникних шарів, фільтрація рідини з яких через стінки свердловини практично відсутня.

Тріщинуватість порід Долинського родовища встановлено багатьма дослідниками (Р.С. Копистянський, В.М. Боргницька) [334]. В.М. Боргницька вважає тріщини основними шляхами руху нафти і газу. В роботах Р.В. Місьовича, Л.С. Мончака, В.П. Василечка вказується на незначний вплив тріщин на проникність порід. Р.В. Місьович зазначає, що по покладах Долинського родовища, як правило, було відсутнє поглинання глинистого розчину при бурінні свердловин. Коефіцієнти продуктивності знаходяться в межах 0,5-15 т/(доб·МПа) по свердловинах менілітового покладу і 3-30 т/(доб·МПа) по свердловинах вигодського покладу. Індикаторні лінії по видобувних свердловинах вигодського покладу, котрі побудовані в координатах  $Q - \Delta p$ , і менілітового покладу, побудовані в координатах  $Q - \Delta H$ , як правило, є прямолінійними, де  $Q$  – дебіт;  $\Delta p$ ,  $\Delta H$  – депресія тиску і різниця функцій Христиановича. Аналіз індикаторних ліній нагнітальних свердловин також дає підстави визнати їх лінійними. Свердловини дуже тривалий період (по вигодському покладу не менше 4 доби і по менілітовому покладу – протягом декількох місяців) відновлюють пластовий тиск. Різниця між пластовими тисками нагнітальних і розташованих на відстані 200-300 м від них видобувних свердловинах сягає 25 МПа при приймальності свердловин 40 м<sup>3</sup>/доб. Розрахований Р.В. Місьовичем можливий коефіцієнт нафтовилучення при режимі розчиненого газу

по менілітовому покладу становить 0,1, залишкова газонасиченість по вигодському покладу дорівнює 10,9%. На основі цих даних Р.В. Місьович прийшов до висновку, що гідродинамічні процеси в покладах Долинського родовища підпорядковуються закономірностям, що властиві колекторам порового типу.

Разом із тим, свердловини розкривають інтервали продуктивного розрізу товщиною до декількох сотень метрів. Більшість видобувних і нагнітальних свердловин обладнані виготовленими на поверхні висячими фільтрами, котрі перекривають усю продуктивну товщу розрізу, що забезпечило найефективніше розкриття продуктивних пропластків малої товщини і створило необхідні умови для припливу із них рідини і поглинання ними запомповуваної води. У свердловинах створювались депресії тиску 5-20 МПа, тільки при яких можливими є промислові припливи нафти. Поряд із цим за наявності в розрізі високопроникних, названих слабкоцементованими, пропластків винесення породи із пласта не спостерігається.

Заводнення вигодського покладу супроводжувалось швидкою появою води в продукції видобувних свердловин. Вода появилась у періоді зниження газового фактора, тобто в періоді формування нафтового валу. Р.В. Місьович розглянув характер витіснення нафти водою. Низьке нафтовилучення буде досягнуто із розроблюваного із площовим запомповуванням води менілітового покладу через низьке охоплення заводненням по площі і товщині та порівняно швидке проривання запомповуваної води до видобувних свердловин. Аналіз взаємозв'язку видобувних і нагнітальних свердловин показав, що поява води в продукції сусідніх із нагнітальними видобувних свердловин відбувалась (у залежності від відстані між свердловинами) після запомповування води від 20,0 до 200,0 тис. м<sup>3</sup>, при переважаючих об'ємах, рівних 35,0-45,0 тис. м<sup>3</sup>. Вода просувалась по пропластках невеликої (2-7 м) товщини, причому воду поглинають пласти і пачки із коефіцієнтом проникності понад  $3 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, початкові запаси в яких становлять 47,1% від балансових. При поточній обводненості 60,4% досягнутий коефіцієнт нафтовилучення не перевищує 10%. У вигодський поклад здійснюється циклічне запомповування води у склепінний, приконтурний, а в південно-східній частині також у розрізаючий ряди. Поточний коефіцієнт нафтовилучення становить 0,357 при обводненості 67%. Неповне охоплення заводненням розрізів свердловин і нерівномірна приймальність води поглинаючими пропластками зумовили нерівномірне інтенсивне вироблення окремих продуктивних пластів і пачок, нерівномірне просування водонафтового контуру і тим самим створення застійних, екранованих і слабкодренованих зон.

Виходячи із уявлень про витіснення нафти водою із неоднорідних колекторів Р.В. Місьович прийшов до висновку, що залишкова нафта буде

перебувати: 1) у застійних зонах, що утворились між нагнітальними свердловинами; 2) в нафтонасичених макропотоках, що виникли в районах нагнітальних свердловин внаслідок просування води по більш проникних прошарках і літологічних вікнах; 3) в дрібних порових каналах обводнених макропотоків, які обійшла і роз'єднала вода; 4) в каналах, котрі за простяганням не співпадають із напрямком фільтрації в мікропотоці; 5) у застійних зонах, що утворилися в пласті через наявність тектонічних і літологічних екранів.

На наявність екранованих і застійних нафтогазонасичених зон вказує факт відбору значного об'єму нафти (6,2-80,1 тис. т) із 4 нагнітальних свердловин після тривалого (5-10 років) запомповування в них (5,3-1904,9) тис. м<sup>3</sup> води. При цьому стабільний пластовий тиск свідчить про гідродинамічний зв'язок обводнених і нафтонасичених макропотоків в районі нагнітальної свердловини. За даними термометричних досліджень і досліджень витратоміром свердловини №255 встановлено інтервали, що поглинають при запомповуванні воду і віддають рідину після переведення свердловини у видобувні. Достатнє суміщення їх підтверджує можливість припливу нафти по пропластках, що поглинають воду при запомповуванні.

Виконаний О.І. Фецуком аналіз роботи водонагнітальних свердловин вигодського і манявського покладів Долинського родовища за період 1963-1973 рр. показав, що при запомповуванні нафтопромислових стоків із вмістом мехдомішок до 70 мг/л не спостерігається зниження поглинальної здатності нагнітальних свердловин і тільки при збільшенні вмісту мехдомішок до 1000 мг/л спостерігається деяке зниження приймальності. При цьому запомповування вод із високим вмістом мехдомішок практично не призводить до істотної зміни профілю приймальності (див. також § 1.4.3).

Ефективними виявились роботи з ізоляції припливу пластових вод із використанням гранульованого магнею із запомповуванням від 300 до 500 кг магнею в суміші з піском за тиску практично від нуля до 47 МПа. Отримано позитивний ефект від запомповування гранульованого пом'якшувача, наприклад, у свердловину №231 (див. нижче § 6.13).

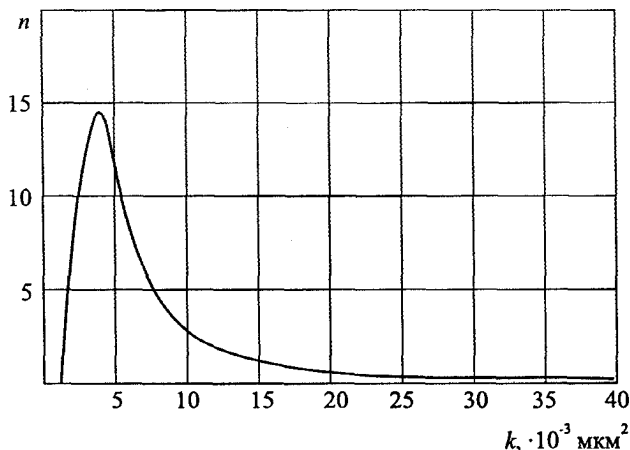
Таким чином, пізніші дані про процес відбирання нафти дають підстави вважати, що наявність тріщин у покладі істотно відображається на його розробці. В основу побудови моделі неоднорідного пласта вигодського покладу нами покладено реальний спектр (гістограму) коефіцієнта загальної проникності пласта, що включає коефіцієнти проникностей пор і тріщин.

По вигодському покладу Долинського родовища ми маємо фактичні дані вивчення кернового матеріалу, які дав нам Р.В. Місьович (табл. 5.2, рис. 5.15).

Таблиця 5.2 – Зведена таблиця вивчення керовного матеріалу по вигідському покладу Долинського родовища

Значини середини! птервалу, к, км <sup>2</sup>	Частота, n <sub>i</sub>	$k_i = \frac{k - 0,001}{0,001}$	k <sub>i</sub> n <sub>i</sub>	k <sub>i</sub> <sup>2</sup> n <sub>i</sub>	k <sub>i</sub> <sup>3</sup> n <sub>i</sub>	k <sub>i</sub> <sup>4</sup> n <sub>i</sub>	Накопичена частота, $\sum n_i$	Частість, $\frac{n_i}{n}$	Накопичена частість, $\sum \frac{n_i}{n}$	Параметри гамма-розподілу			$\sum \frac{n_i - \phi(z)}{n}$	$\sum \frac{n_i}{k_i} = \sum \frac{n_i}{n}$	$\sum [k_i - M(k)]^2 \frac{n_i}{n}$
										$k = \frac{z}{\beta}$	$\phi(z)$	f(z)			
0,001	45	0	0	0	0	0	45	0,3719	0,3719	0,123	0,0635	0,0635	—	—	—
0,002	6	1	6	6	6	6	51	0,0495	0,4214	0,256	0,142	0,0785	0,2794	0,000372	1,467·10 <sup>-7</sup>
0,003	13	2	26	52	104	208	64	0,1075	0,5289	0,384	0,217	0,075	0,3249	0,000470	2,625·10 <sup>-7</sup>
0,004	6	3	18	54	162	486	70	0,0496	0,5785	0,513	0,295	0,078	0,2835	0,000793	7,837·10 <sup>-7</sup>
0,005	9	4	36	126	576	2304	79	0,0743	0,6528	0,641	0,371	0,076	0,281	0,000992	1,232·10 <sup>-6</sup>
0,006	5	5	25	125	625	3125	84	0,0417	0,6942	0,769	0,435	0,065	0,259	0,001365	2,214·10 <sup>-6</sup>
0,007	4	6	24	144	864	5184	88	0,033	0,7272	0,897	0,492	0,059	0,2352	0,001612	3,011·10 <sup>-6</sup>
0,008	4	7	28	188	1372	9604	92	0,033	0,7603	1,026	0,546	0,055	0,221	0,001845	3,89·10 <sup>-6</sup>
0,009	4	8	32	256	2048	16384	96	0,033	0,7933	1,154	0,604	0,053	0,1893	0,002107	5,03·10 <sup>-6</sup>
0,010	1	9	9	81	729	6561	97	0,0083	0,8016	1,282	0,656	0,050	0,1456	0,002404	6,47·10 <sup>-6</sup>
0,011	2	10	20	200	2000	20000	99	0,0165	0,8191	1,411	0,696	0,042	0,1231	0,002487	6,94·10 <sup>-6</sup>
0,012	5	11	55	605	6655	73205	104	0,0414	0,8595	1,538	0,729	0,035	0,1112	0,002669	1,13·10 <sup>-5</sup>
0,013	0	12	0	0	0	0	104	0	0	1,666	0,761	0,032	0	0,000000	0,000
0,014	3	13	39	507	6591	85683	107	0,0247	0,8842	1,895	0,792	0,031	0,096	0,003511	1,402·10 <sup>-5</sup>
0,015	1	14	14	196	2744	38416	108	0,0083	0,8925	1,92	0,812	0,022	0,084	0,003635	1,5·10 <sup>-5</sup>
0,016	4	15	60	900	13500	202510	112	0,00331	0,9256	2,051	0,831	0,019	0,078	0,004165	1,86·10 <sup>-6</sup>
0,017	0	16	0	0	0	0	112	0	0	2,179	0,85	0,019	0	0,000000	0,000
0,018	1	17	17	239	4913	83521	113	0,0082	0,9338	2,308	0,865	0,015	0,076	0,004313	2,02·10 <sup>-5</sup>
0,019	3	18	54	972	17496	314928	116	0,0218	0,9586	2,436	0,880	0,015	0,074	0,00878	2,52·10 <sup>-5</sup>
0,020	1	19	19	361	6859	130321	117	0,077	0,9669	2,564	0,894	0,014	0,073	0,00832	3,09·10 <sup>-5</sup>
0,026	1	25	25	625	15625	390625	118	0,0083	0,9752	3,205	0,946	0,006	0,029	0,00864	3,4·10 <sup>-5</sup>
0,032	1	31	31	261	29791	923521	119	0,0083	0,9835	4,102	0,989	0,002	0,006	0,00891	3,92·10 <sup>-5</sup>
0,045	2	44	88	3378	170363	6496192	121	0,0165	1,000	5,769	0,999	0,001	0,001	0,00965	6,22·10 <sup>-5</sup>
Σ	121		603	10227	283028	7588588									

Рис. 5.15 – Спектр коефіцієнта проникності колекторів за дослідженнями керна



Для підбору закону розподілу послуговувалися номограмою в площині  $(\beta_1, \beta_2)$ , де  $\beta_1$  – квадрат нормувального показника асиметрії;  $\beta_2$  – нормувальний показник гостровершинності:

$$\sqrt{\beta_1} = \frac{M_3}{(M_2)^{3/2}}; \quad \beta_2 = \frac{M_4}{M_2^2}, \quad (5.205)$$

де  $M_2 = a_2 - a_1^2$ ;  $M_3 = a_2 - 3a_2a_1 + 2a_1^2$ ;  $M_4 = a_4 - 4a_3a_1 + 6a_2a_1 - 3a_1^2$ ;

$$a_1 = \frac{\sum_{i=1}^n k_i n_i}{\sum_{i=1}^n n_i}; \quad a_2 = \frac{\sum_{i=1}^n k_i^2 n_i}{\sum_{i=1}^n n_i}; \quad a_3 = \frac{\sum_{i=1}^n k_i^3 n_i}{\sum_{i=1}^n n_i}; \quad a_4 = \frac{\sum_{i=1}^n k_i^4 n_i}{\sum_{i=1}^n n_i};$$

$M_2, M_3, M_4$  – умовні моменти розподілу;  $k_i$  – значини коефіцієнта проникності в ряді розподілу;  $n_i$  – частота.

Вхідні дані і проміжні обчислення подано в таблиці 5.2. Знаходимо послідовно значини:  $a_1 = \frac{603}{121} = 4,983$ ;  $a_2 = \frac{10227}{121} = 84,5206$ ;

$$a_3 = \frac{283028}{121} = 2339,074; \quad a_4 = \frac{7588588}{121} = 62715,6;$$

$$M_2 = 84,521 - 4,983 = 59,72;$$

$$M_3 = 2339,074 - 3 \cdot 4,983 \cdot 84,521 + 2 \cdot 4,983^3 = 1546,4;$$

$$M_4 = 62715,6 - 4 \cdot 2339,074 \cdot 4,983 + 6 \cdot 84,52 \cdot 4,983 - 3 \cdot 4,983^2 = 18545,7;$$

$$\sqrt{\beta_1} = \frac{1546,4}{(59,72)^{3/2}} = 3,95; \quad \beta_1 = 1,98; \quad \beta_2 = \frac{18545,7}{59,72^2} = 5,2.$$



Із номограми слідує, що для знайдених значин  $\beta_1 = 1,98$  і  $\beta_2 = 5,2$  емпіричний розподіл проникності за керном може бути із достатньою достовірністю описаний теоретичним гамма-розподілом.

Середній коефіцієнт проникності  $M(k)$ , дисперсію  $D(x)$  і середнє квадратичне (стандартне) відхилення визначаємо за формулами:

$$M(k) = \sum_{i=1}^n k_i \frac{n_i}{n}; \quad (5.206)$$

$$D(k) = \sum_{i=1}^n [k_i - M(k)]^2 \frac{n_i}{n}; \quad (5.207)$$

$$\sigma(k) = \sqrt{D(x)} \quad (5.208)$$

Тоді знайдено середній коефіцієнт проникності  $M(k) = 9,6 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>; середньоквадратична дисперсія  $D(x) = 62,2 \cdot 10^{-6}$  мкм<sup>4</sup>; середньоквадратичне відхилення  $\sigma(k) = 7,8 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

Так як

$$M(k) = \beta(\alpha + 1); \quad (5.209)$$

$$\sigma(k) = \beta\sqrt{\alpha + 1}, \quad (5.210)$$

то знаходимо параметри гамма-розподілу:

$$\alpha = \left[ \frac{M(k)}{\sigma(k)} \right]^2 - 1 = \left[ \frac{9,65 \cdot 10^{-3}}{7,8 \cdot 10^{-3}} \right]^2 - 1 = 1,24 - 1 = 0,24;$$

$$\beta = \frac{M(k)}{\alpha + 1} = \frac{9,65 \cdot 10^{-3}}{0,24 + 1} = 7,78 \cdot 10^{-3} = 0,0078.$$

Теоретичну інтегральну функцію  $\varphi(z)$  для гамма-розподілу

$$\varphi(z) = \frac{1}{\Gamma(\alpha + 1)} \int_0^z z^\alpha e^{-z} dz \quad (5.211)$$

знаходимо за таблицями неповної гамма-функції з використанням інтерполяції, де  $z = k/\beta$ .

Щільність ймовірності гамма-розподілу

$$f(k) = \frac{1}{\Gamma(\alpha + 1)\beta^{\alpha+1}} k^\alpha e^{-\frac{k}{\beta}} \quad (5.212)$$

визначаємо за даними передостаннього стовпчика табл. 5.2 відніманням від останньої значини попередньої. Із даних табл. 5.2 і рис. 5.15 слідує, що з певною точністю розподіл коефіцієнта проникності відповідає гамма-розподілу.

Для встановлення узгодженості між емпіричним і теоретичним розподілами скористаємось критерієм згоди А.Н. Колмогорова

$$\lambda = D_k \sqrt{n} = 0,0325 \sqrt{121} = 0,36,$$

де  $D_k$  – максимальна різниця між емпіричними і теоретичними частотами;  $n$  – об'єм вибірки (див. табл. 5.2).

За таблицею [45] знаходимо ймовірність  $p(\lambda = 0,36) = 0,999$ . Оскільки  $p(\lambda = 0,36) > p(\lambda = 1,74) \text{ або } 0,999 \gg 0,05$ ,

то емпіричний розподіл коефіцієнта проникності достатньо точно описується гамма-розподілом.

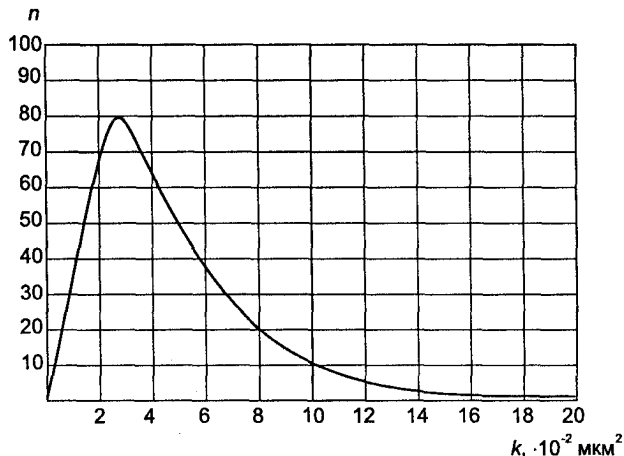
По вигодському покладу ми маємо також дані промислових досліджень, описані середньою значиною коефіцієнта проникності, стандартним відхиленням і коефіцієнтом варіації (див. табл. 5.1). Через відсутність повних відомостей припускаємо за аналогією, що розподіл коефіцієнта проникності пласта за промисловими даними також підпорядковується закону гамма-розподілу. Для визначення його параметрів розв'язуємо систему рівнянь (5.209) і (5.210), тобто знаходимо:

$$\alpha = \left[ \frac{M(k)}{\sigma(k)} \right]^2 - 1 = \left[ \frac{50,4 \cdot 10^{-3}}{38,2 \cdot 10^{-3}} \right]^2 - 1 = 0,74; \quad \beta = \frac{M(k)}{\alpha + 1} = \frac{50,4 \cdot 10^{-3}}{0,74 + 1} = 0,029.$$

У результаті ми одержали для тріщинувато-пористого пласта  $\alpha = 0,74$ ,  $\beta = 0,029$ . Модальну значину коефіцієнта проникності знаходимо так [42]:  $k_m = \alpha \beta = 21 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ , причому за промисловими даними найчастіше зустрічались значини в інтервалі  $21,6 \cdot 10^{-3} - 41,7 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ . Аналогічно попередньому знаходимо  $\varphi(z)$  і  $f(k)$ , які подано в табл. 5.3 і на рис. 5.16.

Таким чином, розподіли коефіцієнта проникності порід за керном (матрицею) і коефіцієнта загальної (порової і тріщинної) проникності

Рис. 5.16 – Реальний спектр проникності колекторів  $n(k)$  за промисловими даними



Таблиця 5.3 – Розрахункові значини спектра коефіцієнта проникності за промисловими даними

Значини коефіцієнтів проникностей $k_i$ , мкм <sup>2</sup>	Параметри гамма-розподілу			Частота $n_i$
	$z = \frac{k}{\beta}$	$\varphi(z)$	$f(z)$	
0,01	0,345	0,078	0,078	36
0,02	0,689	0,217	0,139	64
0,03	1,034	0,394	0,177	81
0,04	1,379	0,535	0,141	65
0,05	1,724	0,655	0,120	55
0,06	2,068	0,757	0,102	44
0,07	2,414	0,818	0,061	29
0,08	2,756	0,858	0,040	18
0,09	3,103	0,892	0,034	15
0,10	3,448	0,920	0,028	12
0,11	3,790	0,937	0,017	8
0,12	4,138	0,949	0,012	6
0,13	4,48	0,960	0,011	5
0,14	4,827	0,969	0,009	4
0,15	5,17	0,977	0,008	3
0,16	5,517	0,984	0,007	3
0,17	5,862	0,990	0,006	2
0,18	6,207	0,994	0,004	2
0,19	6,552	0,996	0,002	1
0,20	6,897	0,997	0,001	1
0,21	7,241	0,9993	0,0007	
0,22	7,586	0,9997	0,0003	

пласта вигодського покладу (за промисловими даними дослідження нагнітальних свердловин) описано гамма-розподілом з відповідними значинами параметрів.

Покажемо приклад використання розподілу коефіцієнта проникності (гістограми, спектра коефіцієнта проникності) для оцінки коефіцієнта нафтовилучення, наприклад на основі методики ВНИИ-1 [109], у якій поєднуються моделі шарувато-неоднорідного пласта (набір шарів чи трубок течій) і поршневого витіснення нафти водою (ідеальний випадок витіснення, коли в пласті між нафтою і водою утворюється чітка межа поділу, попереду якої рухається лише нафта, а позаду – лише вода, тобто біжучий ВНК збігається з фронтом витіснення). Оскільки кожна трубка течії є неоднорідною за проникністю (вміщує ділянки пласта різної проникності), то реальний спектр розподілу коефіцієнтів проникності  $n(k)$  або  $f(k)$  за об'ємом пласта перераховують наближено в перебудований спектр розподілу коефіцієнтів проникності за трубками течії  $f(\bar{k})$ , а реальне непоршневе витіснення нафти (за фронтом витіснення рухаються витіснюваний і витіснювальний флюїди, тобто за фронтом витіснення від-

бувається багатофазна фільтрація) із заданого неоднорідного пласта враховується заміною його поршнеvim витісненням із перетвореного пласта із спектром розподілу коефіцієнта проникності  $f_1(\bar{k})$ , який характеризується функцією:

$$f_1(\bar{k}) = f(\bar{k}) \left[ 1 - \frac{z_\phi}{1 - s_{зв} - s_{зн}} \right] + \frac{z_\phi}{2(1 - s_{зв} - s_{зн})} \frac{1}{\sqrt{\bar{k}}} \int_0^\infty \frac{f(\bar{k})}{\sqrt{\bar{k}}} d\bar{k}, \quad (5.213)$$

де  $f_1(\bar{k})$  – перетворений спектр, який враховує характер витіснення нафти (перший член відображає процес фронтального витіснення нафти водою, а другий – її відмивання);  $f(\bar{k})$  – початковий спектр коефіцієнта проникності;  $\bar{k} = k_j / k_{нм}$  – нормована безрозмірна значина коефіцієнта проникності, взята як відношення дійсного коефіцієнта проникності  $k_j$  до його найімовірнішої (модальної, яка найчастіше зустрічається) значини  $k_{нм}$ ;  $z_\phi$  – насиченість породи рухомою нафтою на фронті витіснення;  $s_{зв}$ ,  $s_{зн}$  – насиченість зв’язаною водою і залишкова нафтонасиченість.

Насиченість нафтою на фронті витіснення  $z_\phi$  для врахування двофазності потоку (суміші нафти і води) попередньо визначають методом пробних підстановок (ітерацій) або із використанням спеціального оператора в програмі Mathcad за формулою:

$$z_\phi = 0,1 \sqrt{\frac{\mu_0}{1,5(1 - s_{зв} - s_{зн}) - z_\phi}}, \quad (5.214)$$

де  $\mu_0 = \mu_n / \mu_v$  – відношення динамічних коефіцієнтів в’язкості нафти  $\mu_n$  і води  $\mu_v$ .

Для визначення коефіцієнта нафтовилучення розраховують функцію

$$F_1(\bar{k}) = \int_0^{\bar{k}} [1 - \Phi(\bar{k})] d\bar{k}, \quad (5.215)$$

де  $\Phi(\bar{k})$  – частка кількості трубок течії, які мають коефіцієнт проникності від 0 до  $\bar{k}$ , від загальної кількості трубок:

$$\Phi(\bar{k}) = \frac{\int_0^{\bar{k}} f_1(\bar{k}) d\bar{k}}{\int_0^\infty f_1(\bar{k}) d\bar{k}}. \quad (5.216)$$

Для визначення *вмісту нафти і води в потоці*, який проходить через заданий переріз, будують функцію

$$F_2(\bar{k}) = \frac{\int_0^{\bar{k}} f_1(\bar{k}) \bar{k} d\bar{k}}{\int_0^{\infty} f_1(\bar{k}) \bar{k} d\bar{k}}, \quad (5.217)$$

яка характеризує поточну витрату рідини через сукупність трубок течії з коефіцієнтом проникності від 0 до  $\bar{k}$  у частках від загальної поточної витрати рідини (через усі трубки течії).

Функція  $F_2(\bar{k})$  безпосередньо виражає частку нафти в продукції

$$F_2(\bar{k}) = \frac{Q_n}{Q_n + Q_b} = \frac{Q_n}{Q}, \quad (5.218)$$

а тоді частка води

$$n_b = 1 - F_2(\bar{k}). \quad (5.219)$$

За допоміжною функцією  $F_1(\bar{k})$  визначають коефіцієнт нафтовилучення із пласта:

$$\eta = \eta_n \frac{F_1(\bar{k}_j) - F_1(\bar{k}_{j-1})}{\bar{k}_j(t) - \bar{k}_{j-1}(t)}, \quad (5.220)$$

$$\eta_n = (1 - s_{зв} - s_{зн}) / (1 - s_{зв}). \quad (5.221)$$

де  $\eta_n$  – *потенційно можливий коефіцієнт нафтовилучення* із малого взірця даного пласта, який досягається в процесі нескінченно тривалого його промивання водою і зумовлений мікронеоднорідністю породи; він близький до коефіцієнта витіснення  $\eta_{\text{внт}}$ , який дістаємо в лабораторних умовах у випадку достатньо тривалого промивання;  $\bar{k}_j(t)$ ,  $F_1(\bar{k}_j)$ ,  $\bar{k}_{j-1}(t)$  і  $F_1(\bar{k}_{j-1})$  – значини аргументу і функції в момент часу  $t$  для  $j$ -го і  $(j-1)$ -го перерізів ділянки.

Другий множник у формулі (5.220) враховує неповноту промивання водою макронеоднорідного (за проникністю) продуктивного пласта, можливе утворення малопромитих застійних зон у неоднорідному неперервному пласті і дорівнює коефіцієнту охоплення пласта заводненням  $\eta_{\text{охоп}}$ .

Кратність промивання пласта водою розраховують за формулою:

$$\tau = \frac{(1 - s_{зв} - s_{зн}) F_1(\infty)}{\bar{k}_i}, \quad (5.222)$$

де  $F_1(\infty)$  – значина допоміжної функції  $F_1(\bar{k})$ , якщо  $\bar{k} \rightarrow \infty$ .

У нашому випадку реальний спектр коефіцієнта проникності колекторів  $n(k)$  за промисловими даними показано вище на рис. 5.16, а вхідні

дані і результати визначення допоміжних функцій та коефіцієнта нафтовилучення подано в табл. 5.4, де  $\bar{k} = k_i / 0,03$ ;  $f(\bar{k}) = n_i / \sum n_i$ . Додатково задано  $\mu_n = 0,93$  мПа·с;  $\mu_b = 0,8$  мПа·с;  $s_{3,в} = 0,18$ ;  $s_{3,н} = 0,32$ ; розраховано  $z_\phi = 0,14$ . Отриманий кінцевий коефіцієнт нафтовилучення  $\eta = 0,398$ , а зміну коефіцієнта нафтовилучення  $\eta$  в залежності від кратності промивання  $\tau$  показано на рис. 5.17.

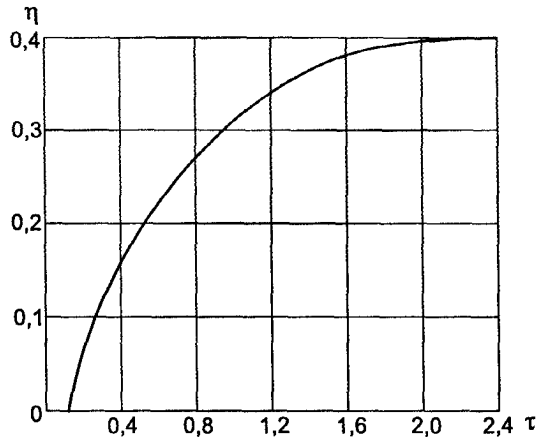


Рис. 5.17 – Залежність коефіцієнта нафтовилучення  $\eta$  від кратності промивання  $\tau$

### Розділення складного неоднорідного розподілу параметрів пласта

Питання розділення складного неоднорідного розподілу параметрів пласта (коефіцієнтів пористості і проникності, товщини) розглядалися на основі загальних положень теорії ймовірностей і математичної статистики багатьма дослідниками. Ці питання ставились стосовно до окремих пластів, об'єднаних в один об'єкт, з метою розділення цих пластів та визначення їх параметрів.

Огляд способів розділення складного, неоднорідного, багатомодального розподілу випадкових величин частково подано в монографії [135], де описано наступну методику розділення інтегральної сукупності коефіцієнта пористості, складеної з декількох нормальних розподілів. У цьому випадку, використовуючи властивість симетрії, розглядають інтервал  $\Delta x$ , який є достатньо малим у даному нормальному розподілі, і кількість випадків у цьому інтервалі виражають так [614]:

$$n_j = \frac{N\Delta x}{\sigma\sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(x-\varepsilon)^2}{2\sigma^2}\right], \quad (5.223)$$

звідки отримують

$$\ln n_j = \ln \frac{N\Delta x}{\sigma\sqrt{2\pi}} - \frac{(x-\varepsilon)^2}{2\sigma^2}, \quad (5.224)$$

де  $N$  – загальна кількість випадків;  $\sigma$  – стандартне відхилення;  $\varepsilon$  – середня значина.

Таблиця 5.4 – Вхідні дані і результати визначення допоміжних функцій та коефіцієнта нафтовилучення

$k_{i,}$ $\cdot 10^{-3}$ МКМ <sup>2</sup>	$n_i$	$\bar{k}$	$f(\bar{k})$	$\sqrt{\bar{k}}$	$\frac{f(\bar{k})}{\sqrt{\bar{k}}}$	$\int_0^{\infty} \frac{f(\bar{k})}{\sqrt{\bar{k}}} d\bar{k}$	$\frac{[7]}{[5]}$	$\frac{z\phi}{2(1-s_{3,B}-s_{3,H})}$ [8]	$\left(1 - \frac{z\phi}{1-s_{3,B}-s_{3,H}}\right)$ [4]
		3	4	5	6	7	8	9	10
0,01	36	0,33	0,079	0,574	0,138	0,302	0,526	0,0736	0,0562
0,02	64	0,67	0,140	0,818	0,171	0,249	0,305	0,0427	0,1068
0,03	81	1	0,177	1	0,177	0,1919	0,1910	0,0269	0,1274
0,04	65	1,33	0,142	1,153	0,123	0,1424	0,1235	0,0173	0,1022
0,05	55	1,67	0,120	1,292	0,093	0,1057	0,0818	0,0115	0,0864
0,06	44	2,0	0,096	1,414	0,068	0,0791	0,0559	0,0078	0,0691
0,07	29	2,33	0,063	1,526	0,042	0,0609	0,0399	0,0056	0,0454
0,08	18	2,67	0,039	1,634	0,024	0,0497	0,0304	0,0043	0,0281
0,09	15	3,0	0,032	1,732	0,018	0,0428	0,0247	0,0035	0,023
0,10	12	3,33	0,026	1,825	0,014	0,0375	0,0205	0,0029	0,0187
0,11	8	3,67	0,018	1,916	0,0094	0,0335	0,0175	0,0025	0,0129
0,12	6	4,0	0,013	2	0,0065	0,0309	0,0155	0,0022	0,0094
0,13	5	4,33	0,011	2,081	0,0053	0,0289	0,0139	0,0019	0,0079
0,14	4	4,67	0,009	2,161	0,0042	0,0137	0,0063	0,0009	0,0065
0,15	3	5,0	0,007	2,236	0,0031	3,117·10 <sup>-3</sup>	1,39·10 <sup>-3</sup>	1,95·10 <sup>-4</sup>	0,0050
0,16	3	5,33	0,007	2,309	0,003	2,107·10 <sup>-3</sup>	9,13·10 <sup>-4</sup>	1,28·10 <sup>-4</sup>	0,0050
0,17	2	5,67	0,004	2,381	0,002	1,257·10 <sup>-3</sup>	5,28·10 <sup>-4</sup>	7,39·10 <sup>-5</sup>	0,0029
0,18	2	6,0	0,004	2,449	0,0016	6,63·10 <sup>-4</sup>	2,71·10 <sup>-4</sup>	3,79·10 <sup>-5</sup>	0,0029
0,19	1	6,33	0,002	2,515	0,0008	2,67·10 <sup>-4</sup>	1,06·10 <sup>-4</sup>	1,98·10 <sup>-5</sup>	0,0015
0,20	1	6,67	0,002	2,583	0,00077				
$\Sigma$	457								

Продовження табл. 5.4

$f_1(\bar{k}) = [9] + [10]$	$\int_0^{\infty} f_1(\bar{k}) d\bar{k}$	$\Phi(\bar{k})$	$1 - \Phi(\bar{k})$	$F_1(\bar{k})$	$\eta$	$\tau$
11	12	13	14	15	16	17
0,1298	0,0465	0,1615	0,8385	0,255	0,398	1,84
0,1435	0,0956	0,3385	0,6615	0,447	0,296	0,91
0,1543	0,1408	0,4986	0,5014	0,591	0,200	0,61
0,1195	0,1778	0,6296	0,3704	0,699	0,137	0,46
0,0979	0,2066	0,7316	0,2684	0,775	0,105	0,36
0,0769	0,2277	0,8063	0,1937	0,832	0,081	0,30
0,051	0,2402	0,8506	0,01994	0,876	0,062	0,26
0,0324	0,2499	0,8849	0,11151	0,909	0,046	0,23
0,0265	0,02578	0,9128	0,0872	0,934	0,035	0,2
0,0216	0,2641	0,9352	0,0648	0,953	0,025	0,18
0,0154	0,2686	0,9511	0,0487	0,967	0,018	0,16
0,0116	0,2721	0,9635	0,0365	0,977	0,015	0,15
0,0098	0,2750	0,9738	0,0262	0,985	0,008	0,14
0,0074	0,2771	0,9812	0,0188	0,990	0,006	0,13
0,0052	0,2788	0,9872	0,0128	0,993	0,004	0,12
0,0050	0,2803	0,9926	0,0074	0,995	0,002	0,11
0,0036	0,2814	0,9965	0,0035	0,996	0,0004	0,1
0,0029	0,2821	0,9989	0,0011	0,9962	0,0002	0,09
0,0015	0,2824	1	0			



Статистичні дані наносять на ймовірнісний папір для нормального закону. Якщо точки не групуються біля прямої лінії, то це вказує на розподіл, який або не відповідає нормальному закону, або є неоднорідним. Для перевірки будують щільність розподілу із використанням напівлогарифмічної координатної сітки, на осі абсцис якої відкладають середини інтервалів досліджуваного статистичного ряду, а на осі ординат – логарифми частот кожного з інтервалів. За наявності двовершинної кривої лінії на правій гілці визначають параметри одного розподілу –  $\epsilon_1, \sigma_1$ ; для цього складають два рівняння у відповідності з рівнянням (5.223) – перше з умови, що значина середньої величини рівна моді (медіані) і в цій точці  $x - \epsilon_1 = 0$  при відомому  $n_j$ , а друге – для будь-якої точки  $x > \epsilon_1$ . Розв'язуючи ці рівняння, визначають  $\sigma_1$ . Відтак за формулою (5.223) будують ліву гілку цієї параболи, визначають кількість випадків, яка відповідає цьому розподілу, і розділяють вхідні дані таких випадків. Аналогічно визначають параметри другого розподілу –  $\epsilon_2, \sigma_2$ . Далі визначають накопичені частоти кожного розподілу, наносять на ймовірнісний папір і знову визначають параметри законів. Ці ж показники визначають і для неоднорідного розподілу:

$$M\{x\} = \sum_{i=1}^n \alpha_i \epsilon_i; \quad (5.225)$$

$$\sigma\{x\} = \sqrt{\sum_{i=1}^n \alpha_i (\sigma_i^2 + \epsilon_i^2) - M^2\{x\}}, \quad (5.226)$$

де  $M\{x\}$  – математичне сподівання величини  $x$ ;  $\alpha_i = N_i/N$  – частка  $i$ -го розподілу;  $N_i$  – кількість випадків  $i$ -го розподілу;  $n$  – кількість розподілів.

Оскільки на практиці частіше зустрічаються асиметричні розподіли, то зазвичай застосовують методи, що дають змогу переводити асиметричний розподіл у симетричний за допомогою спеціальних функцій, які називаються перетворювальними. Щільність такого симетричного нормального розподілу записують так:

$$f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{[\varphi(x)]^2}{2}\right] \left| \varphi'(x) \right|, \quad (5.227)$$

де  $\varphi(x)$  – перетворювальна функція, яку в багатьох випадках можна вибрати такого вигляду:

$$\varphi(x) = \frac{g(x) - g(y)}{\sigma}, \quad (5.228)$$

де  $g(x), g(y)$  – випадкові функції відповідних аргументів.

Тоді випадкова функція  $g(x)$  не містить невідомих параметрів і розподілена нормально, зі стандартним відхиленням  $\sigma$  з точністю до постійного

доданку  $g(y)$ . Функція  $g(x)$  вважається вибраною правильно, коли точки діаграм виявляються згрупованими біля прямої  $u$ :

$$u = \frac{g(x) - g(y)}{\sigma}, \quad (5.229)$$

де  $g(x)$  і  $g(y)$  визначаються із діаграм частот.

Якщо  $g(x) = \ln(x)$ , то отриманий розподіл називається логарифмічно-нормальним. Вибирались також логарифми десятковий і з основою  $\sqrt{2}$ . Для радикало-нормального розподілу перетворювальна функція має вигляд:

$$\varphi(x) = \frac{\sqrt[2]{x} - \sqrt[2]{y}}{2\sigma^2}, \quad (5.230)$$

де  $n$  брали рівним двом.

Для випадку поєднання логнормальних розподілів у [135, 614] подаються виведені розрахункові формули.

У роботі [457] показано, що неоднорідний розподіл коефіцієнтів проникностей кернів пластів II і VI Арланського нафтового родовища можна за аналогією з нормальним розподілом подати у вигляді суми окремих компонент:

$$F(k) = \alpha_1 F_1(k) + \alpha_2 F_2(k) + \dots + \alpha_n F_n(k), \quad (5.231)$$

де  $\alpha_i$  – частка участі  $i$ -тої компоненти в загальному розподілі (в об'ємі пласта);  $i = 1, 2, \dots, n$ ;

$$F_i(k) = \operatorname{erf} \sqrt{\frac{k}{k_{0i}}} - \frac{2}{\sqrt{\pi}} e^{-\frac{k}{k_{0i}}} \sqrt{\frac{k}{k_{0i}}}; \quad (5.232)$$

$k_{0i}$  – параметр розподілу.

Такий складний розподіл запропоновано замінити простим однорідним розподілом

$$F(k) = \operatorname{erf} \sqrt{\frac{k + a_0}{k_0}} - \frac{2}{\sqrt{\pi}} e^{-\frac{k + a_0}{k_0}} \sqrt{\frac{k + a_0}{k_0}}, \quad (5.233)$$

де  $a_0$  – параметр розподілу.

У роботі [457] розглянуто метод розділення для видозміненого розподілу Максвелла, описаного в [135]. Згідно із [460] у роботі [457] запропоновано будь-який розподіл подавати у вигляді ряду:

$$f(x) = f_0(x) [c_0 p_0(x) + c_1 p_1(x) + \dots + c_n p_n(x)], \quad (5.234)$$

де  $f_0(x)$  – деяка еталонна функція, наприклад типу (5.223);  $p_n(x)$  – система ортогональних поліномів,  $p_0(x) = 1$ ;  $p_n(x) = \sum_{i=0}^n a_{nk} x^k$  ( $n = 1, 2, \dots$ );

$c_n$  – коефіцієнти,  $c_0 = 1$ ;  $c_n = \sum_{k=0}^n a_{nk} \alpha_k$  ( $n = 1, 2, \dots$ );  $\alpha_k$  – момент  $k$ -го порядку випадкової величини  $X$ , яка характеризується емпіричною щільністю ймовірності розподілу  $f(x)$ .

Отже, є потреба в методах розділення неоднорідних розподілів стосовно до тріщинувато-пористого пласта з позиції технології створення потоковідхилювальних бар'єрів.

### Розділення неоднорідних розподілів коефіцієнтів проникностей стосовно до тріщинувато-пористого пласта

У нашому випадку стосовно до тріщинувато-пористого пласта відмінність полягає в тому, що ми маємо в кожній точці (елементі) пласта наявність двох випадкових визначуваних значин коефіцієнтів проникностей  $k_1$  і  $k_2$ , різниця яких дає шукану випадкову величину  $k_1$ . Відмінність полягає ще й в тому, що потрібно не розділяти інтегральну сукупність на дві частини, а за розподілом (емпіричним або підібраним теоретичним) одної випадкової величини  $k$  ( $k = k_1 + k_2$ ) встановити розподіл її складової  $k_1$  за відомого розподілу другої складової  $k_2$ . Таким чином, слід розглянути розподіл системи двох випадкових величин  $k_1$  і  $k_2$ , які в сумі дають випадкову величину  $k$ . Ці величини доцільно розглянути для двох граничних випадків: а)  $k_1$  і  $k_2$  – незалежні випадкові величини; б)  $k_1$  і  $k_2$  – корельовані і залежні випадкові величини.

Другий випадок пояснюється тим, що, як відомо, в основному чим щільніша порода, тобто менший коефіцієнт проникності матриці, тим вища тріщинуватість або більший коефіцієнт тріщинної проникності  $k_1$ . Тому в першому наближенні для простоти розрахункових формул візьмемо лінійний зв'язок між ними:

$$k_2 = a - \epsilon k_1. \quad (5.235)$$

Статистично задачу можна розв'язати, оскільки „знаючи закон розподілу системи двох випадкових величин, можна завжди визначити закони розподілу окремих величин, що входять у систему” [145] (переклад наш). У розглядуваному нами випадку дві випадкові незалежні величини задано як результат їх суми і відомо розподіл одного із доданків.

У статистичній літературі розв'язано задачу в такій постановці: є система двох випадкових величин  $(X, Y)$  зі щільністю розподілу  $f(x, y)$ ; потрібно знайти закон розподілу величини  $Z = X + Y$ . Розв'язок подається для функції розподілу у вигляді:

$$G(z) = \iint_{(D)} f(x, y) dx dy = \int_{-\infty}^{\infty} \left\{ \int_{-\infty}^{z-x} f(x, y) dx \right\} dy = \int_{-\infty}^{\infty} \left\{ \int_{-\infty}^{z-y} f(x, y) dy \right\} dx \quad (5.236)$$

і для щільності розподілу у двох рівнозначних варіантах:

$$g(z) = \int_{-\infty}^{\infty} f(x, z-x) dx; \quad (5.237)$$

$$g(z) = \int_{-\infty}^{\infty} f(z-y, y) dy. \quad (5.238)$$

Якщо випадкові величини є незалежними, то проводять композицію законів розподілу, тобто

$$f(x, y) = f_1(x) \cdot f_2(y) \quad (5.239)$$

і

$$g(z) = \int_{-\infty}^{\infty} f_1(x) \cdot f_2(z-x) dx; \quad (5.240)$$

$$g(z) = \int_{-\infty}^{\infty} f_1(z-y) \cdot f_2(y) dy. \quad (5.241)$$

Щоб скористатись цим розв'язком, необхідно за відомою щільністю розподілу  $g(z)$  знайти щільність розподілу  $f(x, y)$ .

Однак відомо, що „при композиції нормальних законів отримується знову нормальний закон, причому математичні сподівання ... додаються” [145, с. 277] (переклад наш):

$$m_z = m_x + m_y, \quad (5.242)$$

а дисперсії (квадрати ймовірних відхилень) у загальному випадку залежних і незалежних величин виражаються формулою [145, с. 277]:

$$\sigma_z^2 = \sigma_x^2 + \sigma_y^2 + 2r_{xy}\sigma_x\sigma_y, \quad (5.243)$$

де  $r_{xy}$  – коефіцієнт кореляції величин  $X$  і  $Y$ . Для незалежних величин  $r_{xy} = 0$ .

Якщо випадкова величина  $X$  підпорядкована нормальному закону розподілу, а випадкова величина  $Y$  зв'язана з нею лінійною функціональною залежністю:

$$Y = aX + v, \quad (5.244)$$

де  $a, v$  – невідомі коефіцієнти, то розподіл також підпорядковується нормальному закону з параметрами [145, с. 266]:

$$m_y = a m_x + v; \quad (5.245)$$

$$\sigma_y = |a| \sigma_x. \quad (5.246)$$

Якщо при композиції двох законів одного типу отримується знову закон цього ж типу, то таку властивість називають властивістю стійкості, а закон розподілу називається стійким. Властивістю стійкості володіють

тільки деякі закони розподілу (біномний, Паскаля, Пуассона, нормальний, гамма-розподілу, Ерланга, Коші) [617].

Для композиції законів розподілу можна скористатись методом характеристичних функцій [145, с. 299]:

$$g(t) = \int_{-\infty}^{\infty} e^{itx} f(x) dx, \quad (5.247)$$

де  $i$  – уявна одиниця;  $f(x)$  – щільність розподілу випадкової величини  $X$ . Тут  $g(t)$  являє собою математичне сподівання деякої комплексної випадкової величини  $U = e^{itX}$ , яка функціонально зв'язана з величиною  $X$ .

Відповідно основній властивості характеристичних функцій характеристична функція суми незалежних випадкових величин рівна добутку характеристичних функцій складових:

$$g_z(t) = g_x(t) g_y(t). \quad (5.248)$$

Задачу можна розв'язати наступним чином: знайти характеристичні функції  $g_z(t)$  і  $g_y(t)$  випадкових величин  $Z$  і  $Y$  і, розділивши їх, отримати характеристичну функцію величини  $X$ :

$$g_x(t) = \frac{g_z(t)}{g_y(t)}, \quad (5.249)$$

після чого, піддавши  $g_x(t)$  оберненому перетворенню Фур'є, знайти щільність розподілу величини  $X$ :

$$f(x) = \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{\infty} e^{-itx} g_x(t) dt. \quad (5.250)$$

На практиці часто зустрічаються асиметричні розподіли. Для розв'язування задачі можна скористатись методом переведення асиметричного розподілу в симетричний за допомогою перетворювальних функцій (див. вище).

Таким чином, розв'язок задачі зі знайдення закону розподілу величини  $k_1$  можна виконати одним із методів: 1) для незалежних випадкових величин скористатись: а) апаратом характеристичних функцій; б) властивістю стійкості законів розподілу; в) апаратом функцій, що перетворюють асиметричний розподіл у нормальний, і властивістю стійкості нормального (або іншого) закону; 2) для залежних випадкових величин способами пунктів в) і а).

Для практичного розв'язування задачі нижче виведено і подано закони розподілу випадкової величини  $X$  при різних поєднаннях відомих законів розподілу випадкових величин  $Z$  і  $Y$ . Характеристичні функції взято із довідника [617].

Розв'язки подано для наступних законів розподілу величин:

Закон Z	Закон Y	Закон X
Нормальний	нормальний	нормальний
Гамма-розподілу	гамма-розподілу	гамма-розподілу
Ерланга	Ерланга	Ерланга
Хі-квадрат	хі-квадрат	хі-квадрат
Коші	Коші	Коші
Гамма-розподілу	Ерланга	гамма-розподілу
Ерланга	гамма-розподілу	гамма-розподілу
Гамма-розподілу	хі-квадрат	гамма-розподілу
Хі-квадрат	гамма-розподілу	гамма-розподілу
Гамма-розподілу	показниковий	гамма-розподілу
Показниковий	гамма-розподілу	гамма-розподілу
Ерланга (загальний)	показниковий	гамма-розподілу
Ерланга (2-го порядку)	показниковий	показниковий
Узагальнений Ерланга (2-го порядку)	показниковий	показниковий
Хі-квадрат	показниковий	гамма-розподілу
Показниковий	хі-квадрат	гамма-розподілу

*Виведення і обґрунтування закону розподілу складової величини*

Будемо користуватись наступними позначеннями:  $X, Y, Z$  – випадкові величини;  $m_1, m_2, m$  – їх відповідні математичні сподівання;  $\sigma_1, \sigma_2, \sigma$  – середні квадратичні відхилення;  $\sigma_1^2, \sigma_2^2, \sigma^2$  – дисперсії;  $F_1(x), F_2(y), F(z)$  – функції розподілу;  $f_1(x), f_2(y), f(z)$  – щільності ймовірностей;  $g_1(t), g_2(t), g(t)$  – характеристичні функції.

Оскільки  $f(u) = F'(u)$ , тобто  $dF = f(u)du$ , то для знаходження  $g(t)$  можна скористатись одним із наступних співвідношень:

$$g(t) = \int_{-\infty}^{\infty} e^{itu} dF(u) = \int_{-\infty}^{\infty} e^{itu} f(u) du, \quad (5.251)$$

якщо випадкова величина неперервна, і

$$g(t) = \int_{-\infty}^{\infty} e^{itx} p(x) dx = \sum_{(k)} e^{itx_k} p_k \quad (5.252)$$

для дискретних випадкових величин.

Характеристична функція є, таким чином, перетворенням Фур'є щільності розподілу величини. Тому

$$f(u) = \int_{-\infty}^{\infty} e^{-itu} g(t) dt. \quad (5.253)$$

Відмітимо також взаємну однозначність і неперервність відповідності між характеристичними функціями і розподілами, а, значить, і щільностями ймовірностей.

Задача полягає в наступному. Відомо розподіли суми  $Z = X + Y$  випадкових незалежних величин і розподіл одної із складових, наприклад,  $Y$ . Знайти розподіл другої складової.

Дана задача успішно розв'язується у випадку стійкості законів розподілу.

Надалі будемо вважати, що випадкові величини  $X, Y, Z$  зв'язані співвідношенням

$$Z = X + Y. \quad (5.254)$$

Тоді, як відомо,  $m = m_1 + m_2.$  (5.255)

Якщо у (5.254)  $X, Y$  вважати незалежними величинами, то:

$$\sigma^2 = \sigma_1^2 + \sigma_2^2; \quad (5.256)$$

$$g(t) = g_1(t) g_2(t); \quad (5.257)$$

$$f(z) = \int_{-\infty}^{+\infty} f_1(x) f_2(z-x) dx = \int_{-\infty}^{\infty} f_1(z-y) f_2(y) dy. \quad (5.258)$$

Закон (5.258) розподілу суми  $f(z)$  називається композицією законів розподілу складових  $f_1(x), f_2(y)$ . Якщо при композиції двох законів одного типу отримується знову закон того ж типу, то, як сказано вище, цей закон володіє властивістю стійкості. Для доказу властивості стійкості можна скористатись згаданою раніше властивістю взаємної однозначної відповідності між характеристичною функцією і щільністю ймовірностей.

*Деякі задачі, пов'язані з композицією стійких законів дискретних і неперервних розподілів*

Метою цього викладу є визначення закону розподілу і деяких кількісних (числових) характеристик випадкової величини  $X$ , якщо такі відомо для випадкових величин  $Y, Z$ , котрі зв'язані із  $X$  співвідношенням (5.254). При цьому  $X$  і  $Y$  будемо вважати незалежними.

*А. Дискретні розподіли*

*Біномний розподіл.* Випадкова величина  $u$  має біномний розподіл із параметрами  $(n, p)$  ( $0 < p < 1, n \geq 1$ ), якщо

$$P(u = k) = C_n^k p^k (1-p)^{n-k}, \quad k = 0, 1, \dots, n. \quad (5.259)$$

Характеристична функція біномного розподілу:

$$\varphi(t) = [1 + p(e^{it} - 1)]^n, \quad (5.260)$$

а математичне сподівання і дисперсія відповідно рівні:

$$MU = np, \quad DU = np(1-p). \quad (5.261)$$

Біномний розподіл є моделлю випадкових експериментів, які складаються з  $n$  незалежних однорідних випробовувань Бернуллі: якщо  $U_k$  ( $k = 1, \dots, n$ ) незалежні і  $P\{u_k = 1\} = p$ ,  $P\{u_k = 0\} = 1 - p$ , то випадкова величина  $U = \sum_{k=1}^n U_k$  має біномний розподіл.

Нехай  $X$  і  $Y$  розподілені за біномним законом з параметрами  $(n_1, p_1)$  і  $(n_2, p_2)$  відповідно.

Покажемо, що при  $p_1 = p_2 = p$ , величина  $Z = X + Y$  також розподілена біноміально. Дійсно, записавши характеристичну функцію розподілу  $Z$  у вигляді:

$$\begin{aligned} \varphi(t) &= \varphi_1(t)\varphi_2(t) = [1 + p(e^{it} - 1)]^{n_1} [1 + p(e^{it} - 1)]^{n_2} = \\ &= [1 + p(e^{it} - 1)]^{n_1+n_2}, \end{aligned} \quad (5.262)$$

отримуємо функцію вигляду (5.260). Звідси слідує, що параметрами такого розподілу є  $n = n_1 + n_2$  і  $p$ .

Користуючись (5.255), (5.256) і (5.262), знаходимо числові характеристики випадкової величини  $X$ :

$$m_1 = m - m_2 = np - n_2p = (n - n_2)p; \quad (5.263)$$

$$\sigma_1^2 = \sigma^2 - \sigma_2^2 = np(1-p) - n_2p(1-p) = (n - n_2)p(1-p). \quad (5.264)$$

*Розподіл Паскаля.* Випадкова величина  $u$  має розподіл Паскаля з параметрами  $(r, p)$ , якщо

$$P\{u = k\} = C_{r+k-1}^k p^r (1-p)^k, \quad k = 0, 1, 2, \dots \quad (5.265)$$

Характеристичною функцією такого розподілу є

$$\varphi(t) = \left[ \frac{p}{1 - (1-p)e^{it}} \right]^r; \quad (5.266)$$

її математичне сподівання і дисперсія відповідно рівні:

$$MU = \frac{r(1-p)}{p}, \quad DU = \frac{r(1-p)}{p^2}. \quad (5.267)$$

Якщо  $X$  і  $Y$  розподілені за законом Паскаля з параметрами  $(r_1, p_1)$  і  $(r_2, p_2)$ , то при  $p_1 = p_2 = p$  має місце стійкість розподілу. Дійсно,

$$\varphi(t) = \varphi_1(t)\varphi_2(t) = \left[ \frac{p}{1 + (1-p)e^{it}} \right]^{r_1} \left[ \frac{p}{1 + (1-p)e^{it}} \right]^{r_2} = \left[ \frac{p}{1 + (1-p)e^{it}} \right]^{r_1+r_2}, \quad (5.268)$$

що аналогічно попередньому, і т. д. При цьому параметрами розподілу  $Z = X + Y$  є  $r = r_1 + r_2$  і  $p$ .



Користуючись (5.255), (5.256) і (5.268), записуємо кількісні характеристики величини  $X$ :

$$m_1 = m - m_2 = \frac{r(1-p)}{p} - \frac{r_2(1-p)}{p} = \frac{(r-r_2)(1-p)}{p}; \quad (5.269)$$

$$\sigma_1^2 = \sigma^2 - \sigma_2^2 = \frac{r(1-p)}{p^2} - \frac{r_2(1-p)}{p^2} = \frac{(r-r_2)(1-p)}{p^2}. \quad (5.270)$$

*Розподіл Пуассона.* Випадкова величина  $u$  має розподіл Пуассона з параметром  $\lambda$  ( $\lambda > 0$ ), якщо

$$P(u=k) = \frac{\lambda}{k!} e^{-\lambda}, \quad k = 0, 1, 2, \dots \quad (5.271)$$

Характеристична функція цього розподілу має вигляд:

$$\varphi(t) = e^{\lambda(e^{it}-1)}; \quad (5.272)$$

математичне сподівання і дисперсія рівні відповідно:

$$MU = \lambda, \quad DU = \lambda. \quad (5.273)$$

Розподіл Пуассона є стійким. Дійсно,

$$\varphi(t) = \varphi_1(t) \varphi_2(t) = e^{\lambda_1(e^{it}-1)} e^{\lambda_2(e^{it}-1)} = e^{(\lambda_1+\lambda_2)(e^{it}-1)}, \quad (5.274)$$

що аналогічно попередньому, і т. д. При цьому доведено, що параметри розподілу при складанні двох випадкових величин  $X$  і  $Y$  додаються:  $\lambda = \lambda_1 + \lambda_2$ .

Користуючись (5.255), (5.256) і (5.274), записуємо числові характеристики величини  $X$ :

$$m_1 = m - m_2 = \lambda - \lambda_2; \quad (5.275)$$

$$\sigma_1^2 = \sigma^2 - \sigma_2^2 = \lambda - \lambda_2. \quad (5.276)$$

### *Б. Неперервні розподіли*

*Нормальний розподіл.* Випадкова величина  $u$  має нормальний розподіл з параметрами  $(m, \sigma^2)$ , якщо

$$f(u) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} e^{-\frac{(u-m)^2}{2\sigma^2}}. \quad (5.277)$$

Характеристична функція цього розподілу

$$\varphi(t) = e^{imt - \frac{t^2\sigma^2}{2}}, \quad (5.278)$$

а математичне сподівання і дисперсія рівні відповідно:

$$MU = m, \quad DU = \sigma^2. \quad (5.279)$$

Нормальний розподіл є стійким:

$$\varphi(t) = \varphi_1(t)\varphi_2(t) = e^{im_1t - \frac{t^2\sigma_1^2}{2}} e^{im_2t - \frac{t^2\sigma_2^2}{2}} = e^{i(m_1+m_2)t - \frac{t^2(\sigma_1^2+\sigma_2^2)}{2}}. \quad (5.280)$$

Із останньої рівності слідує також, що при нормальному розподілі параметри композиції дорівнюють сумі відповідних складових:  $m = m_1 + m_2$ ,  $\sigma^2 = \sigma_1^2 + \sigma_2^2$ .

Користуючись (5.255), (5.256) і (5.280), записуємо числові характеристики випадкової величини  $X$ :

$$m_1 = m - m_2; \quad (5.281)$$

$$\sigma_1^2 = \sigma^2 - \sigma_2^2. \quad (5.282)$$

*Гамма-розподіл.* Випадкова величина  $u$  має гамма-розподіл з параметрами  $(\alpha, \lambda)$  ( $\alpha > 0, \lambda > 0$ ), якщо

$$f(u) = \begin{cases} \frac{\lambda^\alpha}{\Gamma(\alpha)} u^{\alpha-1} e^{-\lambda u}, & u > 0; \\ 0, & u \leq 0, \end{cases} \quad (5.283)$$

де  $\Gamma(\alpha) = \int_0^\infty e^{-u} u^{\alpha-1} du$  – гамма-функція від параметра  $\alpha$ .

Характеристична функція гамма-розподілу

$$\varphi(t) = \left(1 - \frac{it}{\lambda}\right)^{-\alpha}, \quad (5.284)$$

а математичне сподівання і дисперсія:

$$MU = \frac{\alpha}{\lambda}, \quad DU = \frac{\alpha}{\lambda^2}. \quad (5.285)$$

Розподіл суми двох випадкових величин, що розподіляються за гамма-розподілами з параметрами  $(\alpha_1, \lambda_1)$ ,  $(\alpha_2, \lambda_2)$ , буде також гамма-розподіленим при  $\lambda_1 = \lambda_2 = \lambda$ . Дійсно:

$$\varphi(t) = \varphi_1(t)\varphi_2(t) = \left(1 - \frac{it}{\lambda}\right)^{-\alpha_1} \left(1 - \frac{it}{\lambda}\right)^{-\alpha_2} = \left(1 - \frac{it}{\lambda}\right)^{-(\alpha_1+\alpha_2)}. \quad (5.286)$$

Параметрами цього гамма-розподілу є  $(\alpha, p_1 + p_2)$ .

Числові характеристики випадкової величини  $X$ :

$$m_1 = m - m_2 = \frac{\alpha}{\lambda} - \frac{\alpha_2}{\lambda} = \frac{\alpha - \alpha_2}{\lambda}; \quad (5.287)$$

$$\sigma_1^2 = \sigma^2 - \sigma_2^2 = \frac{\alpha}{\lambda^2} - \frac{\alpha_2}{\lambda^2} = \frac{\alpha - \alpha_2}{\lambda^2}. \quad (5.288)$$

Гамма-розподіл є неперервним аналогом розподілу Паскаля.

*Розподіл Коші.* Випадкова величина  $u$  має розподіл Коші з параметрами  $(\alpha, \lambda)$  ( $\lambda > 0$ ), якщо

$$f(u) = \frac{1}{\pi} \frac{\lambda}{\lambda^2 + (u - \alpha)^2}. \quad (5.289)$$

Характеристична функція цього розподілу:

$$\varphi(t) = e^{i\alpha t - \lambda |t|}. \quad (5.290)$$

Математичного сподівання випадкової величини, що має розподіл Коші, не існує.

Розподіл Коші є стійким. Дійсно:

$$\varphi(t) = \varphi_1(t)\varphi_2(t) = e^{i\alpha_1 t - \lambda_1 |t|} e^{i\alpha_2 t - \lambda_2 |t|} = e^{i(\alpha_1 + \alpha_2)t - (\lambda_1 + \lambda_2)|t|}, \quad (5.291)$$

тобто при суперпозиції випадкових величин, розподілених за законом Коші, отримуємо величину, також розподілену за законом Коші з параметрами  $(\alpha_1 + \alpha_2, \lambda_1 + \lambda_2)$ . Тому параметри величини  $X$  пов'язані із відповідними параметрами  $Y$  і  $Z$  співвідношеннями:

$$\alpha_1 = \alpha - \alpha_2, \quad \lambda_1 = \lambda - \lambda_2. \quad (5.292)$$

Таким чином, задача легко розв'язується для випадку стійкості законів розподілу, коли при композиції двох законів одного типу одержується знову закон того ж типу. Характеристики таких законів подано в табл. 5.5.

Таблиця 5.5 – Характеристики стійкості законів неперервних розподілів

Закон розподілу	Параметри розподілу випадкових величин			Математичне сподівання випадкових величин			Дисперсії випадкових величин		
	Z	Y	X	Z	Y	X	Z	Y	X
Нормальний	$m, y^2$	$m_2, y_2^2$	$m_1 = m - m_2$	$m$	$m_2$	$m_1 = m - m_2$	$y^2$	$y_2^2$	$y_1^2 = y^2 - y_2^2$
Гамма-розподіл	$\alpha > 0, \lambda > 0$	$\alpha_2, \lambda_2 = \lambda$	$\alpha_1 = \alpha - \alpha_2, \lambda_1 = \lambda$	$\frac{\alpha}{\lambda}$	$\frac{\alpha_2}{\lambda}$	$\frac{\alpha - \alpha_2}{\lambda}$	$\frac{\alpha}{\lambda}$	$\frac{\alpha_2}{\lambda^2}$	$\frac{\alpha - \alpha_2}{\lambda^2}$
Коші	$\alpha, \lambda > 0$	$\alpha_2, \lambda_2$	$\alpha_1 = \alpha - \alpha_2, \lambda_1 = \lambda - \lambda_2$	-	-	-	-	-	-

Деякі задачі, пов'язані з нестійкими законами розподілу  
випадкових величин і з різними законами

Якщо ж закони розподілу є нестійкими, то можливими шляхами розв'язування даної задачі можна вважати наступні.

1. З допомогою апарату характеристичних функцій.

Якщо  $X, Y, Z$  мають відповідно щільності розподілу ймовірностей  $f_1(x), f_2(y), f(z)$  і характеристичні функції  $g_1(t), g_2(t), g(t)$ , то

$$f_1(x) = \int_{-\infty}^{\infty} e^{-itx} g_1(t) dt, \quad (5.293)$$

де

$$g_1(t) = \frac{g(t)}{g_2(t)}. \quad (5.294)$$

Цей спосіб дає змогу отримати розв'язок у явному вигляді. Але трудність його застосування полягає в тому, що доводиться декілька разів виконувати інтегральні перетворення: для знаходження  $g(t), g_2(t)$ , тобто

$$g(t) = \int_{-\infty}^{\infty} e^{itz} f(z) dz; \quad (5.295)$$

$$g_2(t) = \int_{-\infty}^{\infty} e^{ity} f_2(y) dy, \quad (5.296)$$

і  $f_1(x)$  за (5.293) – обернене перетворення Фур'є.

2. З допомогою апарату інтегральних рівнянь.

Початковими тут є співвідношення:

$$f(z) = \int_{-\infty}^{\infty} f_1(x) f_2(z-x) dx = \int_{-\infty}^{\infty} f_1(z-y) f_2(y) dy. \quad (5.297)$$

Нехай функції  $f$  і  $f_2$  є відомими. Тоді для визначення  $f_1(x)$  отримуємо рівняння Фредгольма першого роду – рівняння типу згортки:

$$\int_{-\infty}^{\infty} f_2(x-s) f_1(s) ds = f(x). \quad (5.298)$$

Якщо при  $y \leq 0$  функція  $f_2(y) = 0$  (наприклад, показниковий розподіл, логнормальний розподіл, гамма-розподіл, розподіл Ерланга, розподіл хі-квадрат, степеневий розподіл), то  $f_1(x)$  визначаємо із інтегрального рівняння Вотерра першого роду – також рівняння типу згортки:

$$\int_{-\infty}^x f_2(x-s) f_1(s) ds = f(x). \quad (5.299)$$

Можливими є і односторонні рівняння типу згортки:

$$\int_0^{\infty} f_2(x-s)f_1(s)ds = f(x); \quad (5.300)$$

$$\int_{-\infty}^0 f_2(x-s)f_1(s)ds = f(x). \quad (5.301)$$

Рівняння (5.300) і (5.301) отримуються відповідно з (5.298) і (5.299), якщо на  $f_1(x)$  накладено умову:  $f_1(x) = 0$  при  $x \leq 0$  або ж, у випадку єдиності розв'язку,  $f(z) = 0$  при  $z \leq 0$ .

Методика розв'язування названих вище інтегральних рівнянь першого роду – рівнянь типу згортки – є відомою. Основні такі методи розглянуто, наприклад, у роботі [147], де подано відповідні підпрограми розв'язувань.

Розв'язок рівняння (5.301) можна отримати у явному вигляді засобами операційного числення, використовуючи теорему згортання оригіналів.

*Показниковий розподіл.* Випадкова величина має показниковий розподіл з параметром  $\lambda$ , якщо

$$f(u) = \lambda e^{-\lambda u} \quad (u > 0). \quad (5.302)$$

Якщо  $X, Y$  мають показникові розподіли з параметрами  $\lambda_1, \lambda_2$  ( $\lambda_1 \neq \lambda_2$ ), тобто

$$f_1(x) = \lambda_1 e^{-\lambda_1 x}, \quad f_2(y) = \lambda_2 e^{-\lambda_2 y} \quad (x, y > 0), \quad (5.303)$$

то для їх композиції маємо:

$$f(z) = \int_{-\infty}^{\infty} f_1(x)f_2(z-x)dx. \quad (5.304)$$

Оскільки функції  $f_1$  і  $f_2$  рівні нулю при від'ємних значинах аргументів, інтеграл набуває вигляду:

$$\begin{aligned} f(z) &= \int_0^z f_1(x)f_2(z-x)dx = \lambda_1 \lambda_2 \int_0^z e^{-\lambda_1 x} e^{-\lambda_2(z-x)} dx = \\ &= \frac{\lambda_1 \lambda_2 e^{-\lambda_2 z}}{\lambda_2 - \lambda_1} [e^{(\lambda_2 - \lambda_1)z} - 1] = \frac{\lambda_1 \lambda_2 (e^{-\lambda_1 z} - e^{-\lambda_2 z})}{\lambda_2 - \lambda_1} \quad (z > 0). \end{aligned} \quad (5.305)$$

Нетрудно тепер сформулювати розв'язок задачі визначення  $f_1(x)$  за заданими  $f_2(y)$  згідно із (5.298) і  $f(z)$  згідно із (5.305):

$$f_1(x) = \lambda e^{-\lambda_1 x} \quad (x > 0), \quad (5.306)$$

де

$$\lambda_1 = \frac{\lambda \lambda_2}{\lambda + \lambda_2}. \quad (5.307)$$

*Нормальний розподіл.* Нехай величина  $X$  підпорядковується нормальному закону розподілу з параметрами  $m$  і  $\sigma^2$ , а величина  $Y$  рівномірно розподілена в інтервалі  $(-h, +h)$ . У цьому випадку

$$f_1(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} e^{-\frac{(x-m)^2}{2\sigma^2}} \quad (-\infty < x < \infty); \quad (5.308)$$

$$f_2(y) = \begin{cases} 0 & \text{при } y < -h, \\ \frac{1}{2h} & \text{при } -h \leq y \leq h, \\ 0 & \text{при } y > h. \end{cases} \quad (5.309)$$

Зазначивши, що  $f_2(y) \neq 0$  лише в проміжку  $(-h, h)$ , отримуємо для щільності розподілу композиції  $X$  і  $Y$ :

$$f(z) = \frac{1}{2h} \int_{-h}^h \frac{e^{-\frac{(z-y-m)^2}{2\sigma^2}}}{\sqrt{2\pi}\sigma} dy. \quad (5.310)$$

Якщо в інтегралі зробити підстановку  $y = z - m + t\sigma$ , то  $f(z)$  виразиться наступною формулою:

$$f(z) = \frac{1}{2h\sqrt{2\pi}} \int_{\frac{h-z-m}{\sigma}}^{\frac{h+z-m}{\sigma}} e^{-\frac{t^2}{2}} dt = \frac{1}{2h} \left[ \Phi_0\left(\frac{h-z+m}{\sigma}\right) + \Phi_0\left(\frac{h+z-m}{\sigma}\right) \right], \quad (5.311)$$

де  $\Phi_0(t)$  – нормована функція Лапласа.

### Узагальнення отриманих результатів

У табл. 5.6 подано узагальнення співвідношень законів розподілу випадкових відомих величин  $Z = X + Y$ ,  $Y$  і шуканої величини  $X$ .

#### **5.1.8 Методика оброблення індикаторних діаграм свердловин за наявності тріщин у пласті і визначення коефіцієнта тріщинної проникності**

Тріщинуватість притаманна практично всім колекторам (окрім сипких), хоч по різному вона відображається на процесах фільтрації в конкретних випадках [104]. Для встановлення характеристики колектора і проектування різних технологічних процесів, зокрема інтенсифікації роботи обводнених свердловин із застосуванням розглянутої в даній роботі технології на основі дисперсних систем, необхідно знати тріщинну проникність. Методики оброблення викривлених індикаторних діаграм свердловин за наявності тріщин у пласті і визначення коефіцієнта тріщинної проникності зводяться або до нехтування величиною припливу по порах матриці породи, або до нехтування окремими чинниками, які визначають характер діаграм [99, 546]. Нижче запропоновано методичні засади щодо врахування усіх чинників, які визначають характер індикаторної діаграми свердловини за наявності тріщин у пласті [49].

Таблиця 5.6 – Щільності розподілів випадкової величини  $X$  при поєднанні різних законів розподілів величин  $Z = X + Y$  та  $Y$ 

Закон розподілу $Z$	Закон розподілу $Y$	Закон розподілу $X$	Примітки
1. Закони розподілу стійкі			
<p>1.1 Нормальний</p> $f(z) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} e^{-\frac{(z-m)^2}{2\sigma^2}}$ $\sigma > 0$ $MZ = m$ $DZ = \sigma^2$	<p>Нормальний</p> $f_2(y) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_2} e^{-\frac{(y-m_2)^2}{2\sigma_2^2}}$ $\sigma_2 > 0$ $MY = m_2$ $DY = \sigma_2^2$	<p>Нормальний</p> $f_1(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_1} e^{-\frac{(x-m_1)^2}{2\sigma_1^2}}$ $y_1 > 0$ $MX = m_1 = m - m_2$ $DX = \sigma_1^2 = \sigma^2 - \sigma_2^2$	<p>Див. [617, 544]</p>
<p>1.2 Гамма-розподіл</p> $f(z) = \begin{cases} \frac{\pi^\alpha}{\Gamma(\alpha)} z^{\alpha-1} e^{-\pi z}, & z > 0 \\ 0, & z \leq 0 \end{cases}$ $\lambda > 0$ $MZ = \frac{\alpha}{\lambda}$ $DZ = \frac{\alpha}{\lambda^2}$	<p>Гамма-розподіл</p> $f_2(y) = \begin{cases} \frac{\lambda_2^{\alpha_2}}{\Gamma(\alpha_2)} y^{\alpha_2-1} e^{-\lambda_2 y}, & y > 0 \\ 0, & y \leq 0 \end{cases}$ $\lambda_2 > 0$ $MY = \frac{\alpha_2}{\lambda_2}$ $DY = \frac{\alpha_2}{\lambda_2^2}$	<p>Гамма-розподіл</p> $f_1(x) = \begin{cases} \frac{\lambda_1^{\alpha_1}}{\Gamma(\alpha_1)} x^{\alpha_1-1} e^{-\lambda_1 x}, & x > 0 \\ 0, & x \leq 0 \end{cases}$ $\lambda_1 > 0, \lambda_1 = \lambda_2 = \lambda, \alpha_1 = \alpha - \alpha_2$ $MX = \frac{\alpha_1}{\lambda_1} = \frac{\alpha - \alpha_2}{\lambda}$ $DX = \frac{\alpha_1}{\lambda_1^2} = \frac{\alpha - \alpha_2}{\lambda^2}$	<p>Стійкість має місце за умови <math>\lambda = \lambda_2</math> <math>\alpha &gt; \alpha_2</math> Див. [617]</p>

<p>1.3 Ерланга</p> $f(z) = \begin{cases} \frac{\lambda^n}{(n-1)!} z^{n-1} e^{-\lambda z}, & z > 0 \\ 0, & z \leq 0 \end{cases}$ <p><math>\lambda &gt; 0</math>  <math>MZ = \frac{n}{\lambda}</math>  <math>DZ = \frac{n}{\lambda^2}</math></p>	<p>Ерланга</p> $f_2(y) = \begin{cases} \frac{\lambda_2^{n_2}}{(n_2-1)!} y^{n_2-1} e^{-\lambda_2 y}, & y > 0 \\ 0, & y \leq 0 \end{cases}$ <p><math>\lambda_2 &gt; 0</math>  <math>MY = \frac{n_2}{\lambda_2}</math>  <math>DY = \frac{n_2}{\lambda_2^2}</math></p>	<p>Ерланга</p> $f_1(x) = \begin{cases} \frac{\lambda_1^{n_1}}{(n_1-1)!} x^{n_1-1} e^{-\lambda_1 x}, & x > 0 \\ 0, & x \leq 0 \end{cases}$ <p><math>\lambda_1 &gt; 0, \lambda_1 = \lambda = \lambda_2</math>  <math>MX = \frac{n_1}{\lambda_1} = \frac{n-n_2}{\lambda}</math>  <math>DX = \frac{n_1}{\lambda_1^2} = \frac{n-n_2}{\lambda^2}</math></p>	<p>Стійкість має місце за умови:  <math>\lambda_1 = \lambda_2 = \lambda</math>.</p> <p>Слідуює із стійкості гамма-розподілу [544], с. 121</p>
<p>Хі-квадрат</p> $f(z) = \begin{cases} \frac{n-2}{z^2} e^{-\frac{z}{2}}, & z > 0 \\ \frac{n}{2^2} \Gamma\left(\frac{n}{2}\right), & z \leq 0 \end{cases}$ <p><math>n</math> - ціле число  <math>MZ = n</math>  <math>DZ = 2n</math></p>	<p>Хі-квадрат</p> $f_2(y) = \begin{cases} \frac{n_2-2}{y^2} e^{-\frac{y}{2}}, & y > 0 \\ \frac{n_2}{2^2} \Gamma\left(\frac{n_2}{2}\right), & y \leq 0 \end{cases}$ <p><math>n_2</math> - ціле число  <math>MY = n_2</math>  <math>DY = 2n_2</math></p>	<p>Хі-квадрат</p> $f_1(x) = \begin{cases} \frac{n_1-2}{x^2} e^{-\frac{x}{2}}, & x > 0 \\ \frac{n_1}{2^2} \Gamma\left(\frac{n_1}{2}\right), & x \leq 0 \end{cases}$ <p><math>n_1</math> - ціле число  <math>MX = n_1 = n - n_2</math>  <math>DX = 2n_2 = 2(n - n_2)</math></p>	<p><math>n &gt; n_2</math>.</p> <p>Стійкість слідуює із стійкості Хі-розподілу [544], с. 121</p>
<p>1.4 Коші</p> $f(z) = \frac{1}{\pi} \frac{\lambda}{\lambda^2 + (z - \alpha)^2}$ <p><math>\lambda &gt; 0</math>  <math>MZ, DZ</math> - не існуює</p>	<p>Коші</p> $f(y) = \frac{1}{\pi} \frac{\lambda_2}{\lambda_2^2 + (y - \alpha_2)^2}$ <p><math>\lambda_2 &gt; 0</math>  <math>MZ, DZ</math> - не існуює</p>	<p>Коші</p> $f(x) = \frac{1}{\pi} \frac{\lambda_1}{\lambda_1^2 + (x - \alpha_1)^2}$ <p><math>\lambda_1 &gt; 0</math>  <math>\lambda_1 = \lambda - \lambda_2; \alpha_1 = \alpha - \alpha_2</math>  <math>MX, DX</math> - не існують</p>	<p>Див. [544]</p>



2. Закони розподілу різні		
<p>2.1 Гамма-розподіл</p> $f(z) = \begin{cases} \frac{\lambda^\alpha}{\Gamma(\alpha)} z^{\alpha-1} e^{-\lambda z}, & z > 0 \\ 0, & z \leq 0 \end{cases}$ <p><math>\lambda &gt; 0, \alpha &gt; 0</math></p> $MZ = \frac{\alpha}{\lambda}$ $DZ = \frac{\alpha}{\lambda^2}$	<p>Ерланга</p> $f_2(y) = \begin{cases} \frac{\lambda_2^{n_2}}{(n_2-1)!} y^{n_2-1} e^{-\lambda_2 y}, & y > 0 \\ 0, & y \leq 0 \end{cases}$ <p><math>n</math> – натуральне число, <math>\lambda_2 &gt; 0</math></p> $MY = \frac{n_2}{\lambda_2}$ $DY = \frac{n_2}{\lambda_2^2}$	<p>Гамма-розподіл</p> $f_1(x) = \begin{cases} \frac{\lambda_1^{\alpha_1}}{\Gamma(\alpha_1)} x^{\alpha_1-1} e^{-\lambda_1 x}, & x > 0 \\ 0, & x \leq 0 \end{cases}$ <p><math>\lambda_1 &gt; 0, \alpha_1 &gt; 0, \lambda_1 = \lambda_2, \alpha_1 = \alpha - n_2</math></p> $MX = \frac{\alpha_1}{\lambda_1} = \frac{\alpha - n_2}{\lambda}$ $DX = \frac{\alpha_1 - n_2}{\lambda_1^2} = \frac{\alpha - n_2}{\lambda^2}$ <p><math>\lambda_1 = \lambda,</math> <math>\lambda_1 &gt; n_2</math></p>
<p>2.2 Ерланга</p> $f(z) = \begin{cases} \frac{\lambda^n}{(n-1)!} z^{n-1} e^{-\lambda z}, & z > 0 \\ 0, & z \leq 0 \end{cases}$ <p><math>n</math> – натуральне число, <math>\lambda &gt; 0</math></p> $MZ = \frac{n}{\lambda}$ $DZ = \frac{n}{\lambda^2}$	<p>Гамма-розподіл</p> $f_2(y) = \begin{cases} \frac{\lambda_2^{\alpha_2}}{\Gamma(\alpha_2)} y^{\alpha_2-1} e^{-\lambda_2 y}, & y > 0 \\ 0, & y \leq 0 \end{cases}$ <p><math>\alpha_2 &gt; 0, \lambda_2 &gt; 0</math></p> $MY = \frac{\alpha_2}{\lambda_2}$ $DY = \frac{\alpha_2}{\lambda_2^2}$	<p>Гамма-розподіл</p> $f_1(x) = \begin{cases} \frac{\lambda_1^{\alpha_1}}{\Gamma(\alpha_1)} x^{\alpha_1-1} e^{-\lambda_1 x}, & x > 0 \\ 0, & x \leq 0 \end{cases}$ <p><math>\alpha_1 &gt; 0, \lambda_1 &gt; 0, \alpha_1 = n - \alpha_2, \lambda_1 = \lambda</math></p> $MX = \frac{\alpha_1}{\lambda_1} = \frac{n - \alpha_2}{\lambda}$ $DX = \frac{\alpha_1 - n + \alpha_2}{\lambda_1^2} = \frac{\alpha - \alpha_2}{\lambda^2}$ <p><math>\lambda_1 &gt; \lambda_2,</math> <math>\alpha_2 &lt; n</math></p>
<p>2.3 Гамма-розподіл</p> $f(z) = \begin{cases} \frac{\lambda^\alpha}{\Gamma(\alpha)} z^{\alpha-1} e^{-\lambda z}, & z > 0 \\ 0, & z \leq 0 \end{cases}$ <p><math>\alpha &gt; 0, \lambda = \frac{1}{2},</math></p> $MZ = \frac{\alpha}{\lambda} = 2\alpha$ $DZ = \frac{\alpha}{\lambda^2} = 4\alpha$	<p>Хі-квадрат</p> $f_2(y) = \begin{cases} \frac{y^{\frac{n_2}{2}-2}}{2^{\frac{n_2}{2}} \Gamma\left(\frac{n_2}{2}\right)} e^{-\frac{y}{2}}, & y > 0 \\ 0, & y \leq 0 \end{cases}$ <p><math>n_2</math> – ціле число</p> $MY = n_2$ $DY = 2n_2$	<p>Гамма-розподіл</p> $f_1(x) = \begin{cases} \frac{\lambda_1^{\alpha_1}}{\Gamma(\alpha_1)} x^{\alpha_1-1} e^{-\lambda_1 x}, & x > 0 \\ 0, & x \leq 0 \end{cases}$ <p><math>\lambda_1 = \frac{1}{2}, \alpha_1 = \alpha - \frac{n_2}{2}</math></p> $MX = \frac{\alpha_1}{\lambda_1} = 2\alpha_1 = 2\alpha - n_2$ $DX = \frac{\alpha_1 - 1}{\lambda_1^2} = 4\alpha_1 = 4\alpha - 2n_2$ <p><math>\alpha &gt; \frac{n_2}{2}</math></p>

<p>2.4 Хі-квадрат</p> $f(z) = \begin{cases} \frac{\frac{n-2}{z^2}}{2^{\frac{n}{2}} \Gamma\left(\frac{n}{2}\right)} e^{-\frac{z}{2}}, z > 0 \\ 0, & z \leq 0 \end{cases}$ <p><math>n</math> – натуральне число  <math>MZ = n</math>  <math>DZ = 2n</math></p>	<p>Гамма-розподіл</p> $f_2(y) = \begin{cases} \frac{\lambda_2^{\alpha_2}}{\Gamma(\alpha_2)} y^{\alpha_2-1} e^{-\lambda_2 y}, y > 0 \\ 0, & y \leq 0 \end{cases}$ <p><math>\alpha_2 &gt; 0, \lambda_2 = \frac{1}{2}</math>  <math>MY = \frac{\alpha_2}{\lambda_2} = 2\alpha_2</math>  <math>DY = \frac{\alpha}{\lambda_2^2} = 4\alpha_2</math></p>	<p>Гамма-розподіл</p> $f_1(x) = \begin{cases} \frac{\lambda_1^{\alpha_1}}{\Gamma(\alpha_1)} x^{\alpha_1-1} e^{-\lambda_1 x}, x > 0 \\ 0, & x \leq 0 \end{cases}$ <p><math>\alpha_1 = \frac{n}{2} - \alpha_2, \lambda_1 = \frac{1}{2}</math>  <math>MX = \frac{\alpha_1}{\lambda_1} = 2\alpha_1 = n - 2\alpha_2</math>  <math>DX = \frac{\alpha_1}{\lambda_1^2} = 4\alpha_1 = 2n - 4\alpha_2</math></p>	<p><math>\alpha_2 &lt; \frac{n_2}{2}</math></p>
<p>2.5 Гамма-розподіл</p> $f(z) = \begin{cases} \frac{\lambda^\alpha}{\Gamma(\alpha)} z^{\alpha-1} e^{-\lambda z}, z > 0 \\ 0, & z \leq 0 \end{cases}$ <p><math>\alpha &gt; 0, \lambda &gt; 0</math>  <math>MZ = \frac{\alpha}{\lambda}</math>  <math>DZ = \frac{\alpha}{\lambda^2}</math></p>	<p>Показниковий</p> $f_2(y) = \begin{cases} \lambda_2 e^{-\lambda_2 y}, y > 0 \\ 0, & y \leq 0 \end{cases}$ <p><math>\lambda_2 &gt; 0</math>  <math>MY = \frac{1}{\lambda_2}</math>  <math>DY = \frac{1}{\lambda_2^2}</math></p>	<p>Гамма-розподіл</p> $f_1(x) = \begin{cases} \frac{\lambda_1^{\alpha_1}}{\Gamma(\alpha_1)} x^{\alpha_1-1} e^{-\lambda_1 x}, x > 0 \\ 0, & x \leq 0 \end{cases}$ <p><math>\alpha_1 &gt; 0, \lambda_1 &gt; 0, \alpha_1 = \alpha - 1, \lambda_1 = \lambda</math>  <math>MX = \frac{\alpha_1}{\lambda_1} = \frac{\alpha-1}{\lambda}</math>  <math>DX = \frac{\alpha_1}{\lambda_1^2} = \frac{\alpha-1}{\lambda^2}</math></p>	<p><math>\lambda = \lambda_2</math>  <math>\alpha &gt; 1</math></p>
<p>2.6 Показниковий</p> $f(z) = \begin{cases} \lambda e^{-\lambda z}, z > 0 \\ 0, & z \leq 0 \end{cases}$ <p><math>\lambda &gt; 0</math>  <math>MZ = \frac{1}{\lambda}</math>  <math>DZ = \frac{1}{\lambda^2}</math></p>	<p>Гамма-розподіл</p> $f_2(y) = \begin{cases} \frac{\lambda_2^{\alpha_2}}{\Gamma(\alpha_2)} y^{\alpha_2-1} e^{-\lambda_2 y}, y > 0 \\ 0, & y \leq 0 \end{cases}$ <p><math>\alpha_2 &gt; 0, \lambda_2 &gt; 0</math>  <math>MY = \frac{\alpha_2}{\lambda_2}</math>  <math>DY = \frac{\alpha_2}{\lambda_2^2}</math></p>	<p>Гамма-розподіл</p> $f_1(x) = \begin{cases} \frac{\lambda_1^{\alpha_1}}{\Gamma(\alpha_1)} x^{\alpha_1-1} e^{-\alpha_1 x}, x > 0 \\ 0, & x \leq 0 \end{cases}$ <p><math>\alpha_1 &gt; 0, \lambda_2 &gt; 0, \alpha_1 = 1 - \alpha, \lambda_2 = \lambda</math>  <math>MX = \frac{\alpha_1}{\lambda_1} = \frac{1-\alpha}{\lambda}</math>  <math>DX = \frac{\alpha_1}{\lambda_1^2} = \frac{1-\alpha}{\lambda^2}</math></p>	<p><math>\lambda = \lambda_2</math>  <math>\alpha_1 &lt; 1</math></p>

<p>2.7 Ерланга (загальний)</p> $f(z) = \begin{cases} \frac{\lambda^n}{(n-1)!} z^{n-1} e^{-\lambda z}, & z > 0 \\ 0, & z \leq 0 \end{cases}$ <p><math>n</math> - натуральне число, <math>\lambda &gt; 0</math></p> $MZ = \frac{n}{\lambda}$ $DZ = \frac{n}{\lambda^2}$	<p>Показниковий</p> $f_2(y) = \begin{cases} \lambda_2 e^{-\lambda_2 y}, & y > 0 \\ 0, & y \leq 0 \end{cases}$ $\lambda_2 > 0$ $MY = \frac{1}{\lambda_2}$ $DY = \frac{1}{\lambda_2^2}$	<p>Гамма-розподіл</p> $f_1(x) = \begin{cases} \frac{\lambda_1^{\alpha_1}}{\Gamma(\alpha_1)} x^{\alpha_1-1} e^{-\lambda_1 x}, & x > 0 \\ 0, & x \leq 0 \end{cases}$ $\alpha_1 > 0, \lambda_1 > 0, \alpha_1 = n-1, \lambda_1 = \lambda$ $MX = \frac{\alpha_1}{\lambda_1} = \frac{n-1}{\lambda}$ $DX = \frac{\alpha_1}{\lambda_1^2} = \frac{n-1}{\lambda^2}$	$\lambda = \lambda_2$ $n > 1$
<p>2.8 Ерланга (2-го порядку)</p> $f(z) = \begin{cases} \lambda^2 z e^{-\lambda z}, & z > 0 \\ 0, & z \leq 0 \end{cases}$ $\lambda > 0$ $MZ = \frac{2}{\lambda}$ $\lambda > 0$ $DZ = \frac{2}{\lambda^2}$	<p>Показниковий</p> $f_2(y) = \begin{cases} \lambda_2 e^{-\lambda_2 y}, & y > 0 \\ 0, & y \leq 0 \end{cases}$ $\lambda_2 > 0$ $MY = \frac{1}{\lambda_2}$ $DY = \frac{1}{\lambda_2^2}$	<p>Показниковий</p> $f_1(x) = \begin{cases} \lambda_1 e^{-\lambda_1 x}, & x > 0 \\ 0, & x \leq 0 \end{cases}$ $\lambda_1 > 0, \lambda_1 = \lambda_2 = \lambda$ $MX = \frac{1}{\lambda_1}$ $DX = \frac{1}{\lambda_1^2}$	<p>Співвідношення встановлено при <math>\lambda = \lambda_2</math></p>
<p>2.9 Узагальнений Ерланга (2-го порядку)</p> $f(z) = \begin{cases} \frac{\mu_1 \mu_2 (e^{-\mu_1 z} - e^{-\mu_2 z})}{\mu_2 - \mu_1}, & z > 0 \\ 0, & z \leq 0 \end{cases}$ $\mu_1, \mu_2 > 0, \mu_1 \neq \mu_2$ $MZ = \frac{1}{\mu_1} + \frac{1}{\mu_2}$ $DZ = \frac{1}{\mu_1^2} + \frac{1}{\mu_2^2}$	<p>Показниковий</p> $f_2(y) = \begin{cases} \lambda_2 e^{-\lambda_2 y}, & y > 0 \\ 0, & y \leq 0 \end{cases}$ $\lambda_2 > 0$ $MY = \frac{1}{\lambda_2}$ $DY = \frac{1}{\lambda_2^2}$	<p>Показниковий</p> $f_1(x) = \begin{cases} \lambda_1 e^{-\lambda_1 x}, & x > 0 \\ 0, & x \leq 0 \end{cases}$ $\lambda_1 = \mu_1$ $MX = \frac{1}{\lambda_1} = \frac{1}{\mu_1}$ $DY = \frac{1}{\lambda_1^2} = \frac{1}{\mu_1^2}$	<p>Співвідношення встановлено при <math>\mu_2 = \lambda_2</math>. Див. [144]</p>

<p>Хі-квадрат</p> $f(z) = \begin{cases} \frac{\frac{n-2}{z^2} e^{-\frac{z}{2}}}{2^{\frac{n}{2}} \Gamma\left(\frac{n}{2}\right)}, & z > 0 \\ 0, & z \leq 0 \end{cases}$ <p><math>n</math> – натуральне число  <math>MZ = n</math>  <math>DZ = 2n</math></p>	<p>Показниковий</p> $f_2(y) = \begin{cases} \lambda_2 e^{-\lambda_2 y}, & y > 0 \\ 0, & y \leq 0 \end{cases}$ <p><math>\lambda_2 &gt; 0</math>  <math>MY = \frac{1}{\lambda_2}</math>  <math>DY = \frac{1}{\lambda_2^2}</math></p>	<p>Гамма-розподіл</p> $f_1(x) = \begin{cases} \frac{\lambda_1^{\alpha_1}}{\Gamma(\alpha_1)} x^{\alpha_1-1} e^{-\lambda_1 x}, & x > 0 \\ 0, & x \leq 0 \end{cases}$ <p><math>\alpha_1 &gt; 0, \lambda_1 &gt; 0, \alpha_1 = n-1, \lambda_1 = \frac{1}{2}</math>  <math>MX = \frac{\alpha_1}{\lambda_1} = 2(n-1)</math>  <math>DX = \frac{\alpha_1}{\lambda_1^2} = n(n-1)</math></p>	<p><math>\lambda_2 = \frac{1}{2},</math>  <math>n \geq 2</math></p>
<p>Показниковий</p> $f(z) = \begin{cases} \lambda e^{-\lambda z}, & z > 0 \\ 0, & z \leq 0 \end{cases}$ <p><math>\lambda &gt; 0</math>  <math>MZ = \frac{1}{\lambda}</math>  <math>DZ = \frac{1}{\lambda^2}</math></p>	<p>Хі-квадрат</p> $f_2(y) = \begin{cases} \frac{y^{\frac{n_2}{2}-2} e^{-\frac{y}{2}}}{2^{\frac{n_2}{2}} \Gamma\left(\frac{n_2}{2}\right)}, & y > 0 \\ 0, & y \leq 0 \end{cases}$ <p><math>n_2</math> – натуральне число  <math>MY = n_2</math>  <math>DY = 2n_2</math></p>	<p>Гамма-розподіл</p> $f_1(x) = \begin{cases} \frac{\lambda_1^{\alpha_1}}{\Gamma(\alpha_1)} x^{\alpha_1-1} e^{-\lambda_1 x}, & x > 0 \\ 0, & x \leq 0 \end{cases}$ <p><math>\alpha_1 &gt; 0, \lambda_1 &gt; 0, \alpha_1 = 1 - \frac{n_2}{2}, \lambda_1 = \lambda = \frac{1}{2}</math>  <math>MX = \frac{\alpha_1}{\lambda_1}</math>  <math>DX = \frac{\alpha_1}{\lambda_1^2}</math></p>	<p><math>\lambda_2 = \frac{1}{2},</math>  <math>n \geq 1</math></p>

Відомо, що причинами викривлення індикаторних діаграм видобувних свердловин є порушення лінійного закону Дарсі (інерційний опір) і залежність коефіцієнта проникності від тиску (деформація тріщин) за умови, коли вибірний тиск  $p_v$  є не меншим тиску насичення нафти газом  $p_{нас}$  ( $p_v \geq p_{нас}$ ), а також ще й виділення газу із нафти (газована нафта) за умови, коли  $p_v < p_{нас}$  [104]. Викривлення індикаторних діаграм водонагнітальних свердловин можуть бути зумовлені порушенням закону Дарсі або деформацією тріщин [104], причому тріщинуватість, як правило, є обов'язковою для отримання достатньої приймальності свердловин. Інші причини (підключення нових пропластків, перетікання між пластами, неусталені процеси в пласті) тут не враховуємо через їх іншу гідродинамічну суть.

Вплив виділення газу із нафти на характер індикаторної діаграми виключаємо шляхом зведення усталеної фільтрації газованої нафти до фільтрації нестисливої однорідної нафти, тобто використанням функції Христиановича або фіктивної в'язкості (безрозмірні коефіцієнти  $\xi$ ,  $\alpha_p$ ,  $A_p$ , які залежать від властивостей нафти і газу) [99].

Під час усталеної фільтрації рух рідини в тріщинах і порах відбувається незалежно, а відповідно дебіт свердловини дорівнює сумі припливів із тріщин ( $Q_T$ ) і пор ( $Q_{II}$ ), тобто

$$Q = Q_T + Q_{II}. \quad (5.312)$$

Якщо врахувати одночасний вплив інерційного опору і деформації фільтраційних каналів відповідно в пористих блоках і системі тріщин, то прийдемо до формул [99]:

$$A_T Q_T + B_T Q_T^2 = \frac{1 - e^{-\alpha_T \Delta p}}{\alpha_T}; \quad (5.313)$$

$$A_{II} Q_{II} + B_{II} Q_{II}^2 = \frac{1 - e^{-\alpha_{II} \Delta p}}{\alpha_{II}}, \quad (5.314)$$

де  $A_T$ ,  $A_{II}$  – коефіцієнти фільтраційного опору в рівняннях припливу, які враховують в'язкісні сили опору і геометрію потоку;  $B_T$ ,  $B_{II}$  – коефіцієнти фільтраційного опору в рівняннях припливу, які враховують інерційні сили опору і геометрію потоку; індекси „Т” і „II” відносяться відповідно до системи тріщин і пористих блоків;  $\alpha_T$ ,  $\alpha_{II}$  – реологічні параметри (коефіцієнти) зміни коефіцієнтів проникностей від тиску відповідно для тріщинуватого і пористого середовищ;  $\Delta p$  – депресія тиску.

Аналіз показує, що формули (5.313) і (5.314) можна спростити, не вносячи значних похибок, до вигляду [99]:

$$A_T Q_T + B_T Q_T^2 = \Delta p - \frac{\alpha_T}{2} \Delta p^2; \quad (5.315)$$

$$A_{II} Q_{II} + B_{II} Q_{II}^2 = \Delta p - \frac{\alpha_{II}}{2} \Delta p^2. \quad (5.316)$$

Зрозуміло, що за даними дослідження свердловини отримуємо „сумарну” індикаторну діаграму як за рахунок припливу з тріщин, так і за рахунок припливу з пор. Описуємо цю індикаторну діаграму аналогічно (5.315) і (5.316) формулою:

$$AQ + BQ^2 = \Delta p - \frac{\alpha}{2} \Delta p^2, \quad (5.317)$$

де  $A, B$  – відповідні коефіцієнти фільтраційного опору в рівнянні припливу стосовно до тріщинувато-пористого середовища в цілому;  $\alpha$  – реологічний коефіцієнт зміни коефіцієнта проникності тріщинувато-пористого середовища.

Ураховуючи (5.312), із (5.315) – (5.317) записуємо:

$$A = \frac{A_T Q_T + A_{II} Q_{II}}{2Q} = \frac{A_T Q_T}{2Q} + \frac{A_{II} Q_{II}}{2Q}; \quad (5.318)$$

$$B = \frac{B_T Q_T^2 + B_{II} Q_{II}^2}{2Q^2} = \frac{B_T}{2} \left( \frac{Q_T}{Q} \right)^2 + \frac{B_{II}}{2} \left( \frac{Q_{II}}{Q} \right)^2; \quad (5.319)$$

$$\alpha = \frac{\alpha_T + \alpha_{II}}{2}. \quad (5.320)$$

Із (5.313) або із (5.317) як часткові випадки випливають відомі формули (двочленна, Л.Г. Наказної, А.Т. Горбунова, А. Бана, Д.М. Кузьмічова, М.Д. Кузьмічова і Р.Г. Ісаєва) та відповідні їм індикаторні діаграми.

Якщо індикаторна діаграма (свердловина 1) є прямою лінією (випадок 1), то значить,  $B = 0, \alpha = 0$ , тобто відсутні впливи інерційного опору і деформації пор та тріщин (рис. 5.18, лінія 1), а тоді маємо рівняння індикаторної діаграми у вигляді:

$$AQ = \Delta p. \quad (5.321)$$

У такому випадку модифіковані (перебудовані) індикаторні діаграми в координатах  $\frac{Q}{\Delta p}(Q), \frac{\Delta p}{Q}(Q), \frac{Q}{\Delta p}(\Delta p), \frac{\Delta p}{Q}(\Delta p)$  є горизонтальними лініями (рис. 5.19).

Якщо індикаторна діаграма є кривою лінією (див. рис. 5.18, лінії 2, 3, 4), то перебудовуємо її в координатах  $\frac{\Delta p}{Q} - Q$ . У разі отримання прямої висхідної лінії (випадок 2.1, свердловина 2) робимо висновок про відсутність деформації фільтраційних каналів (рис. 5.20), а тоді рівняння індикаторної діаграми маємо у вигляді:

$$AQ + BQ^2 = \Delta p, \quad (5.322)$$

або в модифікованому вигляді

$$\frac{\Delta p}{Q} = A + BQ. \quad (5.323)$$

У разі отримання кривої лінії можливими є або спільний вплив інерційного опору та деформації фільтраційних каналів, або тільки вплив деформації фільтраційних каналів.

Спочатку припустимо, що має місце тільки вплив деформації фільтраційних каналів (випадок 2.2, свердловина 3). Тоді запишемо рівняння індикаторної діаграми у вигляді:

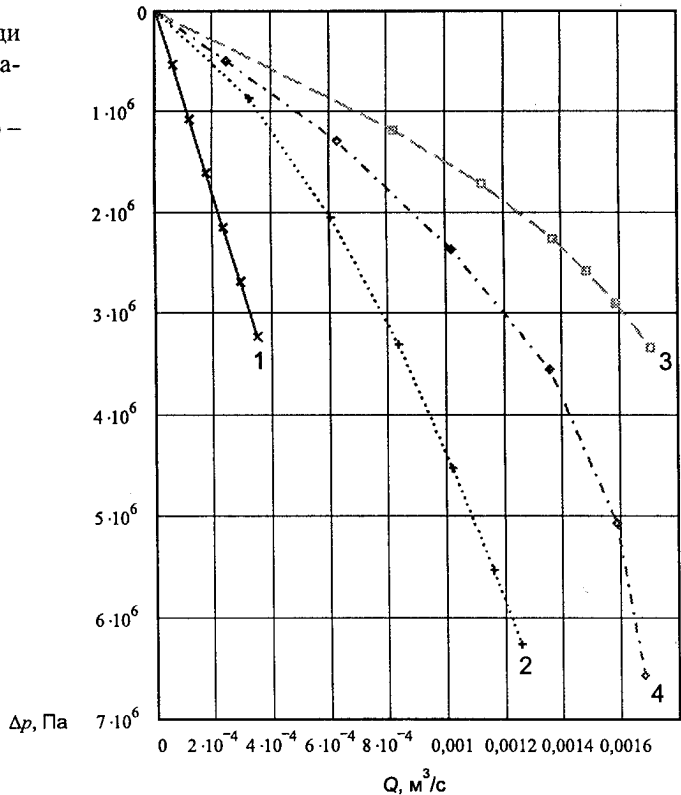
$$AQ = \Delta p - \frac{\alpha}{2} \Delta p^2, \quad (5.324)$$

або в модифікованому вигляді

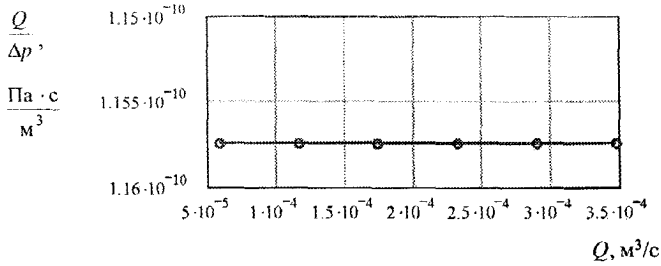
$$\frac{Q}{\Delta p} = \frac{1}{A} \left( 1 - \frac{\alpha}{2} \Delta p \right), \quad (5.325)$$

тобто практична модифікована залежність  $\frac{Q}{\Delta p}(\Delta p)$  є прямою спадною лінією (рис. 5.21), а модифіковані залежності  $\frac{Q}{\Delta p}(Q)$ ,  $\frac{\Delta p}{Q}(Q)$ ,  $\frac{\Delta p}{Q}(\Delta p)$  є кривими спадною чи висхідними лініями.

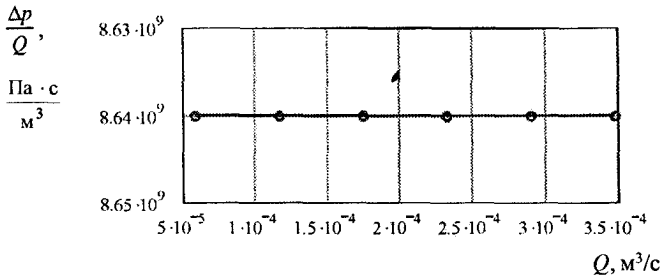
Рис. 5.18 – Приклади індикаторних діаграм свердловин: 1 – № 1; 2 – № 2; 3 – № 3; 4 – № 4



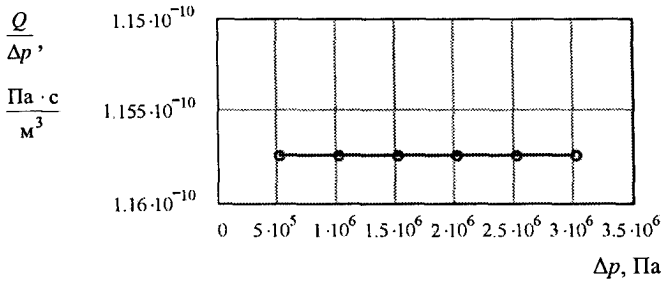
a



б



в



г

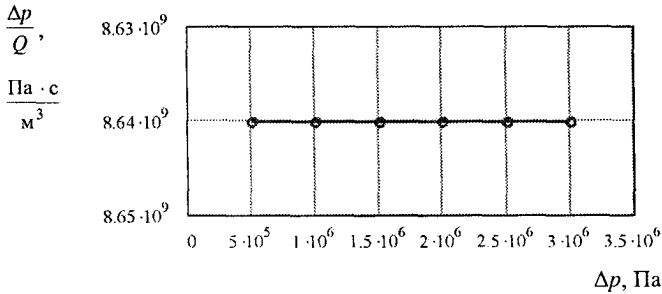
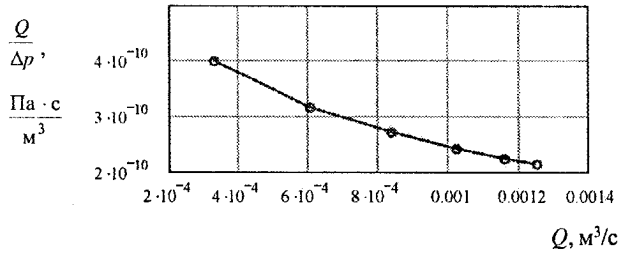


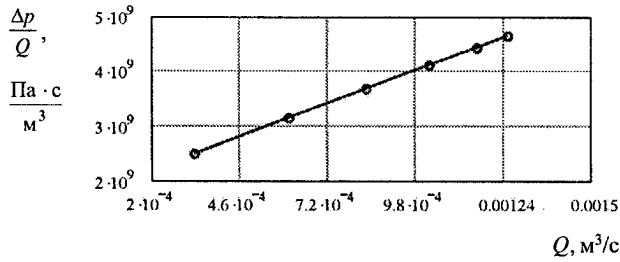
Рис. 5.19 – Перетворені індикаторні діаграми свердловини №1



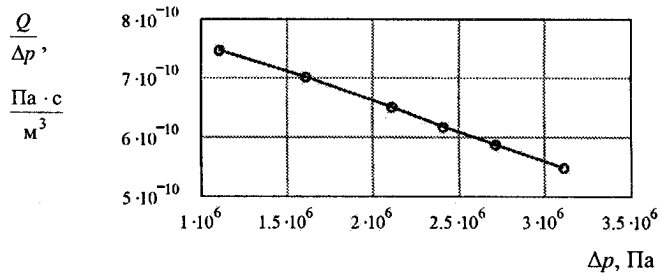
a



б



в



г

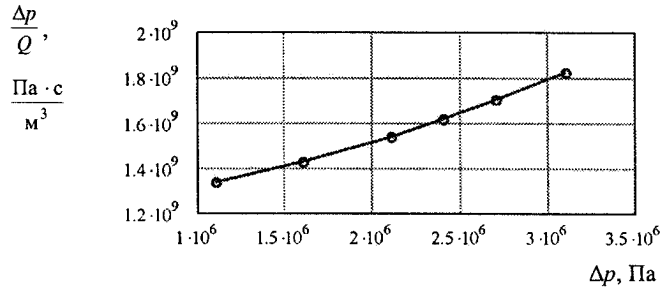
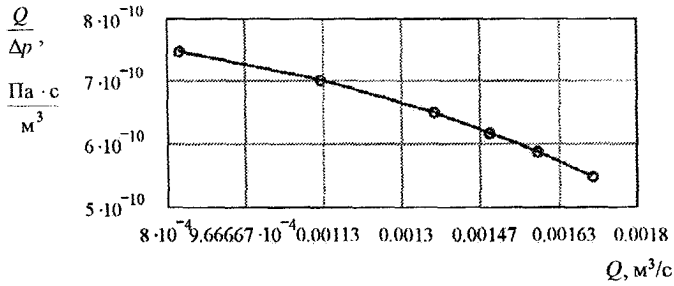
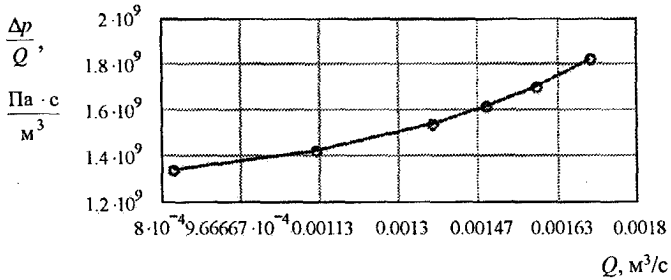


Рис. 5.20 – Перетворені індикаторні діаграми свердловини №2

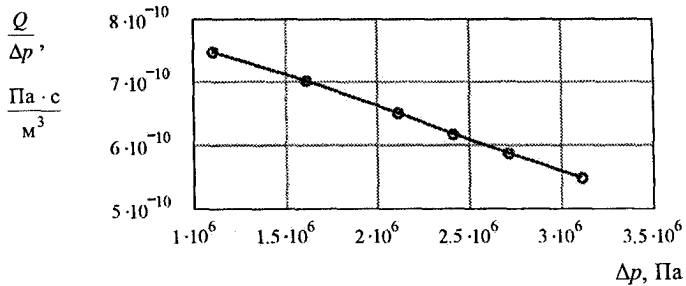
a



б



в



г

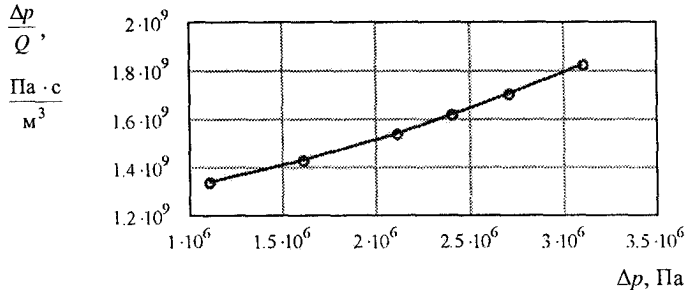


Рис. 5.21 – Перетворені індикаторні діаграми свердловини №3

Відтак припустимо одночасну наявність обох названих впливів (випа-док 2.3, свердловина 4). Тоді індикаторна діаграма описується формулою (5.317) або в модифікованих виглядах:

$$\frac{\Delta p}{Q} = A + BQ + \frac{\alpha}{2} \frac{\Delta p^2}{Q} \quad (5.326)$$

і

$$\frac{Q}{\Delta p} = \frac{1}{A} \left( 1 - \frac{\alpha}{2} \Delta p - B \frac{Q^2}{\Delta p} \right) \quad (5.327)$$

тобто ні в координатах  $\frac{\Delta p}{Q}(Q)$ , ні в координатах  $\frac{Q}{\Delta p}(Q)$  не отримусмо прямої лінії на відміну від розглянутих вище випадків (рис. 5.22).

Отже, за даними гідродинамічного дослідження конкретної свердловини на усталених режимах роботи будуюмо індикаторну діаграму

$Q(\Delta p)$  та її модифікації  $\frac{\Delta p}{Q}(Q)$ ,  $\frac{Q}{\Delta p}(\Delta p)$ ,  $\frac{Q}{\Delta p}(Q)$ ,  $\frac{\Delta p}{Q}(\Delta p)$ , а відтак ві-

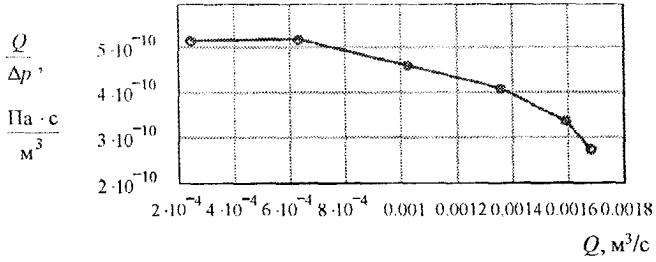
зуально або, краще, з використанням функцій лінійної регресії, наприклад, corr, intercept і slope в системі MathCAD чи функції лінійної регресії fit пакету розширення Numeric Recipes за найбільшою значиною коефіцієнта кореляції вибираємо тип (випадок) залежності, тобто класифікуємо індикаторну діаграму (табл. 5.7). Можна використати і відомий усім метод найменших квадратів у традиційній формі.

Таблиця 5.7 – Критерії класифікації індикаторних діаграм за отриманими прямими лініями в перетворених координатах

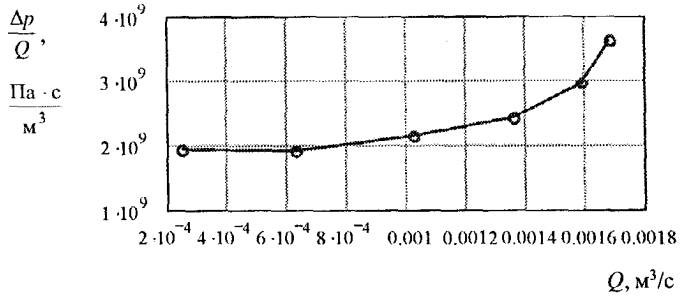
Випадки	$Q(\Delta p)$	$\frac{\Delta p}{Q}(Q)$	$\frac{Q}{\Delta p}(\Delta p)$	$\frac{Q}{\Delta p}(Q)$	$\frac{\Delta p}{Q}(\Delta p)$
1	Пряма висхідна	Горизонтальна	Горизонтальна	Горизонтальна	Горизонтальна
2.1	Крива висхідна	Пряма висхідна	Крива спадна	Крива спадна	Крива висхідна
2.2	– // –	Крива висхідна	Пряма спадна	– // –	– // –
2.3	– // –	– // –	Крива спадна	– // –	– // –

Класифікувавши індикаторні діаграми, приступаємо до їх оброблення.

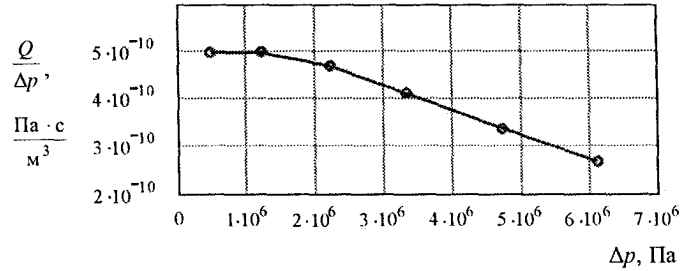
a



б



в



г

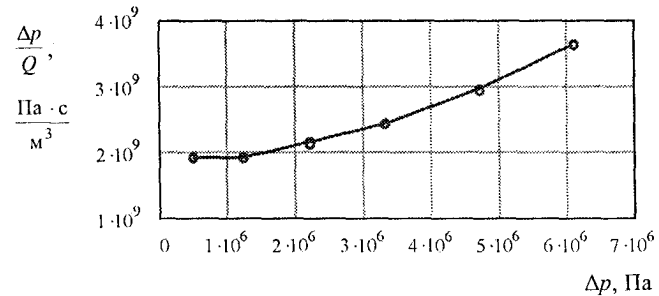


Рис. 5.22 – Перетворені індикаторні діаграми свердловини №4

Для випадку 1 (див. рис. 5.18, лінія 1) із індикаторної діаграми  $\Delta p(Q)$ , як це загальноприйнято, визначаємо коефіцієнт  $A$ , а відтак – коефіцієнт продуктивності свердловини

$$K_0 = \frac{1}{A}; \quad (5.328)$$

коефіцієнт гідропровідності пласта (за відомих радіусів контуру живлення пласта  $R_k$  і свердловини  $r_c$ )

$$\varepsilon = \frac{K_0 \ln(R_k/r_c)}{2\pi}; \quad (5.329)$$

коефіцієнт проникності пласта (за відомих динамічного коефіцієнта в'язкості рідини  $\mu$  і ефективної товщини пласта  $h$ ) [99]

$$k = \frac{\varepsilon \mu}{h}. \quad (5.330)$$

Тут для свердловини 1 (випадок 1) маємо:  $A = 8,34 \cdot 10^9$  (Па·с)/м<sup>3</sup>;  $K_0 = 1,157 \cdot 10^{-10}$  м<sup>3</sup>/(Па·с);  $\varepsilon = 1,899 \cdot 10^{-10}$  м<sup>3</sup>/(Па·с) за  $R_k = 300$  м і  $r_c = 0,01$  м;  $k = 12,66 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup> за  $\mu = 10^{-3}$  Па·с і  $h = 15$  м.

Для випадку 2.1 (див. рис. 5.18, лінія 2) із перетвореної індикаторної діаграми в координатах  $\frac{\Delta p}{Q}(Q)$  (див. рис. 5.20), як це загальноприйнято, визначаємо коефіцієнти  $A$  і  $B$ , а відтак –  $K_0 = 1/A$ ;  $\varepsilon$ ;  $k$  та коефіцієнт макрошорсткості пористого середовища

$$l' = \frac{\rho \left( \frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_k} \right)}{(2\pi)^2 B}, \quad (5.331)$$

де  $\rho$  – густина рідини за пластових умов [99].

Тут для свердловини 2 (випадок 2.1) маємо  $A = 1,755 \cdot 10^9$  (Па·с)/м<sup>3</sup>;  $B = 2,318 \cdot 10^{12}$  (Па·с<sup>2</sup>)/м<sup>6</sup>;  $K_0 = 5,699 \cdot 10^{-10}$  м<sup>3</sup>/(Па·с);  $\varepsilon = 9,35 \cdot 10^{-10}$  м<sup>3</sup>/(Па·с);  $k = 62,33 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup>;  $l' = 4,299 \cdot 10^{-12}$  м (значини  $R_k$ ,  $r_c$ ,  $\mu$ ,  $h$  див. вище,  $\rho = 885$  кг/м<sup>3</sup>).

Для випадку 2.2 (див. рис. 5.18, лінія 3) із модифікованої діаграми  $\frac{\Delta p}{Q}(\Delta p)$  знаходимо (див. рис. 5.21) коефіцієнти  $A'$  і  $A''$ , де  $A' = \frac{1}{A}$ ;  $A'' = \frac{\alpha}{2A}$ , а відтак розраховуємо

$$A = \frac{1}{A'}; \quad \alpha = \frac{2A''}{A'}. \quad (5.332)$$

Розрахунки величин  $A$  і  $\alpha$  можна здійснити і так. Для кожного інтервалу із двох режимів роботи свердловини із рівняння

$$\frac{Q_i}{Q_{i+1}} = \frac{\Delta p_i - \frac{\alpha \Delta p_i^2}{2 Q_i}}{\Delta p_{i+1} - \frac{\alpha \Delta p_{i+1}^2}{2 Q_{i+1}}} \quad (5.333)$$

знаходимо реологічний коефіцієнт  $\alpha_i$ , а відтак його середню значину

$$\alpha = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^{n-1} \alpha_i. \quad (5.334)$$

Тоді для кожного із режимів визначаємо коефіцієнт

$$A_i = \frac{\Delta p_i}{Q_i} - \frac{\alpha \Delta p_i^2}{2 Q_i} \quad (5.335)$$

і його середню значину

$$A = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n A_i. \quad (5.336)$$

Тоді за відомими значинами радіуса  $R_k$  (із структурної карти), радіуса  $r_c$  (за буровим долотом або з урахуванням гідродинамічної недосконалості свердловини), товщини  $h$  (за даними свердловинних дебіто-витратометричних досліджень), динамічного коефіцієнта в'язкості  $\mu$  (лабораторні дослідження глибинних проб) і коефіцієнта проникності  $k_{\text{по}}$  пористих блоків та коефіцієнта  $\alpha_{\text{п}}$  тріщинувато-пористого середовища (за даними дослідження кернів) або, краще, коефіцієнта гідропровідності пористих блоків  $\epsilon_{\text{по}} = k_{\text{по}} h / \mu$  і радіуса  $r_c$  (обидві величини за даними гідродинамічного дослідження на неусталених режимах) стосовно до пористих блоків розраховуємо коефіцієнти фільтраційного опору

$$A_{\text{п}} = \frac{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}}{2\pi k_{\text{по}} h} \quad (5.337)$$

і для кожного із усталених режимів роботи свердловини величину припливу рідини по порах за справедливості закону Дарсі

$$Q_{\text{п}i} = \frac{1}{A_{\text{п}}} \left( \Delta p_i - \frac{\alpha_{\text{п}}}{2} (\Delta p_i)^2 \right); \quad (5.338)$$

частку припливу рідини по тріщинах для кожного із режимів

$$\Phi_i = 1 - \frac{Q_{\text{п}i}}{Q_i}; \quad (5.339)$$

середню значину частки припливу рідини по тріщинах

$$\varphi = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \varphi_i, \quad (5.340)$$

а відтак визначаємо коефіцієнт фільтраційного опору рухові рідини по тріщинах

$$A_T = \frac{AA_{\Pi}}{A_{\Pi} - A}, \quad (5.341)$$

де  $i=1, 2, \dots, n$ ;  $n$  – кількість режимів дослідження свердловини.

Оскільки коефіцієнт фільтраційного опору рухові рідини по тріщинах

$$A_T = \frac{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}}{2\pi k_{T0} h}, \quad (5.342)$$

то знаходимо коефіцієнт тріщинної проникності за тиску  $p_k$  на контурі зони дренування свердловини, а саме:

$$k_{T0} = \frac{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}}{2\pi h A_T}. \quad (5.343)$$

Дальше знаходимо реологічний параметр  $\alpha$ , як середню величину з усіх режимів роботи, тобто

$$\alpha_T = \frac{1}{n} \sum_i \frac{2}{\Delta p_i} (\Delta p_i - A_T \varphi Q_i), \quad (5.344)$$

або

$$\alpha_T = 2A_T \left( \frac{\alpha}{2A} - \frac{\alpha_{\Pi}}{2A_{\Pi}} \right). \quad (5.345)$$

Тут для свердловини 3 (випадок 2.2) маємо  $A' = 8,596 \cdot 10^{-10} \text{ м}^3/(\text{Па} \cdot \text{с})$ ;  $A'' = 1,004 \cdot 10^{-16} \text{ м}^3/(\text{Па}^3 \cdot \text{с})$ ;  $A = 1,163 \cdot 10^9 \text{ (Па} \cdot \text{с)/м}^3$ ;  $\alpha = 2,336 \cdot 10^{-7} \text{ Па}^{-2}$ ;  $A_{\Pi} = 2,735 \cdot 10^{10} \text{ (Па} \cdot \text{с)/м}^3$  (взято рівним величині  $A$  для випадку 1);  $A_T = 1,215 \cdot 10^9 \text{ (Па} \cdot \text{с)/м}^3$ ;  $k_{T0} = 1,37 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2$ ;  $\alpha_{\Pi} = 1 \cdot 10^{-15} \text{ Па}^{-2}$ ;  $\alpha_T = 2,439 \cdot 10^{-7} \text{ Па}^{-2}$ .

Для загального випадку 2.3 (див. рис. 5.18, лінія 4), коли враховано вплив інерційного опору і деформації фільтраційних каналів, у рівнянні припливу невідомими є три величини:  $A$ ,  $B$  і  $\alpha$ . Із системи трьох рівнянь:

$$\left. \begin{aligned} AQ_1 + BQ_1^2 &= \Delta p_1 - \frac{\alpha}{2} \Delta p_1^2 \\ AQ_2 + BQ_2^2 &= \Delta p_2 - \frac{\alpha}{2} \Delta p_2^2 \\ AQ_3 + BQ_3^2 &= \Delta p_3 - \frac{\alpha}{2} \Delta p_3^2 \end{aligned} \right\}, \quad (5.346)$$

які записано для трьох будь-яких режимів, зокрема тут для першого, другого і третього режимів, визначаємо  $A_\gamma, B_\gamma$  і  $\alpha_\gamma$ , де  $\gamma = 1, 2, 3, \dots, \lambda$ ;  $\lambda$  – кількість систем рівнянь, записаних для визначення шуканих величин  $A, B$  і  $\alpha$ .

Для кількості режимів  $n = 5$  матимемо системи для режимів: 1-2-3, 1-2-4, 1-2-5, 1-3-4, 1-3-5, 2-3-4 і т.д. Для шести режимів необхідно розв'язати системи рівнянь у кількості, яка рівна кількості комбінацій з  $n$  по 3, тобто  $C_6^3 = 30$ . Тоді визначаємо  $A, B$  і  $\alpha$  як середньоарифметичні величини:

$$A = \frac{1}{\lambda} \sum_{j=1}^{\lambda} A_j; \quad B = \frac{1}{\lambda} \sum_{j=1}^{\lambda} B_j; \quad \alpha = \frac{1}{\lambda} \sum_{j=1}^{\lambda} \alpha_j. \quad (5.347)$$

Аналіз показує, що такий підхід не забезпечує достатньої точності визначення шуканих коефіцієнтів. Доцільніше коефіцієнти  $A, B$  і  $\alpha$  отримувати з умови забезпечення мінімуму відхилень даних досліджень від теоретичної залежності.

Із залежності (5.317) із умови мінімуму записуємо матриці коефіцієнтів системи рівнянь:

$$M = \begin{pmatrix} \sum_i Q_i^2 & \sum_i Q_i^3 & \frac{1}{2} \sum_i \Delta p^2 Q_i \\ \sum_i Q_i^3 & \sum_i Q_i^4 & \frac{1}{2} \sum_i \Delta p^2 Q_i^2 \\ \sum_i \Delta p^2 Q_i & \sum_i \Delta p^2 Q_i^2 & \frac{1}{2} \sum_i \Delta p^4 \end{pmatrix}; \quad N = \begin{pmatrix} \sum_i \Delta p Q_i \\ \sum_i \Delta p Q_i^2 \\ \sum_i \Delta p^3 \end{pmatrix}; \quad (5.348)$$

Матриця невідомих має вигляд:

$$X = \begin{pmatrix} A \\ B \\ \alpha \end{pmatrix}, \quad (5.349)$$

звідки знаходимо:

$$X = M^{-1}N; \quad A = X_1, B = X_2, \alpha = X_3. \quad (5.350)$$

Аналогічно поперемному розшифруємо структуру коефіцієнтів  $A$  і  $B$ , а також  $\alpha$ .

Якщо є потреба визначити коефіцієнт інерційного опору  $b_i$  для тріщинуватого середовища, то додатково розраховуємо:

$$b_{ii} = \frac{63 \cdot 10^{-12} \rho}{(k_{n0} / m_{n0})^{3/2}}; \quad (5.351)$$



$$B_{\text{п}} = \frac{b_{\text{п}}}{4\pi^2 h^2} \left( \frac{1}{r_{\text{с}}} - \frac{1}{R_{\text{к}}} \right); \quad (5.352)$$

$$B_{\text{т}} = \frac{2B - B_{\text{п}}(1-\varphi)^2}{\varphi^2}; \quad (5.353)$$

$$b_{\text{т}} = \frac{4\pi^2 h^2 B_{\text{т}}}{\frac{1}{r_{\text{с}}} - \frac{1}{R_{\text{к}}}}, \quad (5.354)$$

оскільки

$$B_{\text{т}} = \frac{b_{\text{т}}}{4\pi^2 h^2} \left( \frac{1}{r_{\text{с}}} - \frac{1}{R_{\text{к}}} \right), \quad (5.355)$$

де  $b_{\text{п}}$  – коефіцієнт інерційного опору для пористого середовища;  $\rho$  – густина пластової рідини;  $m_{\text{по}}$  – коефіцієнт пористості пористого середовища.

Тут для свердловини 4 (випадок 2.3) знаходимо:  $A = 1,715 \cdot 10^9$  (Па·с)/м<sup>3</sup>;  $B = 4,851 \cdot 10^{10}$  (Па·с<sup>2</sup>)/м<sup>6</sup>;  $\alpha = 1,662 \cdot 10^{-7}$  Па<sup>-1</sup>;  $A' = 5,83 \cdot 10^{10}$  м<sup>3</sup>/(Па·с);  $A'' = 5,615 \cdot 10^7$  м<sup>3</sup>/(Па<sup>2</sup>·с);  $K_{\text{о}} = 5,83 \cdot 10^{-10}$  м<sup>3</sup>/(Па·с);  $\varepsilon = 9,565 \cdot 10^{-10}$  м<sup>3</sup>/(Па·с);  $k = 6,376 \cdot 10^{14}$  м<sup>2</sup>; за даними інших незалежних досліджень маємо  $R_{\text{к}}$ ,  $r_{\text{с}}$ ,  $h$ ,  $\mu$ ,  $k_{\text{по}}$ ,  $\alpha_{\text{п}}$ ,  $\varepsilon_{\text{по}}$  (див. вище); відтак знаходимо:  $A_{\text{п}} = 1,422 \cdot 10^{10}$  (Па·с)/м<sup>3</sup>;  $k_{\text{то}} = 1,267 \cdot 10^{13}$  м<sup>2</sup>;  $b_{\text{п}} = 4,283 \cdot 10^{12}$  (Па·с<sup>2</sup>)/м<sup>3</sup>;  $B_{\text{п}} = 4,821 \cdot 10^{10}$  (Па·с<sup>2</sup>)/м<sup>6</sup>;  $\varphi = 0,824$ ;  $A_{\text{т}} = 1,122 \cdot 10^9$  (Па·с)/м<sup>3</sup>;  $B_{\text{т}} = 4,821 \cdot 10^{10}$  (Па·с<sup>2</sup>)/м<sup>6</sup>;  $b_{\text{т}} = 1,03 \cdot 10^{13}$  (Па·с<sup>2</sup>)/м<sup>3</sup>.

### **5.1.9 Розрахунок приросту коефіцієнта нафтовилучення після тампонування високопроникних каналів**

Задача розрахунку коефіцієнта нафтовилучення із тріщинувато-пористого пласта відноситься до найбільш складних задач у теорії розробки нафтових родовищ. Зіставляючи проектні і фактичні показники розробки, дослідники встановили [148], що за відомими методиками, які розроблено стосовно до пористих теригенних колекторів, можна здійснювати проектування розробки карбонатних покладів, а тільки в разі, коли коефіцієнт порової проникності є меншим 0,003 мкм<sup>2</sup>, доцільно застосовувати методику, створену для тріщинувато-пористих колекторів, яка враховує капілярне насичування матриць породи. Так як тампонування тріщин доцільним можна вважати у колекторах з коефіцієнтом порової проникності понад 0,003 мкм<sup>2</sup> (крім одиничних мегатріщин), то це дає підстави користуватися основними положеннями методики ВНИИ-1 [546] (чи будь-якої іншої методики) для оцінки підвищення коефіцієнта нафтовилучення в зоні тампонування тріщин. Стосовно до технології створення

потоковідхилювальних бар'єрів особливості її використання в методичному аспекті зводяться до наступного.

Вважаємо, що рідина нестислива і витіснення нафти водою відбувається тільки за рахунок капілярного насичування водою пористих блоків, які містять нафту. За розрахунковий елемент беремо смугу, обмежену нагнітальними галереями, між якими розташовується видобувна галерея.

В основу моделі неоднорідного (тріщинувато-пористого) пласта спочатку кладемо реальний спектр (або гістограму) коефіцієнта загальної проникності  $k$  пласта, який характеризується в цілому коефіцієнтами проникностей матриць і тріщинного середовища. У відповідності з методикою ВНИИ-1 будемо перетворений спектр коефіцієнта загальної проникності (див. § 5.1.7), за яким розраховуємо допоміжну функцію  $F_1(\bar{k})$ . Тоді коефіцієнт нафтовилучення із неоднорідного пласта (див. § 5.1.7)

$$\eta_{\text{п}} = \eta_{\text{п}} \frac{F_1(\bar{k}_j) - F_1(\bar{k}_{j-1})}{\bar{k}_j(t) - \bar{k}_{j-1}(t)}, \quad (5.356)$$

де  $\bar{k}_j(t)$  і  $F_1(\bar{k}_j)$ ,  $\bar{k}_{j-1}(t)$  і  $F_1(\bar{k}_{j-1})$  – значини аргумента і функції в момент часу  $t$  для  $j$ -го і  $(j-1)$ -го перерізів ділянки;  $\eta_{\text{п}}$  – коефіцієнт потенційно можливого нафтовилучення в малому візрі гірської породи даного пласта, яке досягається при нескінченно тривалому його промиванні водою і зумовлене мікронеоднорідністю породи; воно близьке до коефіцієнта витіснення, отриманого в лабораторних умовах при достатньо тривалому (але не нескінченному) промиванні:

$$\eta_{\text{п}} = \frac{1 - s_{3,\text{в}} - s_{3,\text{н}}}{1 - s_{3,\text{в}}}; \quad (5.357)$$

$s_{3,\text{в}}$ ,  $s_{3,\text{н}}$  – насиченості візря породи відповідно зв'язаною водою і залишковою нафтою.

Другий множник формули (5.357) враховує неповноту промивання водою макронеоднорідного (за проникністю) продуктивного пласта, можливе утворення малопромитих застійних зон в неоднорідному пласті і дорівнює коефіцієнту охоплення пласта заводненням (див. § 5.1.7):

$$\eta_0 = \frac{F_1(\bar{k}_j) - F_1(\bar{k}_{j-1})}{\bar{k}_j(t) - \bar{k}_{j-1}(t)}. \quad (5.358)$$

Відтак, використовуючи розглянуті вище підходи, із складного розподілу коефіцієнта загальної проникності виділяємо розподіл коефіцієнта тріщинної проникності і будуємо розподіл розкриття тріщин. Після тампонування високопровідних тріщин щільність розподілу коефіцієнта загальної проникності змінюється.

Задача побудови нової щільності розподілу коефіцієнта залишкової загальної проникності розв'язується таким чином. На побудованій вхідній щільності розподілу розкриття тріщин у першому наближенні відкидаємо значини розкриття тріщин, які піддаються тампонуванню, тобто  $\delta > \delta'''$ . Значини  $\delta'''$  відповідає коефіцієнт тріщинної проникності  $k_1'''$ . Тоді на щільності розподілу тріщинної проникності  $k_1$  відкидаємо всі значини коефіцієнтів проникності  $k_1 > k_1'''$ , які відповідають тріщинам, що піддаються тампонуванню. Можна врахувати також і повноту тампонування тріщин. Тобто, використовуючи умову надходження гранул у тріщини, після перерахунку на коефіцієнт тріщинної проникності проводимо „зрізання” спектра коефіцієнта тріщинної проникності у частині високопроникних тріщин, які тампонуються в результаті запомповування гранульованих матеріалів.

Врізану щільність розподілу коефіцієнтів тріщинної проникності  $k_1$  суміщаємо, аналогічно розділенню, зі щільністю розподілу коефіцієнта порової проникності  $k_2$ , внаслідок чого одержуємо нову щільність розподілу залишкової загальної проникності  $k$  після тампонування високопроникних тріщин (новий спектр розподілу коефіцієнта залишкової загальної проникності), що включає коефіцієнти проникностей матриць і незакупорених тріщин. Стосовно до нового спектра аналогічно визначаємо коефіцієнт нафтовилучення  $\eta_2$ .

Приріст коефіцієнта нафтовилучення в зоні тампонування за рахунок збільшення коефіцієнта охоплення пласта витісненням у результаті тампонування високопроникних тріщин розраховуємо як різницю знайдених значин коефіцієнтів нафтовилучення після і до тампонування, тобто

$$\Delta\eta = \eta_2 - \eta_1. \quad (5.359)$$

Методику апробовано на прикладі конкретних полів при прогнозуванні параметрів технології [379].

## 5.2 Фізичні основи процесу тампонування тріщин

### *5.2.1 Дослідження впливу тампонування тріщин на обмеження припливу води і нафтовилучення*

Вплив одиноких тріщин за різного розміщення свердловин та просторової орієнтації напрямку розповсюдження тріщин у нафтовому пласті на процес заводнення вивчали ряд дослідників [630, 646] на сітковому електроінтеграторі та електролітичній моделі. Авторами роботи [149] з використанням електромоделі однорідного пласта за наявності вертикальних тріщин, зокрема, встановлено, що наявність тріщини, яка харак-

теризується великими проникністю і довжиною (до половини відстані між нагнітальними та видобувними свердловинами) зі сторони нагнітальної свердловини і яка орієнтована вздовж головної лінії течії, призводить до погіршення показників заводнення нафтового покладу, скорочення тривалості часу безводної експлуатації і зниження охоплення пласта витісненням. При довжині тріщини 10-20% від відстані між лініями нагнітання і відбирання вздовж головної лінії течії утворений „язик” обводнення практично не впливає на час настання моменту проривання води. Для оцінки впливу різнотріщинуватості, тобто наявності в пласті тріщин різного розкриття на процес заводнення, раціональних розмірів тампонування бар'єру і відносного (щодо ліній нагнітання і відбирання) його розміщення в тріщині з метою досягнення найбільшого нафтовилучення під науковим керівництвом і за участі одного із авторів цієї роботи виконано наступні аналітичні та експериментальні дослідження [346].

#### Оцінка впливу різнотріщинуватості пласта на процес заводнення

Спочатку розглядаємо процес поршневого витіснення нафти водою із одної тріщини на основі моделі Каземі (рівномірно розміщені горизонтальні матричні шари, простір між якими моделюється тріщинами). Користуючись відомим принциповим підходом до розв'язування задач витіснення нафти водою із шаруватого пласта без урахування капілярного просочування [108], для зон нафти і води (зона витіснення) в тріщині за методом послідовної зміни стаціонарних станів з використанням формули Бусінеска витрату рідини через одну тріщину з розкриттям  $\delta$  записуємо так:

$$q = \frac{\epsilon \delta^3 (p_b - p_0)}{12 \left\{ \frac{\mu_b}{k_b} x_b(t) + \frac{\mu_n}{k_n} [L - x_b(t)] \right\}} \quad (5.360)$$

i

$$q = \epsilon \delta \frac{dx_b(t)}{dt}, \quad (5.361)$$

де  $q$  – витрата рідини, рівна окремо взятим витратам води  $q_b$  і нафти  $q_n$  (для нестисливих рідин) у зонах руху відповідно води і нафти;  $\epsilon, L$  – ширина і довжина пласта (тріщини);  $\delta$  – розкриття тріщини;  $p_b, p_0$  – тиски на вході і на виході із тріщини;  $\mu_b, \mu_n$  – динамічні коефіцієнти в'язкості води і нафти;  $k_b, k_n$  – відносні коефіцієнти фазової проникності тріщини для води (за відсутності руху нафти в зоні витіснення) і нафти (за відсутності руху води в нафтовій зоні);  $x_b(t)$  – просторова координата фронту витіснення;  $t$  – час.

Прирівнюючи ці вирази і враховуючи, що площа поперечного перерізу тріщини  $F = \delta \delta$ , загальна площа перерізу елемента пласта  $F_0 = F$ , коефіцієнт проникності одної тріщини  $k_T = m_T \delta^2 / 12$ , коефіцієнт тріщинної пористості (просвітності)  $m_T = F / F_0$ , після інтегрування отримуємо закон руху фронту витіснення в одній тріщині:

$$x_B(t) = \frac{\frac{\mu_H}{k_H} L}{\frac{\mu_H}{k_H} - \frac{\mu_B}{k_B}} \left( 1 - \sqrt{1 - \phi_1 k_T t} \right), \quad (5.362)$$

де  $\phi_1 = [2k_H^2 (\mu_H / k_H - \mu_B / k_B) (p_B - p_0)] / (\mu_H^2 L^2)$ , а перед коренем взято знак мінус із фізичних міркувань (при  $t = 0$  повинно бути  $x_B(t) = 0$ ), причому  $m_T = 1$ , оскільки розглядається витіснення із одинокої тріщини і  $F_0 = F$ .

Звідси при  $x_B(t) = L$  і після переходу від  $k_T$  до  $\delta$  (див. вище) записуємо тривалість часу до настання обводнення тріщини (повного витіснення нафти) залежно від її розкриття:

$$t_B = \frac{6L^2 \left( \frac{\mu_H}{k_H} + \frac{\mu_B}{k_B} \right)}{\delta^2 (p_B - p_0)}. \quad (5.363)$$

Для розрахунку за цією формулою взято  $L = 600$  м,  $\delta = 2,5-50$  мкм,  $\mu_H = 5$  мПа·с,  $\mu_B = 1$  мПа·с,  $k_H = 1$ ,  $k_B = 0,4$  (нафта в зоні витіснення нерухома),  $(p_B - p_0) = 2$  МПа. Аналіз показує (рис. 5.23), що тріщина розкритістю 2,5 мкм повністю обводнюється через 41 рік, тоді як для тріщини розкритістю 50 мкм повне обводнення настає усього через 1 місяць. При  $\delta > 20$  мкм час настання повного обводнення практично не залежить від значини розкриття тріщин.

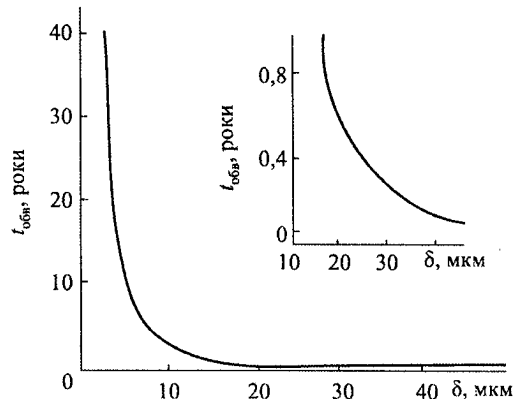


Рис. 5.23 – Залежність часу  $t_{обв}$  настання повного обводнення тріщини від її розкриття  $\delta$

Безводний період роботи моделі тріщинного пласта з багатьма тріщинами різного розкриття визначається часом настання обводнення тріщини з найбільшим розкриттям. Перербіг обводненості продукції в часі на лінії відбирання залежить від статистичного розподілу тріщин у пласті за значинами розкриття. Загальну кількість тріщин у моделі беремо  $N_6 = h\Gamma_r \approx 1000$ , де  $h$  – товщина моделі пласта,  $h = 150$  м;  $\Gamma_r$  – густина тріщин,  $\Gamma_r = 6,7$  м<sup>-1</sup>. Кількість тріщин  $n_i$  кожного розміру визначаємо із відно-

шення  $n_i = f(\delta)_i N_6 / \sum_{i=1}^j f(\delta)_i$ , де  $f(\delta)_i$  – щільність статистичного розподілу тріщин  $i$ -того розкриття;  $j$  – кількість розмірів тріщин за розкриттям.

Дальше вивчаємо вплив щільності статистичного розподілу тріщин за значинами розкриття і вибіркового повного тампонування (високорозкритих тріщин) на поточний коефіцієнт нафтовилучення  $\eta_r = V_b(t)/V_b$  та на обводненість продукції  $n_b = Q_b/(Q_b+Q_n)$ , де  $V_b$  – видобувні запаси нафти в моделі,  $V_b = \epsilon LS_\delta$ ;  $S_\delta$  – сумарне розкриття всіх тріщин;  $V_b(t)$  – об'єм витісненої із моделі нафти на момент часу  $t$ .

Розподіли кількості тріщин за їх розкриттям для законів нормального, логарифмічно-нормального і гамма-розподілу подано в табл. 5.8, а варіанти розрахункових видів тампонування тріщин моделі за величиною їх розкриття – в табл. 5.9, коефіцієнти нафтовилучення – в табл. 5.10, перебіг обводненості в часі – на рис. 5.24 (дані для розрахунку див. вище).

Таблиця 5.8 – Розподіл тріщин у моделі тріщинного пласта

Розкриття тріщин д, мкм	Закон розподілу					
	Нормальний		Логарифмічно-нормальний		Гамма-розподіл	
	щільність розподілу	кількість тріщин	щільність розподілу	кількість тріщин	щільність розподілу	кількість тріщин
2,5	0,52	7	0,02773	315	$1,9 \cdot 10^{-4}$	1
5,0	1,54	21	0,015	159	$1,21 \cdot 10^{-2}$	7
7,5	3,64	50	0,0095	108	$7,76 \cdot 10^{-2}$	49
10	6,93	95	0,00735	84	0,193	122
12,5	10,63	146	0,0059	67	0,287	181
15,0	13,17	181	0,00443	50	0,308	195
17,5	13,17	181	0,00421	48	0,263	166
20,0	10,63	146	0,003696	42	0,191	121
22,5	6,93	95	0,003243	37	0,122	77
25,0	3,64	50	0,00294	33	0,071	45
27,5	1,54	21	0,00264	30	0,038	24
30,0	0,52	7	0,00242	27	0,019	12

Таблиця 5.9 – Варіанти розрахункового виду тампонування тріщин моделі

№ варіанта тампонування	1	2	3	4
Розкриття затампованих тріщин, мкм	30	27,5-30	22,5-30	17,5-30

Таблиця 5.10 – Коефіцієнт нафтовилучення при рентабельному обводненні продукції  $n_{вр} = 0,98$

Варіант тампонування	Закон розподілу тріщин моделі пласта					
	Нормальний		Логарифмічно-нормальний		Гамма-розподіл	
	коефіцієнт нафтовилучення	збільшення нафтовилучення, %	коефіцієнт нафтовилучення	збільшення нафтовилучення, %	коефіцієнт нафтовилучення	збільшення нафтовилучення, %
Без тампонування	0,957	–	0,883	–	0,952	–
1	0,957	≈ 0	0,883	≈ 0	0,952	≈ 0
2	0,957	≈ 0	0,938	6,2	0,988	3,8
3	0,984	2,8	0,938	6,2	0,988	3,8
4	0,984	2,8	0,993	12,4	0,988	3,8

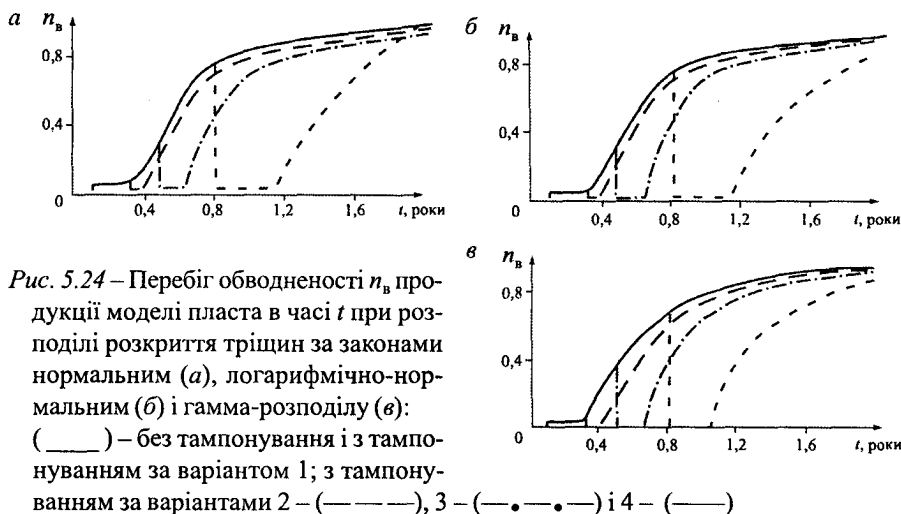


Рис. 5.24 – Перебіг обводненості  $n_v$  продукції моделі пласта в часі  $t$  при розподілі розкриття тріщин за законами нормальним (а), логарифмічно-нормальним (б) і гамма-розподілу (в): (—) – без тампонування і з тампонуванням за варіантом 1; з тампонуванням за варіантами 2 – (---), 3 – (-•-•-) і 4 – (—)

На початку витіснення до лінії відбирання припливає безводна нафта (див. рис. 5.24), а відтак у продукції появляється вода, яка припливає по обводнених тріщинах, котрі мають найбільше розкриття. Обводненість залишається сталою до прориву води по тріщинах з меншим розкриттям, а надалі зростає. У залежності від різниці між розкриттями тріщин цей період може бути досить тривалим. Звідси можна пояснити відомий у нафтопромисловій практиці факт появи води в продукції пласта уже на ранній стадії розробки родовища, кількість якої втримується постійною тривалий період часу.

Обводненість продукції збільшується в міру обводнення тріщин з меншим розкриттям. Умовне тампонування обводнених тріщин виконали

за варіантами, показаними в табл. 5.9 і продовжили витіснення при цьому ж перепаді тиску.

Після тампонування тріщин, по яких припливає вода, поточна обводненість продукції зменшується, тобто забезпечується обмеження припливу води. На один і той же момент часу без тампонування тріщин і з тампонуванням досягається одна і та ж значина коефіцієнта поточного нафтовилучення, але при меншій обводненості продукції і меншому накопиченому об'ємі запомпованої в пласт води.

Припускаємо, що гранична рентабельна обводненість продукції рівна, наприклад,  $n_{вр} = 0,98$ , після настання якої припиняється розробка тріщинної моделі пласта. На цей момент часу коефіцієнт поточного нафтовилучення, наприклад, при нормальному законі розподілу тріщин за розкриттям (див. табл. 5.10) без тампонування тріщин становить 0,957. Після тампонування тріщин за варіантом 3 до настання рентабельної обводненості коефіцієнт нафтовилучення досягне значини 0,984, тобто підвищиться на 2,8%.

Найбільш ефективним виявилось тампонування за варіантом 4 (тампонування тріщин широкого спектру розкриття на пізнішій стадії розробки після їх обводнення) при статистичному розподілі розкриття тріщин за логарифмічно-нормальним законом. Отже, вибіркоким тампонуванням високопровідних тріщин досягаються як обмеження відбору води, так і обсяги запомпованої води та покращення технологічних показників розробки моделі тріщинного пласта.

Одночасно зі зменшенням обсягів запомпованого витіснювального агента та обмеженням об'єму супутно видобутої води тампонування високопровідних тріщин забезпечує підвищення охоплення пласта заводненням і збільшення нафтовилучення за рахунок перерозподілу фільтраційних потоків із тріщин на нафтонасичені пористі блоки.

#### Оцінка повноти витіснення нафти в залежності від ступеня тампонування тріщин і місця встановлення бар'єру

Вище розглянуто випадок повного тампонування тріщин великого розкриття на всій відстані між лініями нагнітання і відбирання рідини. Показано, що замість малоефективного капілярного витіснення нафти водою із пористих блоків у разі повного тампонування забезпечується ефективніше гідродинамічне витіснення. Постає питання, чи буде залежати повнота витіснення нафти із тріщинувато-пористого пласта від місця встановлення тампонувального бар'єру і від того, яка частина тріщини по довжині буде затампована. Метою наступного експериментального моделювання було встановлення залежності параметрів витіснення нафти водою з елемента тріщинувато-пористого пласта від місця встановлення тампонувального бар'єру і ступеня тампонування тріщини по її довжині [346].



Умови подібності при моделюванні витіснення незмішуваних між собою рідин розглянуто в ряді робіт як для однорідних, так і для неоднорідних пористих середовищ, у тому числі за наявності розкритих тріщин [346]. У випадку пористого середовища з поздовжньою тріщиною, в якій міститься тампон, опираючись на результати цих досліджень, виділяємо наступну систему визначальних параметрів, від яких залежить параметр витіснення – коефіцієнт нафтовилучення  $\eta$ , котрий є добутком коефіцієнтів витіснення і охоплення об'єму матриці витісненням. Сюди відносимо поверхневий натяг витіснювальної води на межі з нафтою  $\sigma_n$  (Н/м); косинус крайового кута змочування породи водою  $\cos \theta$  (безрозмірна величина); перепад тиску між лініями нагнітання і відбирання рідини  $\Delta p$  (Па); коефіцієнт загальної проникності пласта  $k$  ( $m^2$ ); коефіцієнт проникності пористого середовища (блоків)  $k_2$  ( $m^2$ ); коефіцієнт пористості блоків  $m_2$  (безрозмірна величина); характерний розмір блоків  $l$  (м); характерний розмір тампона (довжина тампона в тріщині)  $l_x$  (м); розкриття тріщини  $\delta$  (м); швидкість фільтрації  $v$  (м/с); час витіснення  $t$  (с); градієнт тиску  $\text{grad } p$  (Па/м).

Функцію відклику записуємо так:

$$\eta = f(\sigma_n, \cos \theta, \Delta p, k, k_2, m_2, l, l_x, \delta, v, t, \text{grad } p). \quad (5.364)$$

Вибираємо три фактори, наприклад  $l, \Delta p, t$ , в розмірність одного з яких входить довжина, іншого – маса, а третього – час. Розділивши (5.364) на добуток вибраних факторів, отримуємо:

$$\frac{\eta}{l^\alpha \Delta p^\beta t^\gamma} = f \left( \frac{\sigma_n}{l^{\alpha_1} \Delta p^{\beta_1} t^{\gamma_1}}, \frac{\cos \theta}{l^{\alpha_2} \Delta p^{\beta_2} t^{\gamma_2}}, 1, \frac{k}{l^{\alpha_3} \Delta p^{\beta_3} t^{\gamma_3}}, \frac{k_2}{l^{\alpha_4} \Delta p^{\beta_4} t^{\gamma_4}}, \frac{m_2}{l^{\alpha_5} \Delta p^{\beta_5} t^{\gamma_5}}, 1, \frac{l_x}{l^{\alpha_6} \Delta p^{\beta_6} t^{\gamma_6}}, \frac{\delta}{l^{\alpha_7} \Delta p^{\beta_7} t^{\gamma_7}}, \frac{v}{l^{\alpha_8} \Delta p^{\beta_8} t^{\gamma_8}}, 1, \frac{\text{grad } p}{l^{\alpha_9} \Delta p^{\beta_9} t^{\gamma_9}} \right). \quad (5.365)$$

Значини показників степенів  $\alpha, \beta$  і  $\gamma$  визначаємо з умови, що комплекси (критерії), які входять у рівняння (5.365), є безрозмірними величинами, тобто їх розмірності дорівнюють одиниці. Випишемо розмірності параметрів першого комплексу:

$$\frac{[\eta]}{[l]^\alpha [\Delta p]^\beta [t]^\gamma} = \frac{[L^3 L^{-3}]}{[L]^\alpha [ML^{-2}]^\beta [T]^\gamma} = L^{3-3-\alpha+2\beta} M^{-\beta} T^{-\gamma}. \quad (5.366)$$

Порівнюємо показники степенів основних розмірностей до нуля:

$$\left. \begin{aligned} 3 - 3 - \alpha + 2\beta &= 0 \\ -\beta &= 0 \\ -\gamma &= 0 \end{aligned} \right\}. \quad (5.367)$$

Звідси отримуємо  $\alpha = 0$ ;  $\beta = 0$ ,  $\gamma = 0$ . Вводимо в комплекс числові значини знайдених показників степенів, позначивши його через  $\pi'_1$ :

$$\pi'_1 = \frac{\eta}{l^0 \Delta p^0 t^0} = \eta. \quad (5.368)$$

Наступні критерії знаходимо аналогічно:

$$\pi'_2 = \frac{\sigma_H}{l \Delta p}; \quad \pi'_3 = \cos \theta; \quad \pi'_4 = k/l^2; \quad \pi'_5 = k_2/l^2; \\ \pi'_6 = m_2; \quad \pi'_7 = l_x/l; \quad \pi'_8 = \delta/l; \quad \pi'_9 = \frac{vt}{l}; \quad \pi'_{10} = \frac{l \text{ grad } p}{\Delta p}. \quad (5.369)$$

Зі знайденими критеріями можна виконувати математичні операції: перемножувати їх і ділити один на другий. Перемноживши  $\pi'_2$  на  $\pi'_3$ , знаходимо:

$$\pi_1 = \frac{\sigma_H \cos \theta}{l \Delta p}. \quad (5.370)$$

Значину  $l$  записуємо, розділивши безрозмірний критерій  $\pi'_5$  на  $\pi'_6$ , тобто

$$\frac{\pi'_5}{\pi'_6} = \frac{k_2}{l^2 m_2}, \quad (5.371)$$

звідки  $l = \sqrt{k_2 / m_2}$ , а тоді

$$\pi_1 = \frac{\sigma_H \cos \theta}{\Delta p \sqrt{k_2 / m_2}}. \quad (5.372)$$

Ділимо  $\pi'_2$  на  $\pi'_5$ , множимо на  $\pi'_3$  і ділимо на  $\pi'_{10}$ , тоді отримуємо:

$$\pi_2 = \frac{\sigma_H l^2 \Delta p \cos \theta}{l^2 \Delta p k_2 \text{ grad } p} = \frac{\sigma_H \cos \theta}{k_2 \text{ grad } p}. \quad (5.373)$$

Решту безрозмірних величин ( $\pi'_1 = \eta$ ;  $\pi'_4 = k/l^2$ ;  $\pi'_7 = l_x/l$ ;  $\pi'_8 = \frac{\delta}{l}$ ;  $\pi'_9 = \frac{vt}{l}$ ) об'єднуємо в безрозмірні комплекси, зручні при проведенні експериментів:

$$\pi_3 = \pi'_1 = \eta; \quad \pi_4 = \frac{\pi'_8 \pi'_9}{\pi'_4} = \frac{\frac{\delta}{l} \frac{vt}{l}}{k/l^2} = \frac{vt \delta}{k}; \quad \pi_5 = \pi'_7 = l_x/l. \quad (5.374)$$

Отже, процес витіснення нафти водою в тріщинувато-пористому пласті із затампонованою поздовжньою тріщиною описується наступними безрозмірними комплексами:

$$\pi_1 = \frac{\sigma_n \cos \theta}{\Delta p \sqrt{k_2 / m_2}}; \quad (5.375)$$

$$\pi_2 = \frac{\sigma_n \cos \theta}{k_2 \operatorname{grad} p}; \quad (5.376)$$

$$\pi_3 = \eta; \quad (5.377)$$

$$\pi_4 = \frac{v t \delta}{k}; \quad (5.378)$$

$$\pi_5 = l_x / l. \quad (5.379)$$

Отримані безрозмірні комплекси  $\pi_1$  і  $\pi_2$ , записані у формі за Д.А. Ефросом [636], є критеріями подібності процесів фільтрації в пористих блоках і пов'язані з капілярними властивостями пластової системи. Комплекс  $\pi_4$  являє собою критерій гомохронності і відображає подібність відрізків часу, протягом яких протікають подібні явища витіснення нафти в системі тріщина – пористі блоки, а комплекс  $\pi_5$  характеризує ступінь тампонування тріщини. У дослідях вивчали вплив параметрів, котрі входять у безрозмірні комплекси  $\pi_4$  і  $\pi_5$ , на коефіцієнт нафтовилучення (комплекс  $\pi_3$ ) при дотриманні згідно з Д.А. Ефросом [636] автоматичності за комплексами  $\pi_1$  і  $\pi_2$ .

Багатьма дослідниками проводилось фізичне моделювання тріщинуватих пластів. У роботі [363] запропоновано модель тріщинуватої породи, яка включає окремо з'єднані секції, а мікротріщини і каверни утворюються між двома гідрофільними цементними пластинами шляхом встановлення прокладок із фольги. Цементні пластини вставляються в середину кожної з металевих секцій і цементуються.

Для вивчення витіснення нафти з тупикових тріщин запропоновано модель пласта [508], що складається з практично непроникних гідрофільних цементних пластин прямокутної форми, з'єднаних листами плексигласу і боковими покриттями із нафтостійкими гумовими прокладками. Система тріщин утворювалась між торцями пластин.

Дослідження, описані в роботах [504, 508], виконувались на моделі тріщини, котра складалась із практично непроникних гідрофільних блоків, скріплених верхньою та нижньою покриттями з плексигласовими оглядовими вікнами, і торцевих покриттів із вхідними та вихідними штуцерами, через які здійснювалось введення рідини в модель і виведення її з неї. Тріщина утворювалась між поздовжніми торцями цементних блоків і оглядовими вікнами покриттів моделі, розміри (в мм) тріщин в якій відповідно були наступні: довжина – 580; ширина – 31,0; розкриття – 0,55-0,73.

Дослідження двофазної течії проводились автором роботи [322] на моделі, виготовленій із дюралевих блоків. У сталеву трубу було вмонтовано 25 циліндричних дюралевих блоків. Циліндри по твірній розрізались

двома паралельними площинами так, що в напрямках, перпендикулярних цим площинам, діаметр ділився на 3 рівні частини. У моделі створювалась система взаємно перпендикулярних тріщин з розкриттям 100 мкм, а величина розкриття тріщин забезпечувалась прокладками з фольги.

Дослідження з витіснення нафти із тріщинувато-пористого середовища на режимі розчиненого газу [134] проводились на моделі, яка складається з двох гідрофільних блоків із тріщиною між ними і по торцях моделі. Блоки виготовлялись із гідрофільного спеченого скла.

Для моделювання протитечійного капілярного просочування та дослідження впливу основних визначальних критеріїв на процес витіснення нафти водою використовувались штучні моделі тріщинувато-кавернозних пластів [257], в яких гірською породою був мармур, котрий за колекторськими властивостями (пустотність, проникність, змочуваність) близький до природного колектора. Мармур розколювали за заданими напрямками. У кожному блоці по площинах розколу видовбували заглибини, які моделювали природні каверни. Отриману таким чином модель пласта скріплювали епоксидною смолою між пластинами органічного скла, що забезпечувало прозорість моделі, а тріщини піддавали боковим стисканням під час полімеризації смоли.

Автор роботи [146] виготовляв моделі матриць із дрібного піску, а моделі тріщин – із великого. У роботі [371] автори, вивчаючи залежність коефіцієнта нафтовилучення від безрозмірного параметра часу, провели дослідження на моделі тріщинувато-пористого пласта, яка складалася з 18-ти пористих блоків (спечений склопорошок), розділених тріщинами. Тріщини являли собою щілини з розкриттям приблизно 1,5 мм, які заповнені грубозернистим склопорошком з коефіцієнтом проникності 20 мкм<sup>2</sup>. Бокові сторони блоків ізолювали епоксидною смолою.

Виходячи з розглянутого, запропоновані фізичні моделі тріщинувато-пористого пласта можна поділити на три види: 1) моделі пласта, в яких моделюються тільки тріщини, а матриці непроникні [322, 363, 508]; 2) моделі пласта, в яких моделюються параметри матриць, а тріщини утворюються шляхом накладання блоків [134, 322] або розколювання на блоки [257]; 3) модель пласта, в якій моделюються параметри матриці і тріщини шляхом використання матеріалів із різною проникністю [146, 364].

З метою експериментального вивчення впливу тампонування тріщин на процес витіснення нафти водою було проведено серію дослідів на циліндричній моделі, виготовленій з керованого матеріалу, відібраного із продуктивного пласта вигодського покладу Долинського нафтового родовища. Взірці-керна, діаметром 27 мм, були в моделі за пористі блоки елемента тріщинувато-пористого пласта. Характеристику взірців-керна подано в табл. 5.11.

Таблиця 5.11 – Характеристика взірців-кernів, що входять у модель

№	Взірці-кernи		Коефіцієнт загальної проникності моделі, м <sup>2</sup>
	Довжина, м	Коефіцієнт пористості	
1	0,066	0,13	$1,02 \cdot 10^{-14}$
2	0,051	0,17	
3	0,046	0,18	
4	0,040	0,18	

Тріщину, розкриття якої у всіх дослідах взято постійним, створювали шляхом розрізання взірців-кernів №№ 1, 2, 3 наполовину алмазним кругом вздовж осі і складання напівциліндрів kernів по площинах їх розрізання. У реальних умовах розкриття тріщин пласта біля лінії нагнітання є більшим, ніж біля лінії відбирання, оскільки в зоні нагнітальних свердловин тиск вищий, ніж у зоні видобувних свердловин. Тому взірець, який встановлювали на виході з моделі (біля лінії відбирання), не розрізали.

Співісність складеної моделі досягалась ретельним обробленням торцевої поверхні взірців та їх притиранням із використанням алмазного порошку. Для забезпечення надійної капіляропровідності між торцевими стиками взірців вміщували шар фільтрувального паперу та подрібненої породи загальною товщиною 0,2-0,3 мм. Тампонування тріщин моделювали шляхом встановлення між напівциліндрами kernа (пористими блоками) прокладок товщиною 1 мм із маслобензостійкої гуми. Загальна довжина моделі становила 0,203 м, довжина змодельованої тріщини – 0,137 м.

Експериментальні дослідження виконували згідно зі стандартом [397].

Компонування моделі здійснили в гумовій манжеті kernотримача з боковим гідрообтисканням. Для виконання експериментів застосовували удосконалений kernотримач конструкції кол. ЦНДЛ ВО „Укрнафта”. Досліди проводили на стандартному устаткованні УДПК-1М (ТУ 38-11011-80). Моделлю нафти був неполярний гас з динамічним коефіцієнтом в'язкості  $1,76 \cdot 10^{-3}$  Па·с. Витіснення здійснювали дистильованою водою, поверхневий натяг  $\sigma_n$  якої на межі з моделлю нафти становив  $27 \cdot 10^{-3}$  Н/м. Косинус крайового кута змочування  $\cos \theta$  був рівним 0,86. Тиск обтискання, який створювався у ході проведення досліджень, підтримували постійним на рівні 2 МПа. Екстрагування взірців моделі проводили сумішшю петролейного ефіру та бензолу. Після екстрагування взірці висушували до постійної маси, вакуумували протягом 5 годин і насичували гасом. Залишкова водонасиченість в експериментах не моделювалась. Кількість гасу, що насичував взірці моделі, визначали ваговим методом, у всіх дослідах вона дорівнювала  $17 \pm 0,1$  мл. Компонування взірців моделі і розміщення тампону проводили за схемами, поданими на

рис. 5.25. Середній коефіцієнт пористості блоків моделі визначали як

$$m_2 = \frac{\sum_{i=1}^4 m_{2i} l_i}{\sum_{i=1}^4 l_i}, \text{ де } m_{2i} - \text{ коефіцієнт пористості } i\text{-го взірця, що входить у модель; } l_i - \text{ довжина } i\text{-го взірця.}$$

За результатами визначень  $m_2 = 0,16$ .

За Д.А. Ефросом [636] автотемпільність досліду настає при значинах критеріїв  $\pi_1 \leq 0,6$ ;  $\pi_2 \geq 0,5 \cdot 10^6$ . Тоді перепад тиску  $\Delta p$  в процесі витіснення для забезпечення автотемпільності визначали виходячи зі значин критеріїв

$$\pi_1 \text{ і } \pi_2: \Delta p \geq \frac{\sigma_r \cos \theta}{\pi_1 \sqrt{k_2 / m_2}} = 0,156 \text{ МПа; } \Delta p \geq \frac{\sigma_r \cos \theta l}{\pi_2 k_2} = 0,94 \text{ МПа.}$$

Для забезпечення автотемпільності дослідів перепад тиску витіснення підтримували в межах 0,156-0,94 МПа.

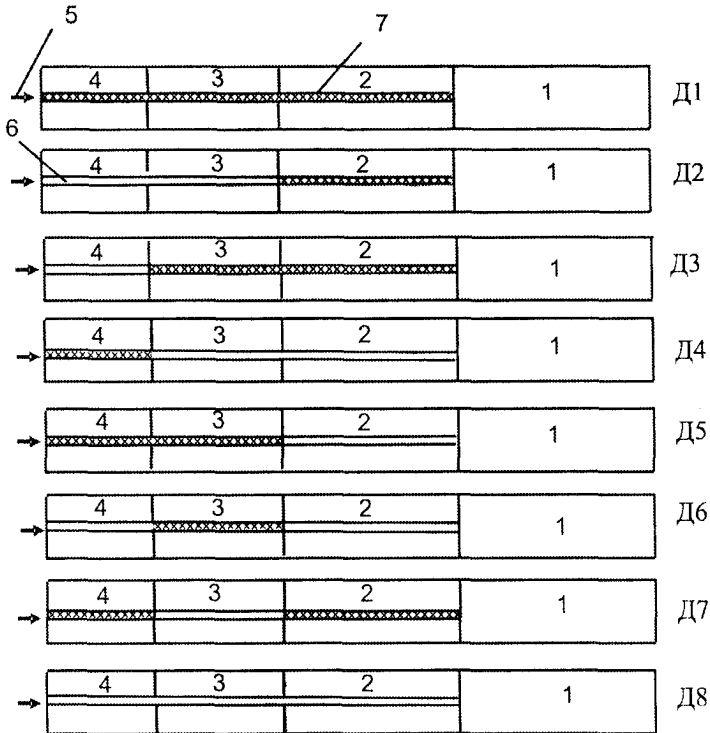


Рис. 5.25 – Схема розміщення тампонів у моделі елемента тріщинувато-пористого пласта при проведенні експериментів з витіснення нафти водою: 1-4 – відповідно номери взірців-керна в моделі; 5 – напрям витіснення; 6, 7 – тріщини, відповідно не тампоновані і тампоновані; Д1-Д8 – номери дослідів

Зміну коефіцієнта проникності моделі за різних варіантів тампонування (див. рис. 5.25) показано в табл. 5.12.

Таблиця 5.12 – Результати визначень коефіцієнта проникності моделі по воді

Номер досліджу	Д1	Д2	Д3	Д4	Д5	Д6	Д7	Д8
Коефіцієнт проникності, $\cdot 10^{-14} \text{ м}^2$	1,02	12	1,8	1,42	1,2	14	1,1	20,6

Виміряти розкриття тріщини моделі у ході створення тиску обтискування в кернотримачі було не можливим. У зв'язку з цим розкриття тріщини визначили аналітично на основі експериментальних даних. Коефіцієнт проникності моделі за результатами дослідів Д1 і Д8 відрізняється на величину тріщинної проникності  $\Delta k_1$ , тобто  $\Delta k_1 = k_{Д8} - k_{Д1}$ , де  $k_{Д8}$  і  $k_{Д1}$  – відповідно коефіцієнти проникності моделі в дослідях Д8 і Д1. Коефіцієнт тріщинної проникності  $\Delta k_1$  описали відомою залежністю:  $\Delta k_1 = m_1 \delta^2 / 12$ , де  $m_1$  – коефіцієнт тріщинної пористості (безрозмірна величина). Коефіцієнт тріщинної пористості  $m_1 = V_T / V_M$ , де  $V_T = \delta L_T D$  – об'єм тріщини;  $V_M = Fl$  – об'єм моделі;  $\delta$ ,  $L_T$ ,  $D$  – відповідно розкриття, довжина і ширина тріщини;  $F$  – площа поперечного перерізу моделі. Перетворюючи вираз для  $\Delta k_1$  і

підставляючи значини, визначили розкриття тріщини:  $\delta = 3 \sqrt{\frac{\Delta k_1 \cdot 12 F l}{D L_T}}$ ,

тобто  $\delta = 3 \sqrt{\frac{1,96 \cdot 10^{-13} \cdot 12 \cdot 5,72 \cdot 10^{-4} \cdot 0,203}{0,027 \cdot 0,137}} = 4,2 \cdot 10^{-5} \text{ м}$ . Отже, розкриття

тріщини за постійного гідрообтискування моделі, що дорівнювало 2 МПа, становило 42 мкм.

Усі досліді проводили за постійних температур і швидкостей витіснення. Величину швидкості фільтрації встановлювали з розрахунку створення необхідного перепаду тиску для забезпечення автономності дослідів. Кінцеве нафтовилучення з моделі оцінювали за кількістю гасу, витісненого після нагнітання в модель 23 об'ємів порового простору води.

Витіснення нафти в дослідях моделювали при 7 варіантах ступеня тампонування тріщини за довжиною (див. рис. 5.25) і одночасно при 5 варіантах розташування тампона в тріщині: 1) зі сторони лінії нагнітання (Д4, Д5); 2) зі сторони лінії відбирання (Д2, Д3); 3) на всьому її простяганні (Д1); 4) між лініями нагнітання і відбирання (Д6); 5) зонально, біля лінії нагнітання і відбирання (Д7). Моделювали також витіснення з пласта із незатампованою тріщиною (Д8).

З метою отримання зіставимих результатів експериментів витіснення проводили для всіх дослідів в одному напрямку. Детальніше параметри та результати дослідів зведено в табл. 5.13.

Таблиця 5.13 – Основні параметри та результати дослідів з визначення нафтовилучення із моделі елемента тріщинувато-пористого пласта

№ дослідів	Швидкість витіснення $v$ , $\cdot 10^{-5}$ м/с	Параметр $P_s$	Коефіцієнт нафтовилучення $\eta$	
			$\eta$ безводний період	кінцевий
Д1	1,9	1	0,541	0,762
Д2	20,9	0,372	0,353	0,579
Д3	1,9	0,7	0,465	0,721
Д4	1,9	0,29	0,247	0,447
Д5	1,9	0,627	0,406	0,590
Д6	20,9	0,335	0,329	0,470
Д7	1,9	0,664	0,435	0,659
Д8	20,9	0	0,176	0,375

Проведені лабораторні експерименти показали, що тампонуванням тріщин досягається збільшення як безводного, так і кінцевого коефіцієнта нафтовилучення із моделі елемента тріщинувато-пористого пласта (рис. 5.26 і 5.27). Причому, чим вищий ступінь тампонування тріщини по довжині, тим вищим є нафтовилучення із моделі. Так, при  $\pi_3 = 0,29$  коефіцієнт безводного нафтовилучення із моделі збільшується в 1, 4 рази, а кінцевого – в 1, 2 рази. При  $\pi_5 = 0,63$  коефіцієнт безводного нафтовилучення зростає в 2, 3 рази, а кінцевого – в 1, 6 разів. Максимальну значину приросту коефіцієнта нафтовилучення як безводного, так і кінцевого отримано внаслідок тампонування тріщини по всій її довжині ( $\pi_5 = 1$ ).

Рис. 5.26 – Експериментальні залежності кінцевого коефіцієнта нафтовилучення  $\eta_3$  від параметра  $\pi_4$  при тампонуванні тріщини зі сторони лінії відбирання і без тампонування (кратність промивання рівна 23) за різних значин параметра  $\pi_5$ :

- 1 – 0,1;
- 2 – 0,7;
- 3 – 0,37;
- 4 – 0;
- 5 – завершення безводного нафтовилучення

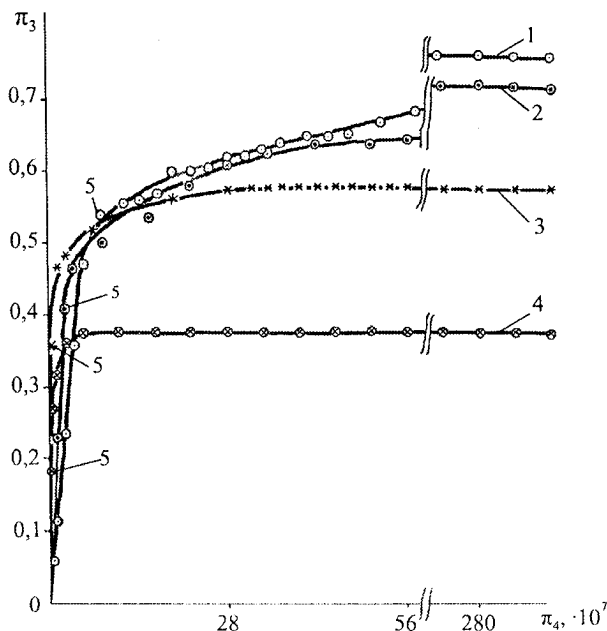
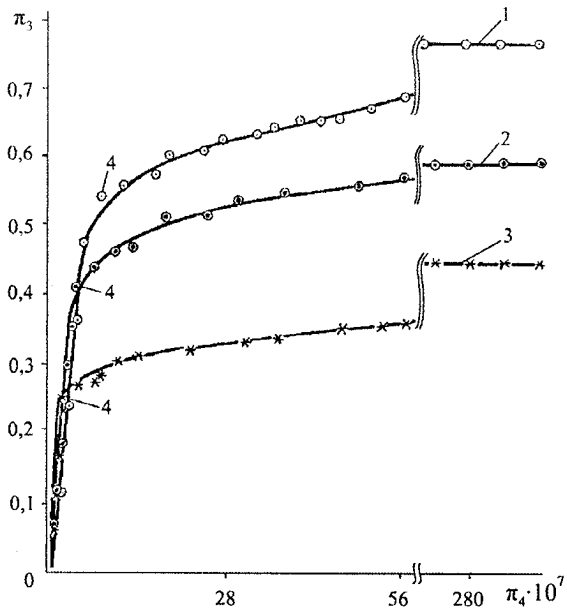




Рис. 5.27 – Експериментальні залежності коефіцієнта кінцевого нафтовилучення  $\pi_3$  від безрозмірного параметра  $\pi_4$  при тампонуванні тріщини зі сторони нагнітання (кратність промивання 23) за різних значин параметра  $\pi_5$ :

- 1 – 1;
- 2 – 0,63;
- 3 – 0,29;
- 4 – завершення безводного нафтовилучення



Коефіцієнти безводного і кінцевого нафтовилучення із моделі при цьому збільшились відповідно у 2 і 3 рази.

Розташування кривих залежності коефіцієнта нафтовилучення від параметрів  $\pi_4$  і  $\pi_5$  підлягають наступній закономірності: чим меншим є ступінь тампонування тріщини по довжині, тим крутіше сходження кривої у безводний період. Це пояснюється заповненням водою в першу чергу тріщини та витісненням із неї моделі нафти. Чим меншою є довжина тампона в тріщині, тим швидкоплиннішим є період безводного нафтовилучення.

Так, за одного і того ж темпу витіснення, коли швидкість потоку дорівнює  $1,9 \cdot 10^{-5}$  м/с, тривалість періоду безводного нафтовилучення за результатами досліду Д1 (ступінь тампонування тріщини  $\pi_5 = 1$ ) становить 840 с, досліду Д3 (ступінь тампонування  $\pi_5 = 0,7$ ) – 727 с, а досліду Д8 ( $\pi_5 = 0$ ) – лише 25 с.

За результатами досліду Д8 оцінювали значину коефіцієнта нафтовилучення із моделі пласта без тампонування тріщини. Для цього виключали з розгляду нафту, котра витіснена із взірця №1, який не розсічений тріщиною. Результати досліду Д1 показали, що з цього взірця витіснено близько 76% моделі нафти, яка насичує його, або  $4,9 \cdot 10^{-6} \cdot 0,76 = 3,72 \cdot 10^{-6}$  м<sup>3</sup>. Тоді до кінця водного періоду з моделі в досліді Д8, що включає взірці №2, 3 і 4, витіснено  $6,38 \cdot 10^{-6} - 3,72 \cdot 10^{-6} = 2,66 \cdot 10^{-6}$  м<sup>3</sup> нафти. Значина коефіцієнта нафтовилучення, яку відносимо до отриманої за рахунок капілярного просочування, становить  $2,66 \cdot 10^{-6} / (17 \cdot 10^{-6} - 4,9 \cdot 10^{-6}) = 0,22$ .

Тріщина в досліді Д1 була затампонована по всій своїй довжині, а вирішальна роль при цьому, на відміну від моделювання в досліді Д8, належала гідродинамічному процесу витіснення. Зіставляючи результати цих двох дослідів і виключаючи з розгляду взірць №1, виснуємо, що за рахунок тампонування тріщини коефіцієнт нафтовилучення також зріс більше, ніж у 3 рази, і становив 0,76, тобто

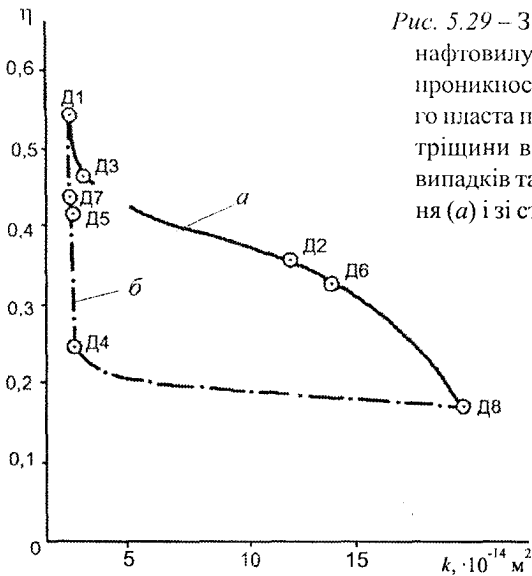
$$(12,95 \cdot 10^{-6} - 3,72 \cdot 10^{-6}) / (17 \cdot 10^{-6} - 4,9 \cdot 10^{-6}) = 0,76.$$

На рис. 5.28 показано осереднені за результатами дослідів залежності коефіцієнтів безводного (лінія 1) і кінцевого (лінія 2) нафтовилучення від ступеня тампонування тріщини моделі пласта по її довжині. З рисунка випливає, що ці залежності є близькими до лінійних. Залежність коефіцієнта кінцевого нафтовилучення від ступеня тампонування тріщини прийнято як осереднену між двома прямими (див. рис. 5.28, лінії 2' і 2''): першою, котра проведена за експериментальними точками, отриманими в досліді з розташуванням тампона в моделі зі сторони лінії відбирання (Д2, Д3); другою – з розташуванням тампона зі сторони лінії нагнітання (Д4, Д5). На ці прямі лягають точки результатів дослідів Д6 і Д7, коли тампон розміщався відповідно між лініями нагнітання та відбирання і біля ліній нагнітання та відбирання.

Від місця встановлення тампона в тріщині залежить загальна проникність моделі. На рис. 5.29 показано залежність коефіцієнта кінцевого нафтовилучення від коефіцієнта загальної проникності моделі пласта. Зіставляючи результати дослідів Д2 і Д4, а також дослідів Д3 і Д5, проведених при розміщенні тампона в тріщині зі сторони нагнітання і зі сторони лінії відбирання із моделі, ми дійшли до важливого для практики висновку: проникність моделі пласта з тампоном у зоні нагнітання є нижчою, ніж при розміщенні його в зоні, віддаленій від лінії нагнітання.



Рис. 5.29 – Залежність кінцевого коефіцієнта нафтовилучення з від коефіцієнта загальної проникності  $k$  моделі тріщинувато-пористого пласта при різних ступенях тампонування тріщини відповідно номерам дослідів для випадків тампонування зі сторони відбирання (а) і зі сторони нагнітання (б)



Результати лабораторних дослідів показали, що значина приросту коефіцієнта кінцевого нафтовилучення, отриманого за рахунок тампонування тріщин, залежить від місця встановлення тампона (див. рис. 5.28 і 5.29). У дослідях Д2 і Д4 ступінь тампонування тріщини був практично однаковим. Модель, на якій вони проводились, відрізнялась лише місцем розташування тампона, а значина коефіцієнта кінцевого нафтовилучення із моделі з розташуванням тампона на певній відстані від лінії нагнітання в модель води виявилась вищою. Такі ж результати отримано в дослідях Д3 і Д5.

Досліди Д2 і Д4 проводили при різних швидкостях витіснення. Відмітимо, що думки дослідників щодо впливу швидкості витіснення нафти водою на коефіцієнт нафтовилучення суперечливі [552]. У тому інтервалі, в якому ми працювали, трудно однозначно висувати про вплив швидкості витіснення. Однак досліді Д3 і Д5 проводили за однакових швидкостей витіснення, а отримані результати зіставимі із результатами дослідів Д2 і Д4. Тому вважаємо, що вплив швидкості витіснення на нафтовилучення менш значимий, ніж вплив фактора місця розташування тампона.

Таким чином, аналіз даних моделювання показав, що коефіцієнт кінцевого нафтовилучення із моделі елемента тріщинувато-пористого пласта без тампонування тріщини є незначним і не перевищує 0,22. Тампонування тріщини заводного нафтового пласта в разі витіснення вздовж простягання тріщини призводить до підвищення коефіцієнта нафтовилучення. Приріст коефіцієнта нафтовилучення за рахунок тампону-

вання є тим вищим, чим більший ступінь закупорювання тріщини по її довжині. Після тампонування тріщини по всій її довжині коефіцієнт безводного нафтовилучення із моделі пласта збільшується у 2 рази, а кінцевого – в 3 рази. Тампонування доцільно проводити у віддаленій від лінії нагнітання зоні пласта, що забезпечує збереження високої приймальності нагнітальної свердловини та збільшення приросту коефіцієнта нафтовилучення.

### 5.2.2 Фізичне моделювання процесу утворення зернистого шару в тріщині

Експерименти на фізичній моделі виконано для вивчення кінетики кольматації тріщин відповідно до отриманої вище математичної моделі (див. § 5.1.2), тобто для визначення коефіцієнтів  $a_1$ ,  $a_2$ , критичних значин  $u_{кр}$  і  $\zeta_{кр}$ .

Критерії подібності процесу кольматації можна отримати або з допомогою теорії розмірностей, або на основі диференціального рівняння кінетики (5.22). Ми скористалися обома підходами. Другий підхід висвітлено вище (див. § 5.1.2).

Виходячи з викладених вище досліджень, беремо як визначальні параметри величини – висоту намитого шару  $h$ , початкову висоту тріщини  $\eta_0$ , час намивання  $t$ , швидкість руху дисперсійного середовища  $u_0$ , добуток  $w_0\phi$ . Добуток  $w_0\phi$  – це седиментаційний потік, точніше швидкість седиментаційного потоку. Швидкість седиментації  $w_0$  характеризує в сукупності розмір твердих частинок, їх густину, коефіцієнт динамічної в'язкості і густину дисперсійного середовища та в разі необхідності концентрацію гранул  $\phi$  у ньому, тобто характеризує співвідношення сил тяжіння, інерції, тертя і підйімальної сили (чи критеріїв Архімеда і Рейнольдса). Згідно з  $\pi$ -теоремою даний процес можна описати трьома безрозмірними комплексами:

$$\pi_1 = \zeta = \frac{h}{\eta_0}; \quad \pi_2 = \frac{u_0}{w_0\phi}; \quad \pi_3 = \frac{w_0\phi t}{\eta_0}. \quad (5.380)$$

Величини  $\pi_1$  і  $\pi_2$  є симплексами відповідно геометричної і фізичної подібностей, а  $\pi_3$  – критерій гомохронності. Відмітимо ще раз (див. § 5.1.2), що розкривши структуру швидкості седиментації  $w_0$  у симплексі  $\pi_2$ , отримаємо критерій, аналогічний використаному в роботах [236, 237, 238], і залежність процесу намивання шару піску від гідравлічної потужності потоку [238] (добуток витрати і динамічного коефіцієнта в'язкості дисперсійного середовища).

Планування дослідів здійснювали для трифакторного експерименту, коли достатньо виконати 27 дослідів. Оскільки в ході експерименту

вимірювання висоти намитого шару  $h_m$  і часу намівання його  $t$  не складало труднощів, то фактична кількість дослідів була значно більшою. Дисперсна система була створена водою (водопровідною) і пом'якшувачем. Швидкість седиментації  $w_0$  для пом'якшувача (див. нижче § 6.13.1) розраховували як середньозважену за фракціями ( $w_0 = 0,075$  м/с).

Для реалізації експериментів створили спеціальне лабораторне устаткування, яке містить модель тріщини і вузол приготування та подавання суспензії (рис. 5.30). Тріщину (щілину) змодельовали зазором між двома пластинками з металу і оргскла (висота 0,128 м, ширина  $3 \cdot 10^{-3}$  м, довжина 0,95 м). Суспензію готували в ємності з механічною мішалкою. Подавання суспензії здійснювали з допомогою зануреного відцентрового електронасоса, який використовується в ультратермостатах УТ-15. На вал насоса встановили гвинт мішалки. Подавання насоса регулювали з допомогою вентиля, встановленого на лінії підведення суспензії в тріщину.

Методика проведення експерименту була такою. Спочатку систему заповнювали водою і встановлювали задану витрату рідини. Потім засипали пом'якшувач у ємність з мішалкою. Витрату суспензії вимірювали на виході з тріщини за допомогою бюретки і секундоміра. Пропом-

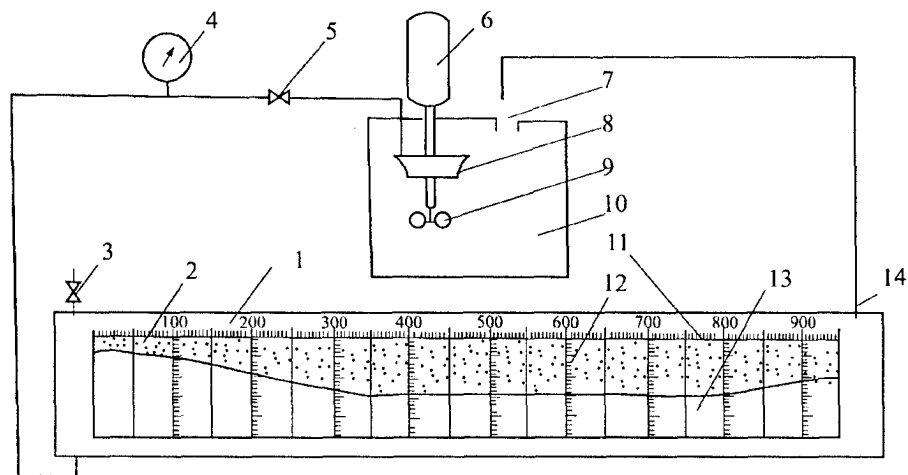


Рис. 5.30 – Схема лабораторного устаткування для дослідження процесу намівання зернистого шару в тріщині (кольматації вертикальної тріщини) тонкодисперсною системою: 1 – модель тріщини з прозорою стінкою; 2 – намитий зернистий шар частинок дисперсної фази; 3 – вентиль для випускання повітря; 4 – манометр; 5 – вентиль для регулювання подавання насоса; 6 – електродвигун; 7 – заливна горловина мішалки; 8 – занурений насос; 9 – гвинт мішалки; 10 – бак мішалки; 11, 12 – шкали вимірювання довжини і висоти намитого шару; 13 – екран моделі тріщини; 14 – транспортний трубопровід

повування здійснювали за замкнутим циклом із періодичним контролюванням концентрації дисперсної фази шляхом відбирання проб на виході із моделі (на zalивній горловині 7). Концентрацію підтримували на заданому рівні ( $2,1 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{м}^3$ ) періодичним додаванням пом'якшувача. Оскільки в процесі намивання могла спостерігатися гідравлічна класифікація (розділення) гранул по фракціях у тріщині, то періодично (через кожні 20 хвилин намивання) здійснювали повну заміну суспензії. Тиск пропомповування контролювали за допомогою манометра 4.

Перенесення гранул і намивання шару спостерігали візуально, а розміри шару (товщину і довжину) встановлювали з допомогою шкал, котрі нанесені на прозору стінку тріщини.

Формування шару при швидкості  $u < u_{\text{кр}}$  відбувалося спочатку по товщині на вході в тріщину і по довжині, а після досягнення виходу з моделі шар збільшувався по товщині. У зоні формування шару спостерігали наявність сипкого рухомого шару, гранули в якому ніби перекочуються по поверхні нерухомого шару, а загальна товщина шару то зростає, то зменшується. Під кінець формування шару товщина сипкого шару зменшується і утворюється сталий шар постійної товщини, яка не змінюється під час подальшого пропомповування суспензії, при цьому швидкість потоку  $u$  досягла критичної значини  $u_{\text{кр}}$ , коли гранули переносяться потоком і не беруть участі в намиванні шару.

У ході експериментів було виявлено також, що вміст у суспензії повітря (трифазна дисперсна система), бульбашки якого іноді важко виявити візуально, істотно впливає на процес намивання шару навіть при незначному вмісті його в потоці. Так, витрата потоку, при якій починалося намивання шару в разі незначного вмісту повітря, становила  $16,6 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/\text{с}$ , а в разі відсутності повітря –  $10,4 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/\text{с}$ , тобто була більшою в 1,6 рази. Бульбашки повітря, які спостерігали візуально, обгортали незмочувані водою гранули пом'якшувача і внаслідок флотаційного ефекту захоплювали їх вгору, тобто викликали збільшення швидкості седиментації  $w_s$ . Внаслідок цього утворювався шар гранул, насичений водою і повітрям.

Встановлено, що швидкість, за якої відбувалося руйнування (розмивання) утвореного (намитого) шару, значно (в 4 рази і більше) є вищою критичної швидкості потоку  $u_{\text{кр}}$ .

Результати дослідів з намивання шару пом'якшувача у вертикальній тріщині показано на рис. 5.31.

Математичну залежність, яка описує результати експериментів, ми одержали вище (див. § 5.1.2) на основі диференціального рівняння кінетики кольматації тріщини (5.22). Розв'язок його стосовно до моделювання, коли  $q = \text{const}$ ,  $\delta = \text{const}$ ,  $\varphi = \text{const}$ , за умови  $\zeta = 0$  і  $t = 0$  має вигляд (5.26), тобто:

$$\zeta = (1 + a_3 \pi_2)^{-1} \{1 - \exp[-a_1 \pi_3 (1 + a_3 \pi_2)]\}, \quad (5.381)$$

де  $a_3 = a_2/a_1$ . У результаті апроксимації експериментальних ліній знайдено:  $a_1 = 1,84$ ,  $a_3 = 3,9 \cdot 10^{-4}$ ,  $a_2 = 7,2 \cdot 10^{-4}$ .

Відповідність характеру експериментальних ліній даної залежності (рис. 5.32) підтверджує правильність припущених раніше теоретичних передумов під час виведення рівняння кінетики (5.381). Деяке розкидання точок пояснюємо гідравлічною класифікацією гранул і пов'язаною з нею заміною суспензії в ході експерименту, а також флотаційним ефектом, який зумовлений гідрофобністю поверхні частинок пом'якшувача і не піддається строгому контролю.

Підставивши в (5.381) відповідні значини критеріїв  $\pi_1$ ,  $\pi_2$  і  $\pi_3$  та коефіцієнтів  $\alpha_1$  і  $\alpha_3$  знайдемо

$$\frac{h_{ш}}{\eta_0} = \frac{1}{1 + \frac{3,9 \cdot 10^{-4} u_0}{w_0 \varphi}} \left\{ 1 - \exp \left[ - \frac{0,184 w_0 \varphi \left( 1 + \frac{3,9 \cdot 10^{-4} u_0}{w_0 \varphi} \right)}{\eta_0} \right] \right\} \quad (5.382)$$

або

$$h_{ш} = \frac{\eta_0}{1 + \frac{3,9 \cdot 10^{-4} u_0}{w_0 \varphi}} \left\{ 1 - \exp \left[ - \frac{0,184 w_0 \varphi \left( 1 + \frac{3,9 \cdot 10^{-4} u_0}{w_0 \varphi} \right)}{\eta_0} \right] \right\} \quad (5.383)$$

отримаємо критеріальний опис процесу намивання зернистого шару у тріщині, де  $h_{ш}$  – висота намитого шару.

Адекватність отриманого рівняння перевірено за критерієм Фішера. Для цього знайшли розрахункові значини  $\bar{\Pi}_{li}$  і розрахували дисперсію адекватності  $S_{ад}^2$  за відомою формулою:

$$S_{ад}^2 = \frac{1}{n - k_{досл} - 1} \sum (\bar{\Pi}_{li} - \hat{\Pi}_{li})^2, \quad (5.384)$$

де  $\bar{\Pi}_{li}$  – середня значина параметра оптимізації в повторних дослідах;  $n$  – кількість дослідів у ядрі плану;  $k_{досл}$  – кількість серій дослідів, тобто

$$\begin{aligned} S_{ад}^2 &= \frac{1}{7 - 2 - 1} \sum (\bar{\Pi}_{li} - \hat{\Pi}_{li})^2 = [0,706 - 0,791]^2 + (0,703 - 0,701)^2 + \\ &+ (0,718 - 0,719)^2 + (0,456 - 0,408)^2 + (0,742 - 0,764)^2 + \\ &+ (0,234 - 0,417)^2 + (0,734 - 0,732)^2 / 4 = 0,001807. \end{aligned}$$

Рис. 5.31 – Перебіг у часі процесу намівання зернистого шару пом'якшувача вздовж тріщини (масштаб 1:10) при початковій швидкості потоку суспензії  $u_0 = 0,1439$  м/с (концентрація суспензії 0,22% або  $2,2$  кг/м<sup>3</sup>) для різних значин тривалості часу намівання  $t$ , с:

- a* – 300;
- б* – 1440;
- в* – 3000;
- г* – 4500;
- д* – 6000;
- е* – 12000;
- ж* – 12700;
- з* – 14400

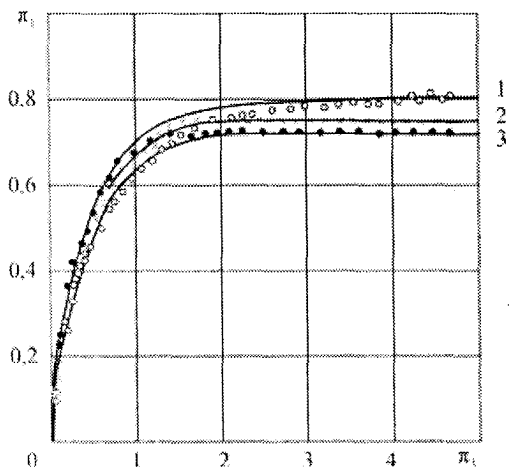
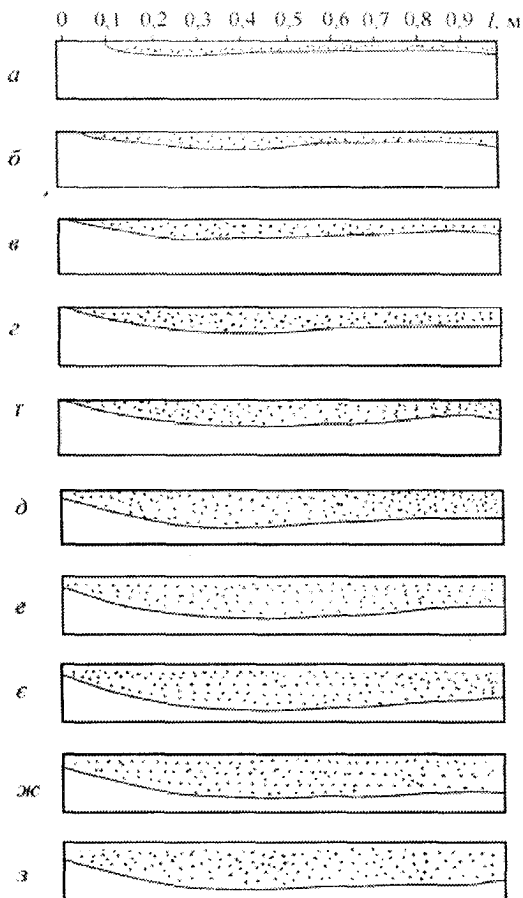


Рис. 5.32 – Кінетика намівання шару дисперсної фази в тріщині при різних значинах параметра  $\pi_2$ :

- 657 (1);
- 922 (2);
- 1078 (3)



Дисперсію (похибку) експерименту визначили результати повторень дослідів за формулою:

$$S_{\text{досл}}^2 = \frac{\sum_1^{n_1} \sum_1^{m_i} (\Pi_{1i} - \bar{\Pi}_{1i})^2 (m_i - 1)}{n_1 \sum_1^{m_i} (m_i - 1)}, \quad (5.385)$$

де  $\Pi_{1i}$  – значина параметра  $\Pi_1$  в  $i$ -тому досліді;  $n_1$  – кількість дослідів із повтореннями;  $m_i$  – кількість повторів кожного досліду, тобто

$$S_{\text{досл}}^2 = \frac{(0,687 - 0,706)^2 + (0,445 - 0,468)^2 + (0,695 - 0,737)^2}{3(2 - 1)} = 0,000884.$$

Критерій Фішера розрахунковий

$$F_{\text{розрах.}} = \frac{S_{\text{ад}}^2}{S_{\text{досл}}^2} = \frac{0,001807}{0,000884} = 2,044. \quad (5.386)$$

За статистичними таблицями знаходимо табличну значину критерію Фішера  $F_{\text{табл.}}^{0,05}$  при рівні значимості 0,05 і числі ступенів свободи 3:

$$F_{\text{табл.}}^{0,05} = 9,120, \text{ а тоді зіставляємо } F_{\text{розрах.}} = 2,044 < 9,120 = F_{\text{табл.}}^{0,05}.$$

Отже, рівняння зв'язку критеріїв адекватно описує процес намивання зернистого шару в тріщині.

Із (5.381) маємо за  $\pi_3 \rightarrow \infty$  ( $t \rightarrow \infty$ ), що критична величина насиченості тріщини зернистим шаром (об'ємна частка шару в тріщині):

$$\zeta_{\text{кр}} = (1 + a_3 \pi_2)^{-1} = \left(1 + a_3 \frac{u_0}{w_0 \varphi}\right)^{-1} = \left(1 + \frac{1}{\alpha_a \varphi}\right)^{-1}. \quad (5.387)$$

Критичну швидкість потоку ми визначали для двох випадків, а саме за відсутності і за наявності шару, чим намагалися оцінити різницю сил адгезії і аутогезії. За відсутності шару в моделі мінімальна швидкість, за якої є можливим перенесення гранул без утворення шару постійної товщини, становила 0,48 м/с (концентрація суспензії  $2,1 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{м}^3$ ). Коли в моделі утворився шар постійної товщини, то при трьох рівнях зміни комплексу  $\pi_2$  ( $u_0 = 0,10; 0,14; 0,17$  м/с) критична швидкість потоку  $u_{\text{кр}}$ , що розрахована за величиною витрати суспензії  $q$ , становила 0,50; 0,54 і 0,56 м/с. Це підтверджується також співвідношенням (5.33), яке одержано з умови постійності витрати суспензії  $q$  (див. вище § 5.1.2) і показує, що критична швидкість потоку залежить від швидкості потоку  $u_0$  за постійної концентрації суспензії, а саме:

$$u_{\text{кр}} = \frac{u_0}{1 - \zeta_{\text{кр}}} = u_0 \left( 1 + \frac{1}{a_3 \pi_2} \right) = u_0 \left( 1 + \frac{w_0 \Phi}{a_3 u_0} \right) = u_0 + a_3^{-1} w_0 \Phi. \quad (5.388)$$

Із зіставлення цих експериментальних величин можна виснувати, що сили аутогезії дещо переважають над силами адгезії. У цьому зв'язку відмітимо тільки різницю молекулярно-поверхневої взаємодії частинок пом'якшувача з поверхнею тріщини в гірській породі і з металевою стінкою моделі тріщини. Тріщина в породі має еліптичну форму перерізу, тому слід думати, що відбувається механічне затискання (защемлення) перших гранул, а подальший ріст шару відбувається під дією в основному сил аутогезії.

Отже, виконано експериментальне дослідження процесу кольматації тріщин як фізичного явища. Утворення тампонуального шару в тріщині розглядається як підсумок двох явищ – кольматації і декольматації, в результаті чого на основі теорії розмірностей одержано і експериментально підтверджено рівняння кінетики кольматації тріщин. Експериментально на базі фізичного моделювання вивчено процес перенесення гранул (на прикладі пом'якшувача) у тріщині й утворення зернистого шару та підтверджено аналітичну залежність симплексів геометричної та фізичної подібностей і критерію гомохронності.

### ***5.2.3 Тампонування високопровідних тріщин пласта при застосуванні методів підвищення нафтовилучення***

Заводнення – основний і ефективний метод розробки нафтових родовищ як у даний час, так і в майбутньому [552]. Відбирання супутньої води при цьому є природним і закономірним явищем. Однак обводненість продукції часто викликана передчасними некерованими проривами води у видобувні свердловини на багатьох проникнісно-неоднорідних покладах (див. вище). Родовища з тріщинуватими пористими колекторами внаслідок великої неоднорідності за розмірами пор, тріщин і каверн при інших однакових умовах розробляються методами заводнення з меншою ефективністю, ніж родовища в пористих пластах. Досягнутий коефіцієнт нафтовилучення на 25-30 % є нижчим [193, 552]. Як і заводнення, усі методи підвищення нафтовилучення із пластів також передбачають активне витіснення, причому вартість їх застосування може бути в 7-10 разів вищою, ніж заводнення [552]. Тріщинуватість пластів багатьма дослідниками вважається основною причиною, яка обмежує і стримує застосування методів підвищення нафтовилучення [193, 552], що зумовлено передчасними проривами дорогих витіснювальних агентів у видобувні свердловини. Звідси зрозумілою є актуальність і економічна важливість проблеми тампонування високопровідних тріщин пласта під час застосування

методів підвищення нафтовилучення. Подібні питання виникатимуть і під час розробки газоконденсатних родовищ із застосуванням методів активного діяння на них (штучний водо- чи газонапірний режими, сайклін-процес і т. д.).

Технологія тампонування високопровідних тріщин у глибині пласта передбачає використання, наприклад, водної суспензії гранульованого бітумного матеріалу стосовно до штучного чи природного заводнення [75]. За результатами промислових робіт технологія виявилася високо-ефективною на об'єктах ВАТ „Укрнафта”, які розробляються за способом заводнення. Нижче показано можливість поєднання цієї технології з рядом відомих методів підвищення нафтовилучення [555], серед яких розрізняють чотири основні групи: гідродинамічні, фізико-хімічні, газові і теплові методи [104]. Можливість поєднання названого процесу тампонування високопровідних тріщин у глибині пласта з методами підвищення нафтовилучення розглянуто за технологіями здійснення і за використовуваними агентами.

Гідродинамічні методи охоплюють циклічне заводнення, зміну напрямку фільтраційних потоків, створення високих тисків нагнітання, форсоване відбирання рідини. До цієї групи можна також віднести і методи діяння на привибійну зону пласта за умови, що вони забезпечують підвищення нафтовилучення, а не тільки збільшення поточних відборів. Технологічно в аспекті здійснення вони відрізняються від звичайного заводнення тільки режимними параметрами, а витіснявальним агентом використовується вода. Тому розроблений метод тампонування за технологічною реалізацією і за використовуваним агентом не має ніякого обмеження щодо поєднання з цими методами підвищення нафтовилучення.

До фізико-хімічних методів належать різні модифікації заводнення із використанням активних домішок (поверхнево-активних речовин – ПАР, полімерів, лугів, сірчаної кислоти, двоокису вуглецю, міцелярних розчинів). Технологія цих методів полягає в запомповуванні об'ємівки (однієї або декількох) активних домішок і протискуванні їх водою вздовж пласта. Звідси застосовувати метод тампонування можна як у процесі реалізації основного методу, так і перед ним, якщо завчасно виявлено негативну роль тріщинуватості.

Аналіз поєднання методу тампонування з фізико-хімічними методами підвищення нафтовилучення також провели за видом активної домішки. У нафтогазовій галузі знайшли використання ПАР нейногенні (ОП-10, ОП-7, ОП-4, превоцел W-ON, превоцел W-OF, неонол і ін.), рідше – аніонні (ДС-РАС, сульфонол НП-1, сульфонол НП-3), а також суміші нейногенних і аніонних ПАР. Використовуються також реагенти, одержані

на основі побічних недефіцитних продуктів хімічних та інших підприємств і відходів виробництв (реагенти НОК – низькомолекулярні органічні кислоти; КС – кислі стоки; АСС – алкілсульфонатна суміш [254, 552]). Оптимальною масовою концентрацією нейоногенних ПАР у воді за даними інституту БашНИПИнефть (Башкортостан) можна вважати 0,05-0,1 % [552]. У майбутньому можуть використовуватися висококонцентровані (1-5%) розчини, а також композиції з вмістом ПАР 5-10%.

Нами виконано лабораторні експерименти щодо взаємодії пом'якшувача з ПАР. Для цього в склянки помістили по 1 г пом'якшувача, додали різні кількості ПАР в межах від 0,1 до 1%, залили водою в об'ємі  $10^{-4}$  м<sup>3</sup>, ретельно перемішали і витримали 24 години. Спостереженням встановлено, що під час змішування водорозчинних ПАР (ОП-10, сульфенол, превоцел, синтанол ДЗ-7, дитанол, дисольван, катапін) із пом'якшувачем і водою, пом'якшувач спливає наверх, не втрачаючи гранулярної структури. Під час змішування нафторозчинних ПАР (ОП-7, ЕС-2), води і пом'якшувача останній розчиняється в ПАР, а у воді залежно від густини ПАР або спливає наверх у вигляді маслянистого шару, або опускається вниз. Таким чином, водні розчини ПАР концентрацією до 1% інертні стосовно пом'якшувача. Щоб переконатися в цьому, готували 10% розчини ПАР: водорозчинних – сульфенолу, превоцелу, катапіну (найчастіше використовувані в нафтовидобуванні) і нафторозчинних – ОП-7, ЕС-2. Відтак у ці розчини об'ємом  $10^{-4}$  м<sup>3</sup> помістили по 1 г пом'якшувача. Протягом 1-3 діб взаємодії не спостережено.

Для підвищення нафтовилучення використовують водорозчинні, в основному поліакриламідні, полімери: гранульовані і гелеподібні поліакриламідні ПАА, Пушер-500 і ін. Концентрація полімеру у воді становить 0,03-0,25%. Для вивчення взаємодії його з пом'якшувачем готували 1 % водний розчин ПАА і додавали пом'якшувач (співвідношення мас 100:1). Протягом 3 діб взаємодії не виявлено.

Для приготування лужних розчинів можна використовувати їдкий натр (каустичну соду) NaOH (рН = 11,6 для 0,1 н розчину), вуглекислий натрій (кальциновану соду) Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> (рН = 11,6); гідрат окису амонію (аміак) NH<sub>4</sub>OH (рН = 11,1); силікат натрію (рідке скло) Na<sub>2</sub>SiO<sub>3</sub> (рН = 12,6). Концентрацію лугу задають 0,2-0,4%, а для гідрофобізованих колекторів рекомендують брати вищі концентрації (до 2-4%). Нами аналогічно вивчено взаємодію 0,3% і 3% найбільш активних розчинів NaOH і Na<sub>2</sub>SiO<sub>3</sub>. У такі розчини об'ємом  $10^{-4}$  м<sup>3</sup> поміщали по 1 г пом'якшувача. Ретельно перемішували, витримували протягом 3 діб. Ефекту взаємодії лугу з пом'якшувачем не спостережено.

Для підвищення нафтовилучення можна використовувати технічну сірчану кислоту, алкіловану сірчану кислоту (АСК). Остання є відходом

виробництва в процесі алкілування вуглеводнів бутан-бутиленової фракції і містить сірчану кислоту  $\text{H}_2\text{SO}_4$  (80-86%), сульфокислоти (10-13%), смолисто-масляні речовини (5-7%), карбонові кислоти (0,5%). Досліджували в лабораторних умовах взаємодію концентрованої сірчаної кислоти густиною  $1825 \text{ кг/м}^3$  з пом'якшувачем. Для цього 1 г пом'якшувача помістили в склянку, додали  $10^{-4} \text{ м}^3$  концентрованої кислоти  $\text{H}_2\text{SO}_4$ , перемішали і залишили в спокої. Через добу спостерігали в склянці наявність двох фаз – зверху пом'якшувач, знизу – прозорий розчин кислоти. Розчин відфільтрували, пом'якшувач відмили дистильованою водою до нейтрального середовища, висушили. Одержали пом'якшувач у незміненому вигляді. Пояснюється це тим, що пом'якшувач – продукт окислення залишкових продуктів прямої перегонки нафти – не є реакційноздатним у разі змішування його з кислотою і лугом.

Двоокис вуглецю може використовуватися в скрапленому, газоподібному та водорозчиненому (карбонізована вода) виглядах. Двоокис вуглецю  $\text{CO}_2$  розчиняється у воді, а також у нафті різних складу і густини. Під час розчинення  $\text{CO}_2$  в нафті густина нафти зростає (2-3%), а об'єм значно (у 1,5-1,7 рази) збільшується (нафта ніби набухає). За високого тиску і температури механізм змішування  $\text{CO}_2$  і нафти характеризується процесом випаровування вуглеводнів з нафти в  $\text{CO}_2$ , а за низької температури механізм більше відповідає конденсації, адсорбції  $\text{CO}_2$  в нафті. За тисків, менших тиску змішуваності, суміш  $\text{CO}_2$  і нафти розділяється на складові частини: газ  $\text{CO}_2$  з вмістом легких фракцій і нафту. З нафти можуть випадати асфальтени, парафін у вигляді твердого осаду [552]. Отже, двоокис вуглецю  $\text{CO}_2$  не погіршує тампонувальних властивостей шару пом'якшувача. Використання двоокису вуглецю відносять до найперспективніших методів підвищення нафтовилучення [552]. Однак основним недоліком методу з використання  $\text{CO}_2$  є низьке охоплення пластів витіснення порівняно із звичайним заводненням. Для цього нами пропонується разом із покращенням умови змішуваності  $\text{CO}_2$  і нафти шляхом навіперемінного запомповування об'ямівки води і газу здійснювати почергову селективну ізоляцію певних інтервалів товщини пласта для вирівнювання фронту просування діоксиду вуглецю  $\text{CO}_2$ . Звідси доцільним є поєднання методу тампонування із методом підвищення нафтовилучення з використанням діоксиду вуглецю  $\text{CO}_2$  для вирівнювання проникнісної неоднорідності пласта.

У разі додавання водонафторозчинної ПАР до незмішуваних у звичайних умовах вуглеводневої рідини (нафта, газ) і води після ретельного перемішування отримується гомогенна суміш (мікроемульсія), яку називають міцелярним розчином. Молекули ПАР зв'язують молекули вуглеводневої рідини і води в міцели – агрегати молекул. Сферична міцела з

нафтовою основою-ядром містить на поверхні молекули води, а міцела з водною основою – молекули нафти, які складають зовнішні фази міцелярних розчинів. Міцелярні розчини на основі нафтових сульфонатів можуть бути висококонцентрованими (вуглсводнів до 50-70%) і малокоцентрованими водними (вуглевводнів менше 5%). Останні є дешевшими. З такими міцелярними розчинами пов'язують майбутнє в нафтовидобуванні. Так, облямівка міцелярного розчину, що складається з 2% сульфонату типу „Карпатол” і 98% води, розміром 5% від об'єму пор витісняла 90-95% залишкової нафти [552].

Нами досліджувалися такі міцелярні розчини (табл. 5. 14 і 5.15): а) суміш 1 – концентрат „Карпатол-2” як товарний продукт; б) суміш 1а – 2% розчин „Карпатол-2”; в) суміш 2 [551], приготовлена в лабораторних умовах; г) суміш 2а – 2% розчин суміші 2; р) суміш 3 [551], приготовлена в лабораторних умовах; д) суміш 3а – 2% розчин суміші 3; е) суміш 4 [552], приготовлена в лабораторних умовах; є) суміш 4а – 2% розчин суміші 4.

Сульфонатний міцелярний концентрат „Карпатол-2” відповідає технічним умовам ТУ 38-101934-85, рекомендований до використання в процесах інтенсифікації нафтовидобування і підвищення нафтовилучення із пластів. „Карпатол-2”, виготовлений на основі маслонерозчинних сульфокислот, котрі отримують під час сульфування масел, являє собою композицію, яка містить сульфокислоти натрію або амонію, сульфат натрію або амонію, воду і вуглеводневий розріджувач, що складається з непросульфованого масла та погону дизельного пального чи його фракцій. У залежності від вмісту розріджувачів (води і вуглевводнів) встановлюють марки А і Б сульфатного міцелярного концентрату „Карпатол-2”. Продукт марки А містить менше 40% вуглеводневого розріджувача, не більше 40% води, а марки Б – не менше 40% вуглеводневого розріджувача і не більше 25% води. За зовнішнім виглядом вони являють собою в'язку рідину від темного до темно-коричневого кольору. Температура застигання становить не більше 8°С. Склад концентрату „Карпатол-2” подано в табл. 5.14 (виготовлений у ВО „Новополицкнефтеоргсинтез”).

Таблиця 5.14 – Склад сульфатного міцелярного концентрату „Карпатол-2”

Показники	Марки	
	А	Б
Масова частка сульфонатів, % не менше	25	25
Масова частка сульфату натрію або амонію, % не більше	10	10
Масова частка вуглеводневого розріджувача, % не більше	40	40-60
Масова частка вода, % не більше	40	25
Масова частка гідроокису натрію або амонію, % у межах	0,1-0,8	0,1-0,8

Суміші підбирали з широким вмістом вуглеводневого середовища і води. Для вивчення взаємодії пом'якшувача з міцелярними сумішами у склянці змішували по 1 г пом'якшувача з 99 г міцелярних розчинів сумішей 1, 2, 3, 4. Для сумішей 1а, 2а, 3а, 4а готували 2% міцелярні розчини і до 99 г кожного в склянки додавали по 1 г пом'якшувача. Ретельно перемішували вміст склянок. Розчини залишали на 3 доби, змін у розчинах не спостережено.

Таблиця 5.15 – Характеристики деяких міцелярних розчинів

Назва компонентів	Суміші, %-об'єм.		
	2	3	4
Сульфонол	11,4	12,9	8,8
Ізопропіловий спирт	3,0	2,0	1,9
Вуглеводнева рідина:			
ізооктан	45,6	–	–
дизпальне	–	–	28,9
Сира нафта	–	73,4	–
Водний 1% розчин NaCl	–	–	57,4
Вода	40	11,7	3,0

Результати лабораторних спостережень зведено в табл. 5.16. З отриманих результатів досліджень можна висувати, що пом'якшувач зовсім не розчиняється в міцелярних розчинах з водною основою („Карпатол-2”), а в розчинах з нафтовою основою – розчиняється частково. Розчинення залежить від виду вуглеводневої рідини, яка входить до складу міцелярного розчину.

Таблиця 5.16 – Результати досліджень розчинення пом'якшувача в міцелярних розчинах

Суміш 1	Пом'якшувач не розчиняється	Гранули зберігають структуру
Суміш 1а	Пом'якшувач не розчиняється	Гранули не зберігають структури
Суміш 2	Незначне розчинення	Гранули зберігають структуру
Суміш 2а	Незначне розчинення	Гранули зберігають структуру
Суміш 3	Часткове розчинення	Гранули розпливчасті (набухають)
Суміш 3а	Часткове розчинення	Утворюються гранули більшого розміру
Суміш 4	Часткове розчинення	Гранули не зберігаються
Суміш 4а	Часткове розчинення	Гранули не зберігаються

Газові методи охоплюють водогазове циклічне діяння і витіснення нафти газом високого тиску. Технологія методів передбачає запомповування газу або водогазової суміші (за певного співвідношення об'ємів або почергово). Запомповування суспензії пом'якшувача у воді або в інших рідинах буде тільки сприяти підвищенню ефективності витіснення нафти газом. Оскільки як витіснювальний агент використовується вуглеводневий газ, то ніяких обмежень при цьому немає. Відмітимо, що вико-

ристання газоподібного двоокису вуглецю віднесено до фізико-хімічних методів.

До теплових методів належать витіснення нафти теплоносієм (гарячою водою, паром, у тому числі з додаванням луку – термолужне заводнення), використання води як терморозчинника нафти, пароциклічне оброблення пласта, внутрішньопластове горіння (сухе, вологе, надвологе). Принципова відмінність цих методів від раніше названих полягає у підвищенні ще й температури в покладі.

Пом'якшувач розм'якшується за температури 70-93°C, а за вищих температур він втрачає гранулярну структуру, переходить у високов'язку текучу масу (див. вище § 2.5.8). Тому тут виникає обмеження щодо температури використання.

Відмітимо, що пластова температура не є обмеженням для використання двоокису вуглецю і застосування технології водогазового діяння, а для міцелярів, полімерів і ПАР вона має бути меншою 70°C. Тампонування тріщин пов'язано зі зменшенням проникності пласта, але проникність порових матриць пласта не є обмеженням для технологій із використанням двоокису вуглецю, водогазової суміші, ПАР, гарячої води і для застосування технології пароциклічних оброблень; коефіцієнт проникності повинен бути більшим 0,1 мкм<sup>2</sup> у разі запомпуювання міцелярних розчинів, розчинів полімерів і внутрішньопластового горіння, а також понад 0,2 мкм<sup>2</sup> у разі витіснення нафти паром.

Таким чином, метод тампонування тріщин у глибині пласта (створення потоковідхилювальних бар'єрів) на основі пом'якшувача може поєднуватися з гідродинамічними, фізико-хімічними і газовими методами як за технологією здійснення, так і за агентами, що використовуються. Обмеження є тільки за температурою використання (пластова температура не повинна перевищувати 70°C). Посаднення забезпечить, як наслідок, підвищення ефективності процесу нафтовилучення.

#### ***5.2.4 Вимоги до дисперсних систем, які використовуються для вибіркового, керованого тампонування високопровідних тріщин тріщинувато-поростого пласта***

Викладені вище аналіз і результати досліджень уможливили сформулювати і обґрунтувати вимоги, які необхідно покласти в основу вибирання (із багатьох існуючих на практиці) чи створення нових (спеціально для поставленої мети) дисперсних систем.

#### **Класифікація дисперсних систем**

Речовини можуть бути дисперговані (подрібнені) по-різному, аж до молекулярного рівня. Дисперсні системи, як відомо, являють собою



гетерогенну суміш як мінімум двох фаз, одна з яких утворює псевдосуцільне середовище (дисперсійне середовище), а друга – розподілена в першому (дисперсна фаза). Три фазові (агрегатні) стани речовини (твердий, рідинний, газоподібний) дають змогу виділити дев'ять типів дисперсних систем [613], які умовно позначають дробом. Наприклад, дробом Т/Р позначають системи з твердою дисперсною фазою і рідинним дисперсійним середовищем (тверде в рідині). За рухомістю дисперсної фази в дисперсійному середовищі розрізняють системи вільнодисперсні та зв'язанодисперсні (тверді композиції, капілярні системи і пористі тіла).

Дисперсність і концентрація дисперсної фази зумовлюють основні фізико-хімічні та гідромеханічні властивості дисперсних систем.

Із збільшенням подрібненості змінюються властивості речовини і всієї системи, характер гідродинамічної взаємодії частинок з середовищем, збільшується роль поверхневих явищ. Наприклад, суспензії з підвищенням дисперсності переходять у золі, а потім в істинні розчини.

Існує достатньо багато класифікацій дисперсних систем за розміром частинок, при цьому різні автори в поняття „великі” й „дрібні” частинки вкладають різний зміст. За цими ознаками розділення і межі між класами є достатньо умовними [613].

За співвідношенням між дифузією й седиментацією в колоїдній хімії вільнодисперсні системи підрозділяють на ультрамікрогетерогенні (розмір частинок у межах від  $10^{-3}$  до 0,1 мкм), мікрогетерогенні (від 0,1 до 10 мкм) і грубодисперсні (понад 10 мкм) [613]. У випадку, коли діаметр частинок є меншим  $10^{-3}$  мкм, виділяють молекулярно-гетерогенні дисперсні системи. Розділення вільнодисперсних систем із більшими розмірами частинок у різних галузях науки не має будь-якого обґрунтування.

Нами пропонується умовна класифікація, яка основана на використанні ряду найкращих чисел, котрі прийняті у всьому світі, а також і в нашій країні (ГОСТ 8032-76), як універсальної системи числових значин параметрів і розмірів у всіх галузях. Звідси серед вільнодисперсних систем з розмірами частинок понад 10 мкм, тобто серед грубодисперсних (гранульованих) матеріалів виділяємо мікродисперсні (переважно вміст частинок розміром 10-100 мкм), тонкодисперсні (0,1-10 мкм) і великозернисті (10-100 мкм) дисперсні системи.

Збільшення концентрації дисперсної фази призводить до взаємодії її частинок та структуроутворення у вільнодисперсних системах.

Для створення непроникних або малопроникних бар'єрів у глибині пласта вздовж високопровідних каналів гранульовані тампонажні матеріали повинні володіти певними властивостями.

## Відповідність дисперсної системи критеріям вибіркової і керованої кольматації

Гранули повинні проникати в тампоновані тріщини і не надходити в дрібні тріщини і пори матриці. Оскільки співвідношення між розмірами пор і тріщин в умовах конкретних родовищ може бути найрізноманітнішим, то інтерес являють частинки від дисперсних порошків до гранул розмірами, що сягають 5-10 мм.

Оскільки пористі і тріщинуваті пласти є зв'язанодисперсною системою, то в даному випадку, як сказано вище (див. § 5.1.5), маємо задачу вивчення взаємодії вільнодисперсних систем зі зв'язанодисперсною системою. Результатом взаємодії цих систем є кольматація, тобто заповнення пустотного простору зв'язанодисперсної системи дисперсною фазою, яка знаходиться в завислому стані у вільнодисперсній системі, що фільтрується в проникний пласт. Така задача вивчалась дослідниками з різною метою, а саме стосовно до кольматації пористого середовища малоконцентрованою мікро- та тонкодисперсною суспензією в процесі фільтрування води; кольматації проникних середовищ (при розкритті бурінням нафтових, газових та водяних пластів за свердловинних умов); підбору щілинних і гравійних свердловинних фільтрів (у разі винесення піску із продуктивного пласта); визначення допустимої концентрації механічних та емульгованих домішок у запомповуваній воді (при заводненні нафтових родовищ) [88].

Механізм кольматації за результатами виконаних досліджень уявляється як складний процес механічного закупорювання пор з наступною чи одночасною фізико-хімічною взаємодією кольматувальних частинок із каркасом гірської породи і між собою з утворенням коагуляційних зв'язків.

Як критерій фільтрівності (чи критерій кольматації) суспензії в пористі середовища або щілини (тріщини) встановлено (див. вище § 5.1.5) *геометричний (структурний) симплекс*, який визначається або відношенням діаметра пор  $d_p$  (розкриття тріщини  $\delta$ ) до діаметра кольматувальних частинок (гранул)  $d$ , або відношенням діаметра частинок гравійного фільтра  $D_\phi$  до діаметра гранул  $d$ .

Спочатку критерій фільтрівності обґрунтовували з урахуванням склепіноутворення частинок біля входу в пору чи щілину (арковий ефект) [554]. Потім спостерігалась тенденція до більш жорстких вимог, тобто, щоб частинка, яка просувається, разом із сольватною плівкою, котра її оточує, повністю умістилася у вільному просторі найбільш стиснутого перерізу порового каналу [417].

З урахуванням аркового ефекту чи склепіноутворення в порових каналах проникання завислих частинок може бути відсутнім за умови

$d_n/d < 3$ . За умови  $3 < d_n/d < 10$  відбувається кольматація пор під час фільтрації, яка особливо яскраво спостерігається в разі  $d_n/d \leq 5$ , а за умови  $d_n/d > 10$  дисперсні частинки вільно переміщуються по порових каналах (див. вище § 5.1.5).

Р. Сосьє [554] запропонував підбирати гравій фільтрів так, щоб медіанний діаметр гравію (діаметр частинок 50%-ного відсіву) був у 5-6 разів більшим медіанного діаметра піску. За відношень медіанних діаметрів 6-14 відбувається кольматація гравію. За відношень діаметрів, що перевищують 14, пісок вільно проходить крізь гравій. Пенберті і Коуп [554] експериментами підтвердили ці рекомендації Р.Сосьє і показали, що неоднорідні пластові піски дуже кольматують гравій фільтра. А.Р. Везіров [143] експериментами також установив, що за відношень медіанних діаметрів, рівних 5, має місце фільтраційне затримання частинок, за значин від 5 до 10 – значна кольматація, а за відношень понад 18 гравійний фільтр пропускає практично всі дисперсні частинки (гравійне укладання було прийнято достатньо однорідним, причому відношення найбільшого діаметра до найменшого не перевищувало 2).

Приймаючи  $d_n=d$  і нехтуючи товщиною сольватної оболонки, за Сліхтером цей критерій можна записати  $D_\phi > 4,8d$  [173], а за В.І. Істоміною у випадку нещільного укладання куль  $D_\phi > 2,4d$  і за щільного –  $D_\phi > 6,4d$  [299]. Теоретично було встановлено [417], що викладені вище рекомендації стосовно до пористого середовища можуть бути прийняті, якщо об'ємна концентрація суспензії не перевищує 0,75% (див. вище § 5.1.6). За більшої концентрації на поверхні пористого середовища утворюється осад (кірка), тобто повинен виконуватися *концентраційний критерій*, розроблений у § 5.1.6. Експериментами було також показано [417], що чим більша концентрація суспензії (до 0,75%), тим менша глибина проникання частинок. Найбільш дисперсні частинки затримувалися в піску скоріше, ніж грубіші, які здатні проникати в пісок на значно більшу глибину. Є.М. Сергеев пояснив це тим, що більш дисперсні частинки мають велику поверхневу енергію і тому легше адсорбуються на поверхні піщаних частинок, ніж великі, накопичення яких в порах кольматованого піску носить характер простого механічного затримання із збереженням відносно рухомих плівкових контактів [417].

Дослідженнями Коберлі [554] встановлено, що для затримання пластового піску ширина щілини фільтра повинна дорівнювати двом діаметрам частинок 90%-го відсіву пластового піску широкої фракції і одному діаметру окатаних частинок 85-90%-ного відсіву пластового піску більш однорідного фракційного складу. А.В.Везіров [143] рекомендує брати розкриття щілин каркасу гравійного фільтра менше діаметра найменших зерен гравію.

Таким чином, у залежності від дисперсності та концентрації дисперсної фази істотно змінюються фізико-хімічні та реологічні властивості вільнодисперсних систем, може мати місце утворення поверхневого осаду на вхідному торці тріщинувато-пористого середовища, внутрішня кольматація чи винесення дисперсної фази із середовища. Ці особливості необхідно враховувати при здійсненні робіт, пов'язаних із регулюванням просування води по нафтовому чи газоконденсатному пласту й інтенсифікацією нафтогазовидобування з тріщинувато-пористих пластів, розкриттям продуктивного пласта бурінням, заводненням нафтових і газоконденсатних покладів. З аналізу раніше виконаних робіт витікає, що здійснення процесів з ізоляції припливу пластових вод, регулювання профілю приймальності і створення потокоскерувальних бар'єрів без урахування конкретної статистичної щільності розподілу розмірів фільтраційних каналів пласта і ступеня дисперсності твердих частинок суспензії не має чіткої наукової основи.

Основною вимогою до дисперсних систем звідси є відповідність дисперсної системи геометричному критерію відсутності кольматації пор матриць і проникання дисперсної фази в тріщини, що обґрунтовано вище (див. § 5.1.5) з позиції ймовірного характеру явища кольматації полірозмірного тріщинувато-пористого середовища полідисперсною системою (суспензією). Необхідний фракційний склад тампонажних дисперсних матеріалів визначається співвідношеннями розкриття тріщин і розмірів пор та поставлених перед тампуванням цілей (або закупорювання тільки високопровідних тріщин, або тільки великих тріщин, або високопровідних тріщин і пор та ін.). Розміри дисперсних частинок повинні змінюватися в чітко визначених межах, так як за наявності дуже диспергованих частинок (аж до молекулярного рівня) спостерігатиметься небажане закупорювання мало- і середньопроникних пор і тріщин.

Не менш важливою вимогою до дрібнодисперсних систем для забезпечення кольматації пор є необхідність виконати умову концентраційного критерію, за якої матиме місце проникання твердих частинок у пористе середовище без утворення поверхневої кірки на його зовнішньому (вхідному) торці. Обґрунтована вище (див. § 5.1.6) ймовірно-статистична модель дає змогу обґрунтувати максимально допустиму концентрацію твердої фази в дисперсній системі, за якої вона проникатиме в пористе середовище без утворення кірки (типу глинистої кірки) на його поверхні.

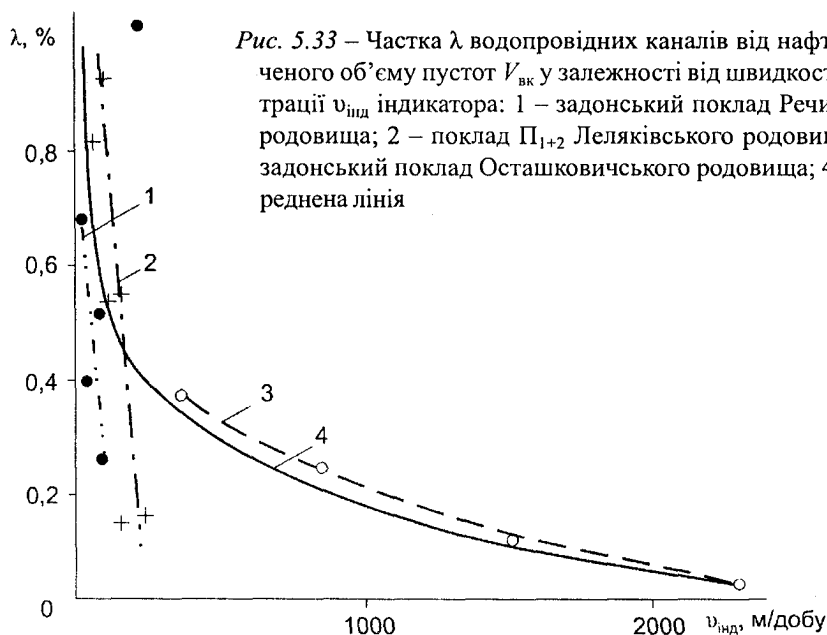
#### Нульова плавучість дисперсної фази

Друга основна вимога – це дотримання *гідродинамічного критерію* нульової плавучості чи плавучості, яка близька до нуля (різниця густин  $\Delta\rho \approx 0$ ), коли практично швидкість седиментації (спливання, осідання)

частинок  $w \approx 0$ . Оскільки доставляння частинок вглиб нафтогазового пласта доцільно здійснювати з допомогою води (водних розчинів), то густина речовини дисперсної фази повинна бути в межах густини води ( $950 - 1100 \text{ кг/м}^3$ ). Це дає змогу здійснювати перенесення гранул на великі відстані практично незалежно від швидкості руху води (див. вище § 5.1.1). Щоб забезпечити “необмежену” глибину перенесення гранул у тріщині, треба, як сформульовано в § 5.1.1, або до апіорі заданих гранул (точніше до густини їх матеріалу) підібрати відповідну густину носія (прісна чи пластова мінералізована вода, розчини солей), або навпаки, щоб отримати швидкість седиментації  $w = 0$ .

### Вартісна вимога

Третю вимогу назвемо вартісною. Для тампонування тріщин в умовах конкретних родовищ можуть бути потрібні великі об’єми тампонажного матеріалу, тому він повинен бути порівняно дешевим. Об’єми тріщинуватих зон, які встановлено, наприклад, на родовищах Куйбишевської області з використанням індикатора, дорівнюють  $5,2 - 57,6 \text{ м}^3$  (понад 2% об’єму пласта) [169]. На рис. 5.33 показано залежність частки  $\lambda$  водопровідних каналів у нафтонасиченому об’ємі порожнин  $V_{\text{вк}}$  від швидкості руху індикатора  $v_{\text{інд}}$ , яка побудована нами за даними роботи [506]. Ці значини відповідають загальноприйнятим уявленням про тріщинні порожнини.



## Технологічні вимоги

Технологічні вимоги до дисперсної системи зводяться до наступного. Речовина гранул не повинна розчинятися у воді чи в іншому носії; бажане набрякання гранул у нафті, що буде сприяти зменшенню проникності їх шару та утворенню малопроникної структури.

Гранули повинні володіти здатністю самостійно або за наявності нафти чи інших речовин ущільнюватись потоком носійної рідини і утворювати малопроникну структуру.

Частинки дисперсної фази після надходження в тріщини пласта повинні утворювати непроникний чи малопроникний шар, коефіцієнт проникності якого зіставимий із коефіцієнтом проникності пористих матриць гірської породи. Механізм утворення такого шару може бути основаним на різних фізико-хімічних явищах і процесах.

Частинки не повинні змінювати своїх фізико-хімічних, дисперсних та інших характеристик у транспортувальній рідині в процесі введення їх у пласт.

Отже, сформульовано і обґрунтовано вимоги, які повинні бути покладені в основу вибору (із багатьох існуючих на практиці) або створення нових дисперсних систем, котрі будуть придатні для вибіркового, керованого тампонування високопровідних тріщин тріщинувато-пористого пласта (геометричний, концентраційний, гідродинамічний, технологічні і вартісний критерії).

Частинки та утворений шар не повинні руйнуватися під дієюм пластової температури нафти і води, а також змінювати своїх тампонувальних властивостей при атмосферних умовах.

Вони повинні легко утворювати суспензію, характеризуватися доброю пропомповуваністю, яка виключає закупорювання циркуляційної системи, і мінімальною абразивністю.

Сформульованим вимогам відповідає ряд подрібнених порошкоподібних, гранульованих матеріалів, які випускаються в промислових кількостях, із яких для створення потоковідхилювальних бар'єрів у міжсвердловинних зонах пласта поки-що можна обмежитися тонкодисперсними пом'якшувачем, полімерами (поліолефіни, полістирол і його похідні, полівініловий спирт), високоокисленим бітумом (структуроутворювач), рубраксом Б, розгляд яких подано вище (див. § 2.5).

### 5.3 Технологічні основи і способи тампонування керованими дисперсними системами високопровідних тріщин і каналів у між свердловинних зонах пласта

Тріщинувато-пористі і тріщинні пласти нафтових і газових покладів характеризуються розмаїттям природних і техногенних умов, які визначають суть способів тампонування тріщин та створення тим самим потоковідхилювальних (чи потоковирівнювальних) бар'єрів – щільністю статистичного розподілу і середніми значинами розкриття тріщин, співвідношенням статистичних розподілів розмірів тріщин і пор, пластовою температурою, системою розробки родовища та ін. Звідси актуальним і необхідним завданням є розроблення ряду різних способів і технологічних схем процесу тампонування тріщин у міжсвердловинних зонах пласта та регулювання розробки нафтових, газових і газоконденсатних родовищ.

#### 5.3.1 Постановка проблеми

Відомо, що пустотний простір усіх (теригенних, карбонатних) колекторів характеризується двома основними типами пустот – порами і тріщинами. Решта типів зводяться до цих двох. У залежності від переважання того чи іншого типу розрізняють колектори пористі (поруваті) і тріщинуваті. Ці пустоти слугують також каналами фільтрації флюїдів у пласті. Автори роботи [255] на основі аналізу досліджень із визначення поняття „структура пористого середовища” в ґрунтознавстві, інженерії ґрунтів і механіці гірських порід, літології і петрографії, хімічній технології і фізиці нафтового та газового пласта вважають, що доцільним є класифікувати пори в залежності від їх розмірів на макропори, мікропори і ультрамікропори так:

<i>Клас пор</i>	<i>Радіус пор, мм</i>
Ультрамікропори	Менше $15 \cdot 10^{-7}$
Мікропори	$15 \cdot 10^{-7}$ -0,0001
Макропори	Понад 0,0001
капілярні	0,0001-0,15
надкапілярні	Понад 0,15

Така класифікація обґрунтовується наступним. Основою більшості класифікацій послуговували розроблені у фізико-хімії поверхні і у фізико-хімічній механіці положення про характер зв'язків і взаємодії рідин із поверхнею твердого тіла. При цьому припускалося, що кожний клас пор характеризується іншим механізмом масоперенесення. Так, вважається,

що надкапілярні пори -- це такі пори, в яких рідина рухається як і у відкритих каналах, підпорядковуючись силі тяжіння і законам гідравліки. Рух рідини в капілярних порах може відбуватися без створення зовнішнього тиску під дією капілярних сил, а для витіснення рідини із капіляра потрібне прикладання зовнішніх сил. У субкапілярних порах (мікропори, ультрамікропори) рух рідини за існуючих у реальних процесах градієнтів тиску не відбувається. У таких порах змочувальна фаза міцно втримується молекулярно-поверхневими силами. Механізм заповнення мікропор у більшій частині їх спектра за розмірами є капілярним. Ультрамікропори радіуса менше 15-20 Å ( $1 \text{ Å} = 10^{-10} \text{ м}$ ), які співвимірні із розміром адсорбованих молекул, можуть бути повністю заповнені в результаті адсорбції. Дослідами Б.В. Дерягіна і М.М. Кусакова, М.М. Кусакова і Л.І. Мекеницької встановлено, що товщина змочувальних плівок водних розчинів солей на твердих поверхнях становить біля 0,0001 мм, тобто пори такого розміру будуть у всьому об'ємі заповнені „плівкою” рідини. До такого ж висновку приводять і досліди Н.В. Бердинської. З точки зору молекулярної фізики радіус субкапілярних (мікрокапілярних) пор не повинен перевищувати середньої довжини вільного пробігу молекули (вона для більшості газів є близькою до 0,0001 мм).

А.В. Ликов [361] при обґрунтуванні класифікації розмірів пор використовує рівняння Томсона, яке встановлює зв'язок між тиском насиченої пари над вгнутою або випуклою поверхнею і тиском над плоскою поверхнею. Експериментальна перевірка показала, що формула Томсона придатна для капілярів радіусом до 0,0001 мм. Беручи до уваги, що механізм перенесення не у всьому діапазоні мікропор є однаковим, їх слід поділити на капілярні і надкапілярні, а за стандартну міру капілярних пор прийняти розмір кварцового капіляру, в якому дистильована вода за нормальних умов піднімається на висоту 10 см. Радіус таких пор становитиме 0,75 мм.

Розмір пор нафтогазових колекторів може сягати 1-10 мм, а розкриття тріщин – 100 мм і більше. Для більшості відомих колекторів розмір пор знаходиться в межах 10-60 мкм. Розмір пор і тріщин разом зі структурою пустотного простору зумовлює проникність пор і тріщин окремо та загальну проникність колектора [98]. У цілому слід вважати, що пори і тріщини володіють достатніми ємностями і проникностями, а тоді колектор називають тріщинувато-пористим.

Ми розглядаємо модель колектора, що являє собою гірську породу, розсічену тріщинами на окремі блоки (матриці), причому самі блоки можуть бути непроникними або звичайним пористим середовищем, яке характеризується пористістю та проникністю. Система тріщин може бути регулярною або нерегулярною (хаотичною), а представлена вона в основному вертикальними тріщинами (рис. 5.34).



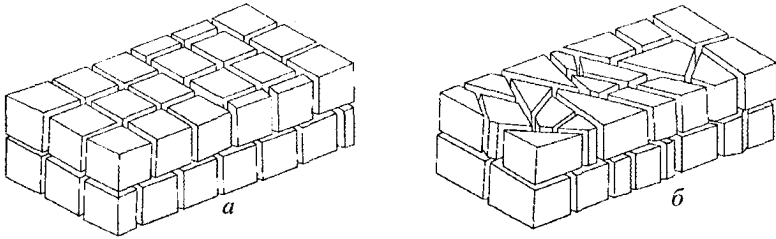


Рис. 5.34 – Схеми елементів тріщинуватого пласта з регулярною (а) і нерегулярною (б) системами тріщин

Вважаємо, що як і поперечний розмір пор, так і розкриття тріщин підлягають певним законам статистичного розподілу, відповідно коефіцієнти проникності тріщин також аналогічно характеризуються певним статистичним розподілом. Оскільки коефіцієнт проникності тріщин є прямо пропорційним їх густоті і кубу розкриття, то збільшення розкриття тріщини у 2 рази призводить до зростання коефіцієнта проникності у 8 разів [98]. Отже, проникнісна неоднорідність покладів із тріщинувано-пористими колекторами зумовлена як відмінністю проникностей пор і тріщин, так і відмінністю проникностей самих тріщин між собою, тобто наявністю високопровідних каналів у пласті, котрі представлені високопроникними тріщинами.

Проникність тріщин істотно залежить від тиску (зазвичай приймають експоненціальну, кубічну або лінійну залежності коефіцієнта проникності від тиску), що зумовлено зміною розкриття тріщин при зміні тиску флюїду в них [98]. Оскільки тиск  $p$  вздовж пласта між нагнітальною (вибійний тиск  $p_{c1}$ ) і видобувними (вибійний тиск  $p_{c2}$ ) свердловинами змінюється (рис. 5.35), то розкриття тріщин і коефіцієнт тріщинної проникності вздовж пласта змінюються також за рахунок цієї зміни тиску, причому в околиці нагнітальної свердловини вони є істотно більшими. Звідси виснуємо, що під дією тиску флюїдів природна проникнісна неоднорідність продуктивних пластів підсилюється.

Високопровідні канали, зрозуміло, є шляхами передчасного проривання води. У залежності від відмінності їх проникності порівняно з іншими каналами в пласті тривалість періоду безводної експлуатації окремих свердловин і характер наступного обводнювання можуть бути різними. Якщо високопроникна тріщина (подібно, як труба) сполучає нагнітальну і видобувну свердловини, то вода швидко проривається по ній до видобувної свердловини, а за невеликої пропускної здатності цієї тріщини обводненість видобуваної продукції може бути невисокою і тривалий час втримуватися відносно стабільною (див. вище §§ 1.4, 5.2).

Природно, за наявності такої одної протяжної високопровідної тріщини (або системи високопровідних тріщин) між зонами нагнітання і відбирання

рідини передчасне проривання води можна недопустити або усунути тільки шляхом тампонування цієї тріщини на всьому її простяганні між даними зонами (див. вище § 5.2). Локальне тампонування забезпечить тільки короткотривалий ефект (див. § 1.4, том 1).

Тампонування високопрвідних каналів за відсутності тампонування решти каналів можливе в разі надходження тампонажного матеріалу тільки у високопроникні канали. Природне розділення можуть здійснювати в пласті самі тріщини. Рідинні тампонажні матеріали надходять у всі, будь-які канали (пори, тріщини) пропорційно їх поперечним розмірам і відповідно проникностям. А дисперсні (гранульовані) матеріали (дисперсні системи, суспензії) можуть надходити тільки в такі канали, поперечний розмір яких є більшим розмірів їх гранул (частинок). У цьому полягає принципова різниця (перевага) дисперсних систем із гранульованими тампонажними матеріалами (див. вище § 2.5), які вибрано нами для тампонування високопроникних каналів, в порівнянні з рідинними матеріалами, котрі пізніше в пласті можуть утворювати гелі, емульсії, осадки або тверде тіло.

Промисловість випускає багато порошкоподібних і гранульованих матеріалів. Їх розгляд показав, що сформульованим вище (див. § 5.2.4) вимогам до тампонажних дисперсних систем відповідають системи на основі пом'якшувача, високоокисленого бітуму (структурутворювача), рубракса Б, термопластичних полімерів (полістиролу, поліолефінів), полівінілового спирту та ін.

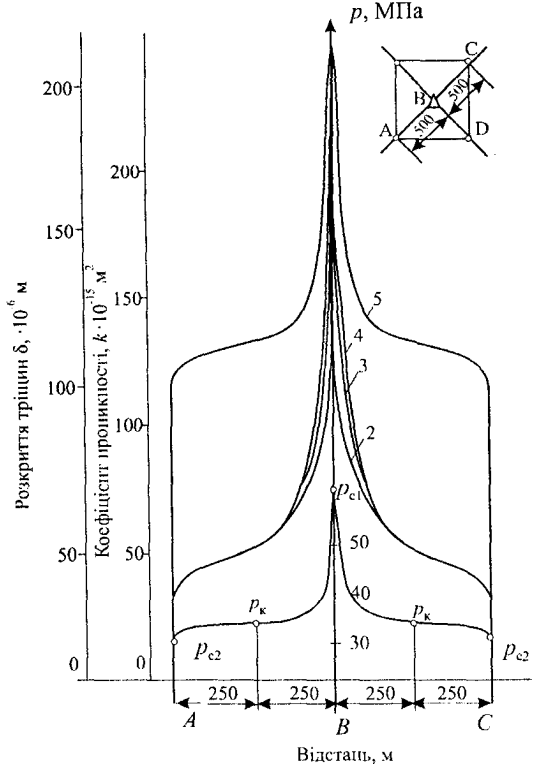


Рис. 5.35 – Зміни тиску  $p$  (1), коефіцієнта тріщинної проникності  $k$  (2, 3, 4) і розкриття тріщин  $\delta$  (5) вздовж лінії  $A$ - $B$ - $C$  між нагнітальною ( $B$ ) і видобувними ( $A$ ,  $C$ ) свердловинами: залежності коефіцієнта проникності тріщин від тиску взято лінійною (2), кубічною (3) та експоненціальною (4);  $p_k$  – початковий контурний тиск

Нижче описано основні розроблені нами способи та обгрупування можливості досягнення поставленої мети – створення потоковідхилювальних бар'єрів у міжсвердловинних зонах пласта для регулювання розробки родовищ вуглеводнів.

Технології з використанням дисперсних систем ґрунтовані на ідеї вирівнювання проникнісної неоднорідності колектора (див. §§ 1.4, 5.1) і дають змогу зменшити або усунути негативний вплив високопровідних тріщин пласта і кріплення свердловини на процес видобування нафти і газу.

Суть способів тампонування тріщин полягає в запомповуванні в пласт дисперсної системи такого фракційного складу, який підбирається з урахуванням щільностей статистичних розподілів розкриття тріщин і поперечних розмірів пор, чим забезпечується надходження дисперсної фази тільки в канали (тріщини або пори) апіорі заданого розміру. Залежно від виду дисперсної системи реалізується як інтенсифікація припливу нафти і газу, так і ізоляція припливу води. При комбінації видів дисперсних систем досягається комплексна дія (інтенсифікація, ізоляція), а використання комбінації типів дисперсних систем (різного типу седиментації) забезпечується повнота дії.

Розмаїття технологій реалізації цих способів об'єднуються в наступні групи технологій, які розроблені в ІФНТУНГ і кожна з яких залежно від конкретних умов об'єкта може набувати декількох модифікацій.

1. Системна технологія регулювання процесу заводнення нафтових родовищ шляхом запомповування керованих потоковідхилювальних композицій.

2. Технологія ізоляції припливу води та інтенсифікації видобування нафти і газу з тріщинного і тріщинувато-пористого пластів на основі використання дисперсних систем з різною седиментацією (плавучістю).

3. Технологія регулювання профілю приймальності в нагнітальних свердловинах за різних термобаричних умов.

4. Технологія створення вибійних корків без зниження проникності нафтового і газового колекторів.

5. Технологія вирівнювання штучної межі вуглеводнів (нафти і газу) і підшовної води створенням скрану-блокади.

6. Технологія ремонтно-відновлювальних робіт з усунення негерметичності експлуатаційної колони і цементного кільця при високій приймальності.

7. Технологія внутрішньосвердловинного термохімічного оброблення із використанням дисперсних систем.

8. Технологія внутрішньопластового термохімічного оброблення із використанням дисперсних систем.

9. Комплексна технологія ізоляції припливу контурної і підшовної води та реагентного оброблення пласта.

10. Технологія кислотного оброблення високотемпературних пластів з одержанням кислот у пласті або на вибої свердловини з реагентів, нейтральних до матеріалів устаткування.

Технології реалізуються із застосуванням стандартного нафтогазопромислового устаткування, не потребують спеціальних заходів з техніки безпеки і охорони надр та довкілля. Кожна технологія обґрунтована лабораторними і аналітичними дослідженнями, забезпечена методикою проектування і випробувана на багатьох об'єктах.

### ***5.3.2 Спосіб розробки нафтових покладів із тріщинувато-пористими колекторами***

При заводненні нафтових і газоконденсатних покладів за звичайною (традиційною) технологічною схемою в нагнітальні свердловини і даліше в продуктивний пласт запомповують воду, яка містить в тій чи іншій кількості різні домішки. Домішки у вигляді твердих (механічних) частинок і емульгованої нафти надходять у тріщини і частково в пори матриць колектора; має місце кольматація тріщин і пор матриць. На вході в пори може утворюватися малопроникний шар (кірка) твердих частинок (див. §§ 5.1.5, 5.1.6), про що свідчать багаточисельні експерименти з вивчення фільтрації через керни води, яка використовується для підтримування пластового тиску. Відкладання твердих частинок може мати не тільки гідродинамічну природу [385, 417], але й електрокінетичну [419]. Поряд із кольматацією пор закупорюються і тріщини, а на стінці стовбура свердловини утворюється кірка. Внаслідок швидкого гідродинамічного витіснення нафти із високопроникних елементів пласта (тріщин) і повільного малоефективного пружно-капілярно-циклічного витіснення нафти із пористих блоків (матриць), особливо в разі кольматації (замулювання) домішками води стінок блоків, отримуються малі коефіцієнти нафтовилучення і великі об'єми накопиченого видобутку води при великій тривалості процесу розробки, а процес розробки характеризується передчасними прориваннями води і, як результат, безкорисною (марною) циркуляцією частини води по цих тріщинах, малими коефіцієнтами охоплення пласта витісненням і нафтовилученням, великими об'ємами поточного і накопиченого відборів води при великій його тривалості. Звідси природним є намагання або істотно зменшити вміст цих домішок у запомповуваній воді, або диспергувати їх у ще більшій мірі. Однак у промислових умовах як перше, так і друге є трудно здійсненним і економічно не вигідним, а проривання води при цьому не усувається. У такому разі, як показано вище, доцільним є вибіркоче тампонування високо-

провідних тріщин керованими дисперсними системами з частинками заданих діаметрів (у загальному випадку більших за розмірами, ніж звичайні домішки у запомповуваній воді), тобто перетворення шкоди в користь. Безумовно, запомповування будь-яких рідинних тампонажних матеріалів (речовин), які збільшують фільтраційний опір (внаслідок утворення осаду, гелю), причому збільшення опору має місце в першу чергу у високопровідних каналах (рідина надходить у канали пропорційно їх проникностям), викликає перерозподіл фільтраційних потоків і сприяє, як показує промисловий досвід [36, 38, 433, 463, 490, 500, 501], досягненню короткотривалого ефекту – збільшення поточного видобутку нафти, обмеження відбору води.

При запомповуванні тампонажного (ізоляційного) матеріалу у вигляді розчину (рідини) в тріщинах має місце рідинне (гідродинамічне) витіснення пластового флюїду, тампонажний розчин заповнює весь об'єм тріщин і частково надходить у пори матриць. У тріщинах може утворитися або осад, що слабо обмежує потік, або гель чи тверде тіло. Однак у всіх випадках розчин, проникаючи в пори, через наявність домішок у ньому „забруднює” стінки пористих матриць (утворюється кірка) та ізолює в порах матриць нафту, тим самим нафтовилучення зменшується.

За нашим способом розробки нафтового покладу [532] в потік запомповуваної води (чи іншого витіснювального агента, котрий поєднується із тампонувальним матеріалом, що показано в § 5.2.3) вводять частинки дисперсного (гранульованого) тампонувального матеріалу, що характеризується певним фракційним складом і названими вище властивостями, поєднуючи в часі нагнітання витіснювальної води з утворенням потоковідхилювального (чи потоковирівнювального) бар'єру в тріщинах пласта. Дисперсні частинки переносяться водою (чи іншими агентами, котрі витісняють нафту) по тріщинах на великі відстані в глибину пласта від нагнітальних свердловин і, ущільнюючись, утворюють у тріщинах непроникні (або малопроникні) бар'єри.

Технологія на основі даного способу розроблена стосовно до тріщинуватих і теригенних колекторів з температурою до 145°C при заводненні (запомповуванні розчинів полімерів, поверхнево-активних речовин, лугів, кислот, міцеллярів тощо) з непрогнозованими проривами витіснювальних агентів через різнотріщинуватість пластів.

Суть технології полягає у створенні потоковідхилювальних (або потоковирівнювальних, коли колектор стає однорідним за проникністю) бар'єрів у вироблених фільтраційних каналах міжсвердловинних і привибійних зон через нагнітальні і нафтові свердловини, а також у дії (в разі необхідності) на слабкодреновану частину пласта реагентами, котрими

забезпечується інтенсифікація припливу із них вуглеводнів (кислоти, міцелярні розчини тощо).

Цілеспрямованим підбором типів і властивостей тампонажних композицій (керованих тампонажних матеріалів) залежно від фільтраційно-ємнісної і термобаричної характеристик колектора та ступеня його тріщинуватості забезпечується вибіркове (коректування проникностей тріщин різного розкриття і пор) і кероване (повнота тампонування каналів апріорі заданих розмірів) тампонування високопровідних каналів за відсутності погіршення фільтраційних властивостей інших каналів.

Технологія може здійснюватись у різних модифікаціях залежно від особливостей конкретних об'єктів з режимними параметрами, які обґрунтовуються розрахунками згідно з методикою проектування..

Технологія реалізована із застосуванням стандартного нафтогазопромислового устаткування на багатьох об'єктах. У результаті досягнуто усунення або попередження проривів пластових і запомповуваних вод, підвищення коефіцієнтів охоплення розробкою і нафтовилучення, вирівнювання профілів приймальності, зниження обводненості продукції на 68%, збільшення поточних дебітів нафти в 2,7 рази, отримання високого прибутку.

Технологічне здійснення способу розробки нафтового покладу з тріщинувато-пористим колектором із тампонуванням тріщин полягає в наступному (рис. 5.36). Спочатку організують систему заводнення і вивчають тріщинуватість колектора відомими методами [546], у тому числі з використанням індикаторів (див. нижче § 5.4). Відтак за тисків, які забезпечують розкриття тріщин або розширення розкритих тріщин (0,8-1,0 гірничого тиску) нагнітають у пласт воду із завислими в ній частинками (гранулами) тампонажного матеріалу (дисперсну систему, суспензію) і запомповуванням досягають того, щоб тріщини були закупорені тампонувальним матеріалом.

Тріщинувато-пористий пласт загальноприйнято представляється системами тріщин і системою пористих блоків (матриць), які вкладені одна

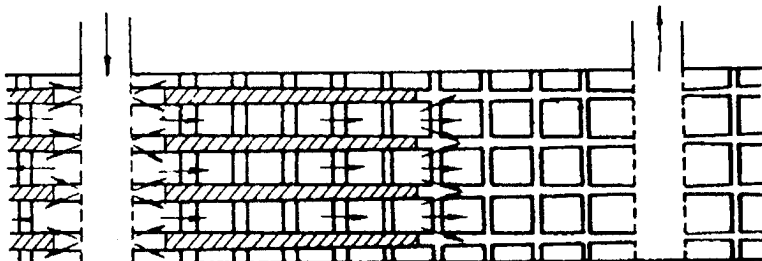


Рис. 5.36 – Технологічна схема тампонування тріщин тріщинувато-пористого колектора в глибині пласта

в одну (типу цегляного муру). Вода, котра виконує функцію дисперсійного середовища відносно гранул (дисперсної фази) тампонажного матеріалу (дисперсної системи), витісняє нафту переважно з тих тріщин, які мають мінімальний фільтраційний опір потоку від лінії нагнітання до лінії відбирання.

Нагнітання води з гранулами (тобто суспензії) в нагнітальні свердловини здійснюють за тисків, що не перевищують критичної значини, якій відповідає втрата стійкості тріщин, і коли всі тріщини є максимально розкритими (максимум коефіцієнта охоплення витісненням по товщині пласта), а одночасне відбирання рідини (нафти і води) із видобувних свердловин – за менших тисків, котрі забезпечують часткове змикання тріщин в околицях видобувних свердловин. Оскільки в околицях нагнітальних свердловин тиск води є більшим (тріщини розкриті), а в околицях видобувних – меншим (тріщини частково зімкнені), то гранули тампонажного матеріалу (суспензії) заповнюють тріщини і зацемлюються в них, починаючи з околиць видобувних свердловин, де коефіцієнт тріщинної проникності (див. рис. 5.35) і відповідно розкриття тріщин є порівняно невеликими, заповнюють ті тріщини, по яких рухається вода, і не надходять у видобувні свердловини.

При цьому відбувається кольматація тріщин. Заповнюються гранулами тільки ті тріщини, по яких можливим є рух дисперсної системи – суміші води і частинок тампонажного матеріалу. У тріщинах частинки (гранули) тампонажного матеріалу утворюють мало проникну, тампонувальну структуру (шар). В ідеальному випадку повинна бути утворена структура, яка характеризується проникністю, однаковою з проникністю матриць породи (див. вище §§ 1.4, 5.1). Це визначається властивостями вибраного тампонажного матеріалу. Утворення малопроникної структури може відбуватися залежно від виду вибраного матеріалу за рахунок пластичної деформації частинок (гранул) при пластовій температурі під дією гідродинамічного напору потоку, сил стискання одних тріщин при перерозподілі потоку в інші тріщини, набухання частинок у нафті, взаємодії їх із іншими речовинами, збільшення об'єму частинок при пластовій температурі тощо. Внаслідок заповнення тріщин гранулами і утворення тампонувальної структури зменшується проникність тріщин.

Після заповнення тріщин тампонажним матеріалом продовжують нагнітати в пласт воду, але уже без гранул цього матеріалу, і забезпечують гідродинамічне витіснення з пористих матриць нафти водою.

Потік води під час заповнення тріщин гранулами, зацемлення гранул та утворення тампонувального бар'єра (корка) в тріщинах перерозподіляється із системи високопрвідних і в деякій мірі затампованих тріщин на пори матриць та на менш проникні тріщини і здійснює гідро-

динамічне витіснення із матриць нафти, тобто вода, що переміщувалась раніше по високопроникних тріщинах, надходить у пори матриць, витісняючи звідти нафту (див. вище).

Перерозподіл потоку й утворення бар'єра взаємно регулюються до часткового вирівнювання проникностей тріщин і пор. Якщо пласт є тріщинувато-пористим, а матриці – достатньо проникними, то він штучно „перетворюється” в пористий пласт чи за гідродинамічною характеристикою в близький до нього. Вода після тампонування високопровідних тріщин може надходити тільки у пори матриць та близькі до них за проникністю тріщини і здійснює гідродинамічне витіснення нафти із матриць замість капілярного просочування.

Оскільки тріщинувато-пористий пласт може бути представлений або одною системою тріщин, або двома взаємно-перпендикулярними системами вертикальних тріщин (зустрічається в більшості випадків), або трьома взаємно перпендикулярними системами вертикальних і горизонтальних тріщин, а тампонажний дисперсний матеріал може надходити тільки в такі тріщини, які характеризуються мінімальним фільтраційним опором потоку від лінії нагнітання до лінії відбирання, то об'єм гранул тампонажного матеріалу рекомендуємо брати рівним не більше 67-100% від об'єму високопровідних тріщин пласта при трьох системах тріщин або не більше 50-100% при двох системах вертикальних тріщин. Доцільніше об'єм тріщин встановлювати дослідним шляхом із використанням індикаторів чи на основі досвіду. Тріщини, котрі перпендикулярні тріщинам з мінімальним фільтраційним (гідравлічним) опором, тобто тріщинам вздовж загального напрямку витіснення, не можуть заповнюватися тампонажним матеріалом, а пористі матриці відповідно не ізолюються одна від одної вздовж цього напрямку витіснення, чим забезпечується гідродинамічне витіснення нафти із них. Поклад із тріщинувато-пористого штучно „перетворюється” в пористий. Звідси, не залежно від того, що в покладі створюються навіть потоковідхилювальні бар'єри, в цілому проникнісна неоднорідність покладу зменшується.

Так, для кількісної характеристики технологічної схеми припустимо, що на елементі тріщинувато-пористого покладу  $200 \times 200 \times 10 = 400\ 000\ \text{м}^3$  з двома взаємно-перпендикулярними системами вертикальних тріщин організовано систему площового заводнення за 5-ти точковою схемою. У нагнітальну свердловину за вибійного тиску 28 МПа запомповується пластова вода густиною  $1030\ \text{кг}/\text{м}^3$  з частинками асфальтено-смолистої гранульованої пом'якшувача, при концентрації останніх  $5\ \text{кг}/\text{м}^3$  (дисперсна система – суспензія пом'якшувача у воді), а з видобувних свердловин відбирають рідину за вибійного тиску 12 МПа. У поклад слід запомпувати 124 т пом'якшувача (50% від об'єму тріщин, коефіцієнт



тріщинної пористості яких становить 0,1% при коефіцієнті охоплення покладу 0,6). Відтак слід продовжити нагнітання води без частинок пом'якшувача.

Якщо тріщини розкриті тільки в околиці нагнітальної свердловини внаслідок наявності підвищеного тиску, то запомповування тампонажного матеріалу доцільно виконувати за тисків, які перевищують встановлений робочий тиск нагнітання води. У разі значного зростання вибійного тиску запомповування тампонажного матеріалу припиняють, а продовжують звичайне нагнітання води без пом'якшувача. Цим забезпечується тампонування високопроникних тріщин пласта, регулювання і вирівнювання профілю приймальності у свердловині. Якщо інтервал інтенсивного поглинання води розташований в нижній частині розкритого продуктивного розрізу, то може бути доцільним додаткове створення вибійного корка в нагнітальній свердловині.

У всіх випадках доцільним може бути кислотне діяння на малопроникні інтервали пласта [514] в нагнітальній і видобувних свердловинах з метою інтенсифікації припливу із них нафти.

Значить, управлінням розкриття тріщин шляхом створення відповідних тисків на вибоях нагнітальних і видобувних свердловин, попереднім вибором як тампонувального матеріалу водонерозчинних твердих частинок (гранул), котрі деформуються в умовах тріщин, мають густину, близьку до густини нагнітальної води (за критерієм нульової плавучості), надходять у тріщини та не проникають у пори матриць (за геометричним критерієм), і запомповуванням необхідного розрахункового об'єму тампонажного матеріалу забезпечується поєднання у часі нагнітання води в пласт не тільки із запомповуванням тампонажного матеріалу, але і з утворенням непроникного тампонувального корка (пробки).

Таким чином, даний спосіб порівняно із заводненням за традиційною схемою та із запомповуванням рідинних тампонажних матеріалів дає змогу запобігти проникання тампонажного матеріалу в пори матриць і ізоляцію нафти в матрицях та матриць одна від одної. Цим досягається підвищення поточного і кінцевого нафтовилучення з покладів (за рахунок збільшення охоплення пласта витісненням, штучного „перетворення” покладу з тріщинувато-пористого в пористий і гідродинамічного витіснення нафти витіснювальним агентом з пор матриць), збільшення поточного видобутку нафти і зменшення поточного та накопиченого відборів пластової води, скорочення тривалості процесу розробки з одночасною інтенсифікацією його.

### 5.3.3 Технологічні схеми і способи тампонування тріщин дисперсними матеріалами

Технологічні схеми тампонування гранульованими матеріалами (у вигляді гранул, подрібнених частинок) високопроникних тріщин і каналів у залежності від ступеня розвитку тріщинуватості продуктивного пласта чи розкриття тріщин у кріпленні свердловин та цілей тампонування можуть бути в основному наступними:

- 1) міжсвердловинне тампонування високопроникних тріщин у глибині пласта запомповуванням дисперсної системи в нагнітальні свердловини (розглянуто вище);
- 2) локальне тампонування високопроникних тріщин в околиці нагнітальної свердловини;
- 3) локальне тампонування високопроникних тріщин в околиці видобувних свердловин запомповуванням дисперсної системи у ці свердловини;
- 4) міжсвердловинне і/чи локальне тампонування високопроникних каналів системним запомповуванням дисперсної системи у видобувні і нагнітальні свердловини;
- 5) усунення різного виду негерметичностей кріплення свердловин.

#### Запомповування дисперсної системи в нагнітальні свердловини

Запомповування гранульованих тампонажних матеріалів у нагнітальні свердловини може передбачати:

- а) міжсвердловинне тампонування високопроникних тріщин у глибині пласта (розглянуто вище);
- б) локальне тампонування поглинальних тріщин в околиці нагнітальної свердловини;
- в) регулювання і вирівнювання профілю приймальності в нагнітальній свердловині;
- г) усунення негерметичностей кріплення нагнітальної свердловини.

#### Запомповування дисперсної системи у видобувні свердловини

Надходження гранул (частинок) дисперсного тампонажного матеріалу вглиб пласта аж до видобувних свердловин під час запомповування в нагнітальну свердловину можна забезпечити створенням необхідного високого тиску в пласті і підбором певного розміру гранул (фракційного складу дисперсної фази). Якщо гранули запомповуваною водою переносяться на недостатню глибину в пласт або в привибійній зоні видобувної свердловини наявною є висока штучна чи природна тріщинуватість, то ефективність процесу тампонування в цьому випадку можна підвищити шляхом попереднього запомповування гранул тампонажного матеріалу в околицю видобувної свердловини. Причому, чим глибше буде запомпо-

вано тампонажний матеріал, тим вищою буде ефективність тампонування, яка повинна виражатись у додатковому видобутку нафти, обмеженні припливу води і збільшенні тривалості ефекту (див. вище). Тампонажним матеріалом можуть також слугувати гранули магнію, поліетилену і т. д. Щоб повніше використовувати потужність встановленого на свердловині видобувного обладнання, наступний режим роботи слід задавати із урахуванням зменшення припливу рідини з тріщин [110] (див. том 3).

Ефективність робіт може бути підвищена також діянням у свердловині на малопрониючі інтервали продуктивного пласта або на матрицю породи (кислотою, теплом, вуглеводневим розчинником, здійсненням перфорації тощо) [514]. За необхідності можна також додатково створити вибійний корок.

Таким чином, діяння на пласт з метою тампонування високопроніючих тріщин попередньо виконується зі сторони видобувних свердловин і далі за розглянутою вище технологією зі сторони нагнітальних свердловин.

#### Системне запомповування дисперсної системи у видобувні і нагнітальні свердловини

Запомповування дисперсної системи (суспензії, наприклад пом'якшувача у воді), можна здійснювати за нашим способом [531] системно – не тільки в нагнітальні свердловини, але й в усі обводнювані видобувні (нафтові, газові) свердловини, які реагують на запомповування води в нагнітальні свердловини (див. нижче § 5.4) з метою регулювання процесу розробки покладу та ізоляції припливу пластових вод.

З метою оцінки ефективності системного діяння на обводнений нафтовий поклад детальніше виконаємо гідродинамічний аналіз розподілу тиску в пласті, розподілу розкриття тріщин і встановимо можливі розміри зон оброблення тампонажним дисперсним матеріалом (див. рис. 5.35).

У тріщинуватому-пористому пласті фільтрація рідини відбувається в порах матриці та в тріщинах і є складним просторовим рухом (див. вище). Для такої оцінки достатньо виконати аналіз у дещо спрощеній постановці, розглянувши фільтрацію в тріщинах як у середовищі з найбільшою проникністю. Тоді розподіл тиску  $p$  в пласті описується формулою [49]:

$$p = p_{\text{пл}} + \frac{1}{\alpha} \ln \left[ 1 - \frac{1 - \exp[-\alpha(p_{\text{пл}} - p_{\text{в}})]}{\ln(R_{\text{к}}/r_{\text{с}})} \right] \ln \frac{R_{\text{к}}}{r}, \quad (5.389)$$

де  $p_{\text{пл}}$  – пластовий тиск;  $p_{\text{в}}$  – тиск на вибої свердловини;  $R_{\text{к}}$ ,  $r_{\text{с}}$  – радіуси контуру зони дренажу пласта свердловиною і свердловини;  $r$  – біжучий радіус;  $\alpha$  – реологічний параметр (коефіцієнт) тріщинуватого середовища.

Дана формула є справедливою як для нагнітальної свердловини, так і для видобувної з урахуванням напряму фільтрації. Реологічний параметр за даними досліджень становить  $(0,1-16) \cdot 10^{-7} \text{ Па}^{-1}$ .

Знаючи розподіл тиску в пласті, можемо оцінити величину розкриття тріщини:

$$\delta = \delta_0 \left[ 1 - \frac{\alpha}{3} (p_{\text{пл}} - p) \right], \quad (5.390)$$

де  $\delta$ ,  $\delta_0$  – розкриття тріщини при тисках відповідно  $p$  і  $p_{\text{пл}}$ .

У тріщину частинки дисперсного тампонажного матеріалу можуть надходити за такої спрощеної умови (щодо проникання частинок у тріщини див. вище § 5.1):

$$d_{\text{max}} < \delta_{\text{max}} / a_{\text{ск}}, \quad (5.391)$$

де  $d_{\text{max}}$ ,  $\delta_{\text{max}}$  – максимальні розміри діаметра частинок і розкриття тріщини;  $a_{\text{ск}}$  – коефіцієнт, який характеризує повноту врахування можливості утворення склепіння із частинок на вході в тріщину, заклинювання одних частинок іншими в тріщині, міру окатаності частинок і розмах розподілу діаметра частинок (цей коефіцієнт можна брати рівним 1-3).

Отримані результати розподілу тиску  $p(r)$  в тріщинуватому пласті показують його істотну залежність від реологічного параметра  $\alpha$  (рис. 5.37). При його великих значинах ( $\alpha \geq 3 \cdot 10^{-7} \text{ Па}^{-1}$ ) визначальною щодо

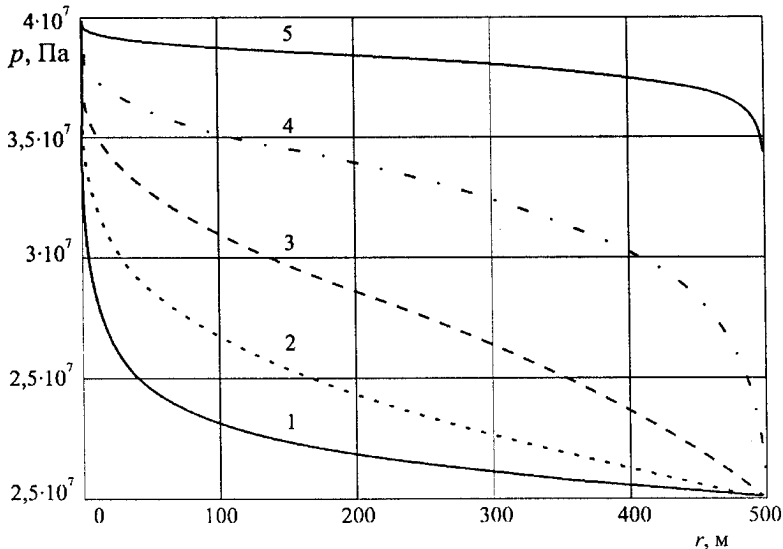


Рис. 5.37 – Розподіл тиску  $p$  в тріщинуватому пласті в залежності від відстані  $r$  від нагнітальної свердловини за різних значин реологічного параметра  $\alpha$ ,  $10^{-7} \cdot \text{Па}^{-1}$ : 1 – 0,1; 2 – 1; 3 – 2; 4 – 4; 5 – 16

зміни тиску  $p$  в пласті є величина тиску  $p_g$  на вибої нагнітальної свердловини (лінії 4-5). Вплив контурного (пластового) тиску  $p_{пл}$  помітний тільки в приконтурній зоні. Це пояснюється величиною деформації тріщин пласта, що є наслідком різного розкриття тріщин (рис. 5.38), яке в привибійній зоні нагнітальної свердловини сягає великих значин і поступово зменшується з віддаленням від неї. При менших значинах реологічного параметра його вплив на розподіл тиску спадає і при  $\alpha = 0,1 \cdot 10^{-7} \text{Па}^{-1}$  маємо практично розподіл тиску в пористому пласті.

На рис. 5.39 і 5.40 подано залежності між глибиною проникнення частинок тампонажного матеріалу в пласт, їх розміром і реологічним параметром. Вони показують, що на величину радіуса проникнення частинок у пласт у рівній мірі впливають як діаметри частинок  $d$ , так і реологічний параметр  $\alpha$ .

На рис. 5.41 показано залежність, яка дає змогу наочно оцінити можливість використання наявного дисперсного матеріалу (наприклад, полівінілового спирту) в залежності від початкового розкриття тріщин  $\delta_0$ . Таку оцінку можна виконати для розмірів найменших, середніх і найбільших частинок.

Аналізом виявлено, що чим більшою є величина реологічного параметра  $\alpha$ , тим самим маємо сприятливіші умови для проникання частинок дисперсного матеріалу в пласт. Так, частинки діаметром  $d=0,2$  мм при

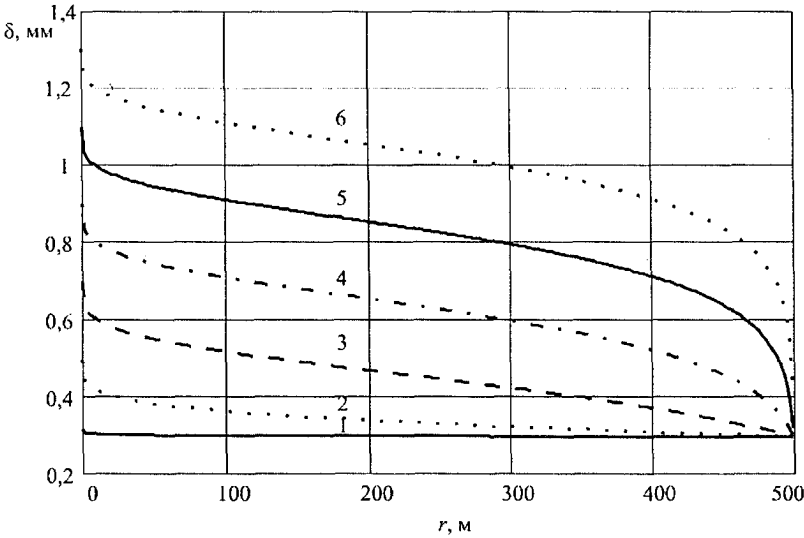


Рис. 5.38 – Розподіл розкриття тріщин  $\delta$  в залежності від відстані від нагнітальної свердловини  $r$  за різних значин реологічного параметра  $\alpha$ ,  $10^{-7} \cdot \text{Па}^{-1}$ :  
 1 – 0,1; 2 – 1; 3 – 2; 4 – 3; 5 – 4; 6 – 5

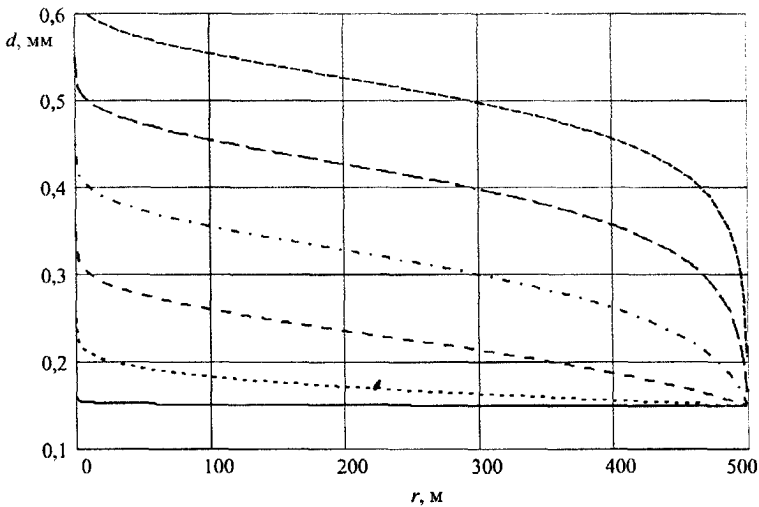


Рис. 5.39 – Взаємозв’язок діаметра  $d$  частинок дисперсного тампонажного матеріалу і глибини (радіуса) їх проникнення  $r$  у тріщинуватий пласт при запомповуванні через нагнітальну свердловину за різних значин реологічного параметра  $\alpha$ ,  $10^{-7} \text{ Па}^{-1}$ :  
 1 – 0,1; 2 – 1; 3 – 2; 4 – 3; 5 – 4; 6 – 5

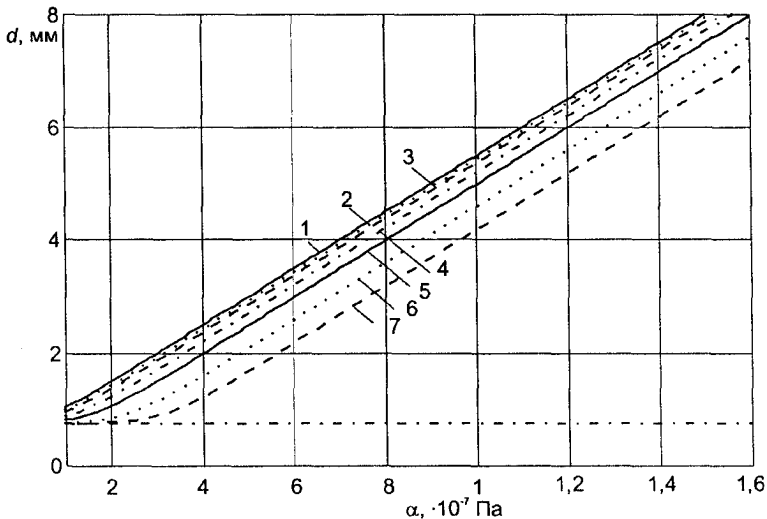


Рис. 5.40 – Взаємозв’язок діаметра  $d$  частинок дисперсного тампонажного матеріалу і величини реологічного параметра  $\alpha$ , коли забезпечується їх проникання в пласт на глибину  $r$ , м, що становить:  
 1 – 10; 2 – 25; 3 – 50; 4 – 150; 5 – 300; 6 – 450; 7 – 490; 8 – 500

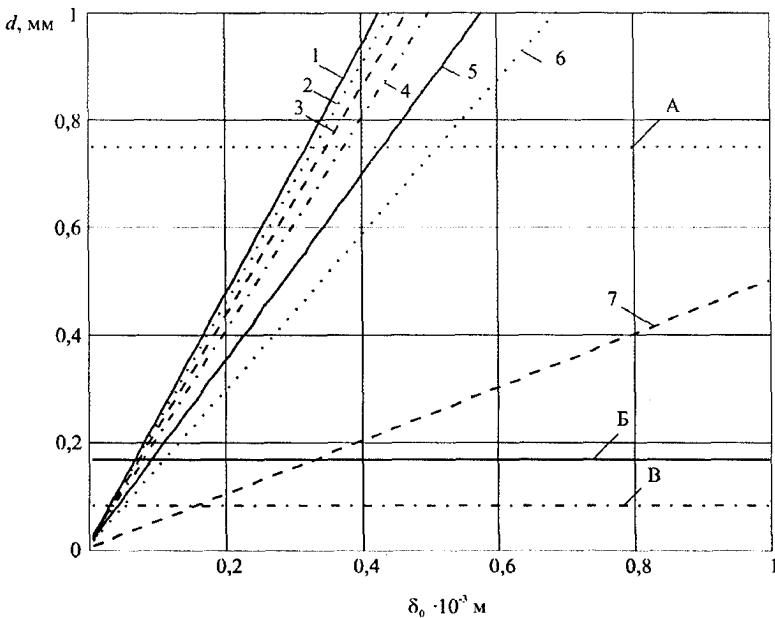


Рис. 5.41 – Взаємозв'язок необхідної значини діаметрів частинок дисперсного тампонажного матеріалу  $d$  і величини початкового розкриття тріщин  $\delta_0$  для забезпечення проникання частинок у пласт на глибину  $r$ , м:  
 1 – 10; 2 – 50; 3 – 150; 4 – 300; 5 – 450; 6 – 490; 7 – 500; лінії А –  $d = 0,75$  мм;  
 Б –  $d = 0,167$  мм; В –  $d = 0,08$  мм

$\alpha = 2 \cdot 10^{-7} \text{ Па}^{-1}$  проникають на 350 м, при  $\alpha = 3 \cdot 10^{-7} \text{ Па}^{-1}$  – на 480 м, а при  $\alpha = 3 \cdot 10^{-7} \text{ Па}^{-1}$ , маємо, що для частинок діаметром  $d = 0,3$  мм глибина проникання  $r$  сягає 300 м. Із збільшенням дисперсності частинок (покращенням якості тампонажного матеріалу) можна домогтися підвищення ефективності процесу в розумінні розширення зони тампонування. З допомогою, наприклад, полівінілового спирту із середнім розміром дисперсних частинок  $d = 0,167$  мм при початковому розкритті тріщин  $\delta_0 = 0,1 \cdot 10^{-3}$  мм можна сподіватися значного проникання їх у пласт (до 450 м).

Аналізуючи характер зміни тиску, а також коефіцієнта тріщинної проникності і розкриття тріщин вздовж найкоротшого шляху фільтрації між нагнітальною і видобувною свердловинами в системі площового заводнення, виснуємо, що тампонажний дисперсний матеріал можна запомпувати в пласт на глибину до 0,1-0,2 від відстані між видобувною і нагнітальною свердловинами, тобто порядку до 50 - 100 м. Для розрахунку були взяті середні умови, які існують в пласті, і максимальний тиск на вибої нагнітальної свердловини, який створюється за схемою гідравлічного розриву пласта. При менших тисках на вибої нагнітальної

свердловини ця глибина буде значно меншою. У решті пласта розкриття тріщин змінюється дуже мало (навіть при дуже великій депресії тиску у видобувній свердловині, взятій рівною 5 МПа). Звідси слідує, що з метою збільшення розмірів зони тампонування доставку тампонажного матеріалу в пласт треба здійснювати за схемою гідравлічного розриву пласта, тобто при високих тисках запомповування.

Тріщинуватість нерівномірно розподілена по покладу. В околицях видобувних свердловин тріщини можуть бути тільки частково зімкнутими і служити каналами передчасного проривання води; також може бути розвинутою штучна тріщинуватість. У міру тампонування тріщин запомповуванням дисперсної системи в нагнітальну свердловину перерозподіл потоків відбувається на ті видобувні свердловини, які знаходяться в зонах підвищеної природної чи штучної тріщинуватості.

Звідси розвитком розглянутого вище способу (див. § 5.3.2) є наш спосіб розробки нафтового покладу [534], згідно з яким, з метою підвищення нафтовилучення і зменшення відборів супутньої води за рахунок збільшення розмірів непроникного бар'єру в тріщинуватому пласті і перерозподілу потоків запомповуваного витіснювального агента, доставку дисперсного тампонажного матеріалу в пласт здійснюють за схемою гідравлічного розриву пласта системно в нагнітальну свердловину і додатково в навколишні високообводнені видобувні свердловини, котрі знаходяться в зонах підвищеної тріщинуватості, а відбирання рідини через видобувні свердловини здійснюють при депресіях тиску, які перевищують депресію тиску перед тампонуванням тріщин.

Це дає змогу одержати нові суттєві ефекти, а саме:

а) доставка тампонажного матеріалу в пласт шляхом гідравлічного розриву – збільшення розмірів зони тампонування тріщин;

б) доставка тампонажного матеріалу в пласт також через навколишні високообводнені видобувні свердловини – додаткове збільшення розмірів зони тампонування тріщин;

в) здійснення відбирання рідини при депресії тиску, яка перевищує депресію тиску перед тампонуванням тріщин – поряд із першими двома пунктами підвищення нафтовилучення, зменшення відбору супутньої води і також збільшення поточного видобутку нафти та повне використання потужності встановленого на свердловині нафтовидобувного експлуатаційного обладнання.

Обґрунтування величини депресії тиску після тампонування тріщин подано в томі 3.

Якщо тріщини розкриті тільки в околицях нагнітальних свердловин внаслідок наявності підвищеного тиску, то, як щойно вказано вище, запомповування тампонажного матеріалу доцільно здійснювати при



тисках, котрі перевищують встановлений робочий тиск нагнітання води, а при значному зростанні тиску запомповування процес припиняють і продовжують звичайне нагнітання води. Цим забезпечується тампонування висопровідних тріщин, регулювання і вирівнювання профілю приймальності. Якщо інтервал інтенсивного поглинання води розташований у нижній частині розкритого розрізу, то може бути доцільним додаткове створення вибійного корка.

Якщо підвищена штучна чи природна тріщинуватість є розвинутою тільки в околиці видобувної свердловини, то ефективність процесу в цьому випадку може бути досягнута запомповуванням дисперсного тампонажного матеріалу в околицю видобувної свердловини. При цьому, як було вказано, чим на більшу глибину буде запомповано тампонажний матеріал, тим вищою буде ефективність тампонування.

Надходження частинок на необхідну глибину в пласт регулюється величиною тиску запомповування і підбиранням їх розміру (фракційного складу). У всіх випадках потрібно вибрати такий тиск запомповування, щоб забезпечити або необхідне розкриття тріщин, або запобігти подальше перенесення частинок при наступному запомповуванні води, або запобігти їх винесення з тріщин, або запобігти перекриття тріщин при напруженому стані.

Запомповування, наприклад, пом'якшувача в пласт здійснюється з допомогою води. У процесі запомповування і особливо при наступному нагнітанні води відбувається капілярне просочування її в пористі блоки і малопроникні зони. Витіснявана звідти нафта загальним потоком переноситься у видобувні свердловини. Якщо шар пом'якшувача в тріщинах є достатньо проникним (не передбачається зниження проникності керуванням тиском запомповування чи іншими способами), то нафта, яка фільтрується через шар, вступає в контакт із пом'якшувачем. Внаслідок цього, як показано вище (§ 2.5.8), відбувається набухання пом'якшувача, перетворення гранульованого шару в липку і пластичну масу. Природно, проникність шару при цьому знижується. Однак даний процес є спонтанним і носить випадковий характер, а у високопромитих зонах він може бути відсутнім.

Із рис. 5.35 слідує, що в околиці нагнітальної свердловини проникність тріщин є найвищою внаслідок наявності підвищеного тиску. В околицях видобувних свердловин може бути розвинутою штучна тріщинуватість як результат попереднього гідророзриву пласта. Якщо в міжсвердловинній зоні пласта тріщинуватість не проявляється, то наявність таких тріщин призводить до зниження охоплення пласта витісненням, а тоді за таких умов може бути доцільним тільки локальне тампонування тріщин (див. § 5.2.1) в околицях видобувних та нагнітальних свердловин (рис. 5.42).

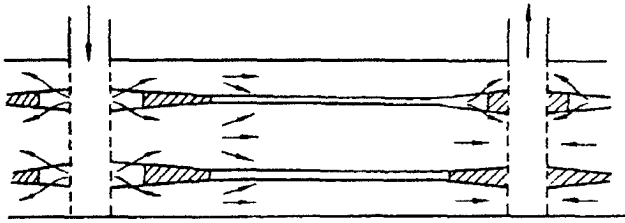


Рис. 5.42 – Схема локального тампонування тріщин в околицях видобувної та нагнітальної свердловин

### Спосіб тампонування окремих мегатріщин

У пласті можуть існувати одна чи декілька високопровідних тріщин, проривання води по яких призводить до передчасного обводнення видобувних свердловин. Тампонування цих тріщин на всій відстані між зонами відбирання і запомповування призведе до перерозподілу фільтраційних потоків із тріщин на решту частин пласта, підвищення охоплення пласта заводненням (рис. 5.43) і збільшення нафтовидобутку. Оскільки дебіти видобувних і приймальності нагнітальних свердловин визначаються проникностями системи тріщин і пористих блоків, то з метою збереження (пітримування) великих витрат рідини можна тріщини поблизу видобувних та нагнітальних свердловин залишити не закупореними [501] (див. § 5.2.1).

### Спосіб тампонування тріщин композицією різнодисперсних систем

Розкриття тріщин істотно залежить від тиску і зменшується в напрямку від нагнітальної свердловини до видобувної. Звідси рекомендуємо спочатку запомповувати частинки великої дисперсності при малій концентрації їх, а відтак поступово збільшувати концентрацію частинок у носії і переходити до запомповування більших за розміром частинок, що

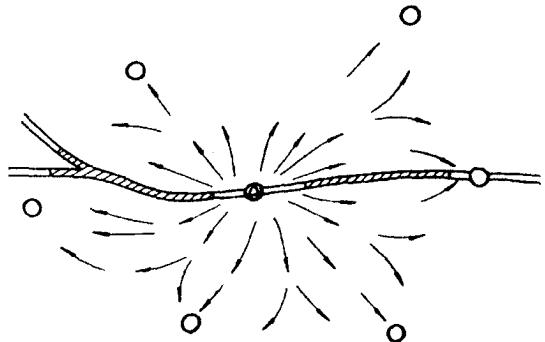


Рис. 5.43 – Схема перерозподілу потоків після тампонування окремих високопровідних тріщин (мегатріщин) у глибині пласта між нагнітальною і видобувними свердловинами

забезпечує надходження частинок на більшу глибину в пласті (див. рис. 5.39) і тампонування тріщин у більшій зоні відповідно до розкриття тріщин (див. рис. 5.38) і до зміни проникності тріщини вздовж пласта (див. рис. 5.35), а нагнітання суспензії здійснювати за тиску, що забезпечує велике розкриття тріщин і перевищує наступні робочі тиски нагнітання води без гранул, з метою попередження подальшого перенесення гранул, винесення їх із тріщин та перекриття тріщин у породі при напруженому стані.

Залежно від конкретних умов композицію різнодисперсних систем можна підібрати із розглянутих вище матеріалів (див. наприклад табл. 2.132), або взяти різні фракції одного матеріалу, наприклад спінюваного полістиролу (див. § 2.54). Так, спінюваний полістирол постачається промисловістю розсіяним на 5 фракцій за розміром: понад 3,2; 3,2-1,8; 1,8-0,9; 0,9-0,4; менше 0,4 мм. Його густина 1050-1080 кг/м<sup>3</sup>, температури розм'якшення 82-95°C і самозаймання 440°C. Він не розчиняється у воді і нафті.

### Спосіб тампонування тріщин пластичними дисперсними матеріалами

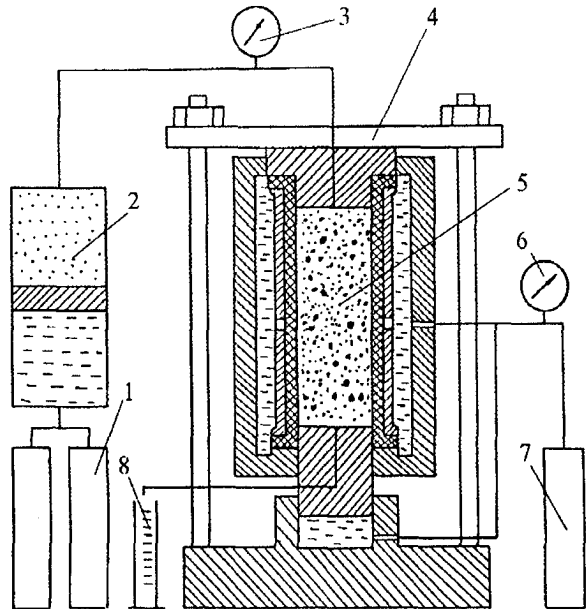
При введенні дисперсного пом'якшувача в тріщинувано-пористий чи тріщинуватий пласт у вигляді суспензії потоком запомповуваної води утворення тампонувальної структури відбувається під дією гідродинамічного напору цього потоку при підвищеній (пластовій) температурі, а також внаслідок наступної коьмтатації утвореного шару дрібнішими частинками самого пом'якшувача.

При необоротній деформації внаслідок всестороннього стискання шару гранульованого пом'якшувача можна спостерігати два процеси: пружної протидії і ущільнення (або спресування) гранул у щільніший конгломерат, причому другий процес істотно переважає над першим. Характерною ознакою ущільнення є підвищення опору зовнішньому зусиллю. Разом з тим пом'якшувач є пластичним матеріалом і характеризується досить високою (до 50%) величиною усадки під дією зовнішнього навантаження (див. вище § 2.5.8). Внаслідок цього, природно, в значній мірі змінюються фільтраційна характеристика його шару. Ця зміна фільтраційної характеристики пористого середовища пом'якшувача зумовлена тим, що об'єм вільного простору під дією зовнішнього тиску зменшується, відповідно зменшується і коефіцієнт проникності шару. Так як пом'якшувач є пластичним матеріалом і характеризується залишковою деформацією, то із підвищенням зовнішнього тиску (зусилля) на насипний шар відбувається необоротний процес згасання проникності.

Дослідження впливу всестороннього стиснення на проникність проби пом'якшувача проведено на лабораторному устаткуванні (рис. 5.44) в поєднанні із устаткуванням УДПК-1М при температурі 20°C.

Рис. 5.44 – Схема устаткування для визначення залежності коефіцієнта проникності шару пом'якшувача від тиску:

1 – прес пропомповування; 2 – розділювач; 3 – манометр вимірювання тиску пропомповування; 4 – кернотримач; 5 – проба пом'якшувача; 6 – манометр вимірювання тиску гідрообтискання; 7 – прес гідрообтискання; 8 – бюретка



Пробу гранульованого пом'якшувача масою 20 г помістили в спеціальну циліндричну гумову манжету з перфорованою металевою втулкою і утрамбували скляною паличкою (імітація діяння гідродинамічного напору). Отриманий насипний взірець ретельно вакуумували (протягом чотирьох годин), насичували дистильованою водою (протягом двох годин) і помістили в кернотримач 4 зі всестороннім (по торцевих і боковій поверхнях) гідрообтискання. Конструкцією кернотримача забезпечувалося однакове всестороннє обтискання (по боковій і торцевих поверхнях), чим виконували умову об'ємного стискування кожного елемента пласта. Обтискання шару пом'якшувача викликає ущільнення (спресування) гранул в щільніший конгломерат. При обтисканні шару зменшується об'єм вільного простору – пустот, утворених за рахунок гранулярної структури матеріалу, і відбувається незворотний процес згасання проникності його шару. Обтискання взірця здійснювали пресом 7, а тиск реєстрували манометром 6.

Пропомповування дистильованої води через взірець із витратою  $(1,6-2,0) \cdot 10^{-7} \text{ м}^3/\text{с}$  проводили пресом устаткування УДПК-1М. Тиск пропомповування реєстрували манометром 3. Діаметр і довжину взірця вимірювали до і після здійснення досліду, а проміжні їх значини брали шляхом інтерполяції пропорційно до збільшення тиску обтискання. Коефіцієнт проникності визначали із рівняння Дарсі (табл. 5.17).

Таблиця 5.17 – Результати визначення коефіцієнта проникності шару пом'якшувача в залежності від зовнішнього тиску при температурі 20°C

Зовнішній тиск $P_{\text{зовн}}$ , МПа	Тиск пропомповування $P_{\text{пр}}$ , МПа	Витрата води через в'язірь, $10^{-7} \text{ м}^3/\text{с}$	Довжина в'язря, м	Діаметр в'язря, м	Площа поперечного перерізу в'язря, $10^{-4} \text{ м}^2$	Коефіцієнт проникності $k$ , $\text{мкм}^2$	Ефективний тиск $P_{\text{эф}}$ , МПа
0,4	0,019	1,96	0,051	0,029	6,6	1,57	0,381
0,6	0,022	2	0,050	0,0287	6,4	0,7	0,578
0,8	0,031	1,79	0,049	0,0284	6,3	0,45	0,769
1,0	0,039	1,64	0,048	0,0281	6,2	0,33	0,961
1,2	0,056	1,69	0,048	0,0278	6,07	0,24	1,144
1,4	0,078	1,59	0,047	0,0275	5,9	0,16	1,322
1,6	0,09	1,64	0,046	0,0272	5,8	0,15	1,51
1,8	0,14	1,59	0,045	0,0269	5,6	0,09	1,66
2,0	0,2	1,93	0,045	0,0266	5,5	0,08	1,8
2,2	0,29	1,93	0,044	0,0263	5,4	0,05	1,91
2,4	0,48	1,96	0,043	0,0260	5,3	0,03	1,92
2,6	0,7	1,89	0,042	0,0257	5,2	0,022	1,9
2,8	1,0	1,89	0,042	0,0254	5,0	0,015	1,8
3,0	1,3	1,93	0,041	0,0251	4,9	0,012	1,7
3,4	3,0	1,69	0,040	0,0248	4,8	0,0048	0,4
4,0	4,0	1,89	0,039	0,0240	4,5	0,0041	0
від 4,2	до 30,0	відсутня	0,038	0,0240	4,5	0	

Дослідження показали, що тампонувальні властивості шару гранульованого пом'якшувача у великій мірі залежать від величини зовнішнього тиску. При ефективному тиску (різниця зовнішнього тиску обтискання і внутрішнього тиску пропомповування) 0,4-0,6 МПа, який значно перевищує значину тиску, що створюється гідродинамічним напором (особливо на великій відстані від свердловини), коефіцієнт проникності  $k$  проби пом'якшувача є високим (1,6-0,7  $\text{мкм}^2$ ). Значить, вклад гідродинамічного напору в загальному механізмі зниження коефіцієнта проникності шару пом'якшувача в тріщині є незначним.

При збільшенні зовнішнього тиску від 0,4 до 3,0 МПа коефіцієнт проникності проби зменшується від 1,6 до 0,012  $\text{мкм}^2$  (величина одного порядку із коефіцієнтом проникності матриці), а при зовнішньому тиску, що рівний 4,2 МПа, коефіцієнт проникності проби пом'якшувача практично дорівнює нулю, тобто шар стає непроникним тампоном.

Так як витрата рідини була майже постійною, то тиск пропомповування зростав (вихід сполучався із атмосферою).

При проведенні експерименту на взірець пом'якшувача впливає зовнішній тиск всестороннього стискання  $p_{\text{зовн.}}$  і внутрішній тиск – тиск пропомповування рідини  $p_{\text{пр.}}$ . Тобто він перебуває в напруженому стані під дією так званого ефективного тиску

$$p_{\text{сф.}} = p_{\text{зовн.}} - p_{\text{пр.}} \quad (5.392)$$

Із графіка експериментальної залежності коефіцієнта проникності від величини ефективного тиску (рис. 5.45) слідує, що при досягненні тиску  $p_{\text{сф.}} = 1,92$  МПа відбувається гістерезис коефіцієнта проникності.

Починаючи з ефективного тиску 1,9 МПа (він відповідає зовнішньому тиску 2,2 МПа і коефіцієнтові проникності  $0,03$  мкм<sup>2</sup>), спостерігали зменшення коефіцієнта проникності шару навіть при зниженні ефективного тиску. Мабуть, спостережено ущільнення шару і подальше зменшення коефіцієнта проникності його під дією перепаду тиску по довжині шару.

Таким чином, тампонувальні властивості пом'якшувача найінтенсивніше проявляють себе при зовнішньому тиску понад 2,2 МПа.

За результатами експерименту нами запропоновано спосіб тампонування тріщин [536], який забезпечує зниження коефіцієнта проникності шару пластичного пом'якшувача. Оскільки намитий шар має високий коефіцієнт проникності (за даними дослідів фільтрації через колонку без гідروобтискання коефіцієнт проникності становить  $2,1$  мкм<sup>2</sup>, а при незначному стисканні –  $1,6-0,7$  мкм<sup>2</sup>), то шар не забезпечить необхідного перерозподілу потоку із тріщин на нафтонасичені матриці. Суть запропонованого способу тампонування тріщин [536] полягає в тому, що запомповування в пласт суспензії пом'якшувача здійснюють при тиску, що перевищує на 4,2 МПа тиск розширення (розкриття) тріщин або вибійний тиск свердловини, якщо він є вищим тиску розширення тріщин.

При створенні такого тиску запомповування тріщини пласта розкриваються в більшій мірі і заповнюються пом'якшувачем. Після переходу на попередній режим запомповування стінки

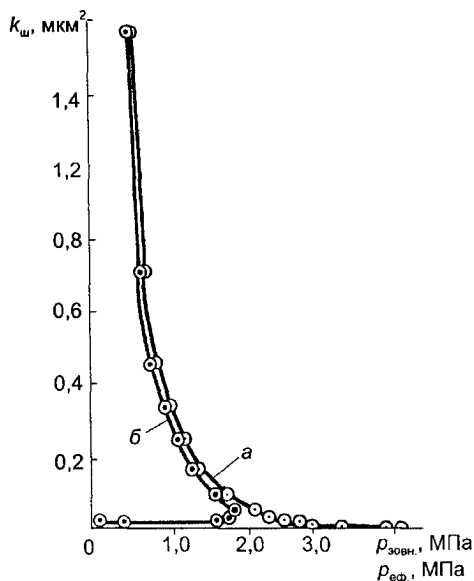


Рис. 5.45 – Залежності коефіцієнта проникності  $k_{\text{ш}}$  шару пом'якшувача від величин зовнішнього (а) і ефективного (б) тисків

тріщин стискають шар пом'якшувача, який заповнив їх, створюючи тим самим непроникний тампон.

Оскільки густина гранульованого пом'якшувача становить 1020-1040 кг/м<sup>3</sup>, тобто є близькою до густини рідини-носія (води), то це дає змогу здійснювати перенесення гранул пом'якшувача по тріщинах на різні відстані практично незалежно від швидкості руху води. Після переходу на попередній режим роботи свердловини тріщини пласта змикаються до попереднього стану під дією гірничого тиску і защемляють пом'якшувач, який заповнює їх. На утворений тампонувальний бар'єр у тріщинах діє, таким чином, зовнішній тиск обтискання, який дорівнює різниці тиску запомповування пом'якшувача і тиску розширення (розкриття) тріщин (гірничого тиску). Оскільки пом'якшувач матеріалу є пластичним, то зі збільшенням зовнішнього тиску на нього відбувається процес згасання коефіцієнта проникності. Величину зовнішнього тиску на шар пом'якшувача, за якого його коефіцієнт проникності дорівнює нулю, визначено експериментально на устаткованні УДПК-1 із застосуванням керно-тримача із всестороннім обтисканням.

Тампонувальний бар'єр із гранульованого пом'якшувача стає непроникним, якщо при змиканні тріщин він є стиснутий тиском, який дорівнює 4,2 МПа.

На конкретній свердловині покладу із тріщинуватим і тріщинувато-пористими колекторами визначають тиск розкриття тріщин. Якщо свердловина працює із вибійним тиском, меншим за тиск розкриття тріщин, то запомповування гранульованого пом'якшувача проводять при тиску, що перевищує не менше, ніж на 4,2 МПа тиск розкриття тріщин. Якщо ж свердловина працювала із вибійним тиском вище тиску розкриття тріщин, то запомповування пом'якшувача проводять при тиску, що перевищує не менше, ніж на 4,2 МПа, її вибійний тиск. Запомповуваний пом'якшувач проникає у віддалену від свердловини зону пласта по розкритих тріщинах і заповнює їх. Після запомповування пом'якшувача свердловина вводиться в експлуатацію із попереднім вибійним тиском. При цьому розкриті під тиском запомповування пом'якшувача тріщини змикаються до попереднього стану і защемляють пом'якшувач, який заповнює їх, під тиском 4,2 МПа. Коефіцієнт проникності тампонувального бар'єру знижується до нуля, і він закупорює високопроникні тріщини. Після запомповування пом'якшувача у видобувні або нагнітальні свердловини витіснявальна вода примусово йде в обхід непроникних (затампонованих) тріщин у пори нафто- або газонасичених матриць, витісняючи таким чином звідти нафту або газ. Чим глибше в пласт буде запомповано пом'якшувач, тобто чим більший об'єм високопроникних тріщин буде заповнено пом'якшувачем, тим більшим буде охоплення нафто- або газонасичених матриць пласта.

Застосування способу тампонування тріщин у віддаленій від свердловини зоні пласта забезпечує збільшення охоплення пласта витісненням нафти (газу) водою, а отже, його нафтовилучення, а також зменшення припливу пластових вод у видобувні свердловини.

Запомповування суспензії пом'якшувача можна здійснювати за таким режимом не тільки в нагнітальну свердловину, але і в обводнену видобувну (нафтову, газову) для ізоляції припливу пластової води або в бурову (за наявності зон поглинання бурового розчину) свердловину.

### Спосіб тампонування тріщин пласта запомповуванням водної суспензії пом'якшувача і водонафтової емульсії

Запомповування дисперсного пом'якшувача в продуктивний пласт за розглянутим вище способом здійснюється у вигляді водної суспензії. У процесі запомповування і особливо при наступному нагнітанні води відбувається капілярне всмоктування її у пористі блоки і малопроникні зони. Нафта, яка витісняється звідти, загальним потоком переноситься у видобувні свердловини.

Пом'якшувач частково розчиняється в нафті. Оцінку зміни агрегатного стану шару пом'якшувача після діяння на нього нафти проводили шляхом вивчення рухомості шару (див. § 2.5.8). Пом'якшувач перемішували з нафтою і готували суміш із різним масовим відношенням  $N$  кількості нафти до кількості пом'якшувача. Для реагування суміш витримували протягом 2 годин, після чого проводили визначення рухомості за ГОСТ 11501-78. Приготувати однорідну суміш пом'якшувача із малим вмістом нафти ( $N < 0,5$ ) не вдавалося через утворення грудок незмоченого нафтою пом'якшувача. Однорідну суміш вдалось отримати, використавши замість нафти водонафтову емульсію. Оскільки пом'якшувач нейтральний по відношенню до води, котра міститься в емульсії і реагує лише з нафтою, то правомірно вважати, що масовий вміст  $N$  нафти в емульсії до кількості пом'якшувача буде таким же, як і для суміші пом'якшувача із такою ж кількістю чистої нафти. Емульсію готували шляхом диспергування сирої нафти Долинського родовища в дистильованій воді. Як емульгатор-стабілізатор використовували сульфолон в кількості 1% від робочого об'єму емульсії. Відношення кількості емульсії до кількості пом'якшувача у всіх дослідах було постійним (на 1 г пом'якшувача – 0,52 мл емульсії). Вміст вуглеводневої фази (нафти) в емульсії змінювався від 5 до 60%. Значина  $N$  визначалась як відношення (за масою) кількості нафти, що міститься в емульсії, до кількості пом'якшувача. Аналіз отриманих результатів показав, що при  $N = 0,2$  рухомість суміші є мінімальною і становить 1,2 мм. При  $N = 0,4-0,5$  рухомість суміші дорівнює рухомості сухого шару пом'якшувача ( $\tau = 6,2$  мм). При  $N > 0,5$



шар перетворюється в легкокорухому масу. У нафті гранули пом'якшувача частково розчиняються, злипаються між собою, гранулярна структура шару втрачається і утворюється однорідна липка маса. Отже, проникність шару пом'якшувача при взаємодії його із нафтою буде зменшуватися.

Лабораторні досліді із визначення діяння нафти на проникність шару пом'якшувача проводились на устаткованні УДПК-1М при температурі 20°C (див. § 2.5.8). Коефіцієнт проникності шару пом'якшувача по воді становив 122 мкм<sup>2</sup>. Відтак через шар пом'якшувача пропомповували нафту Долинського родовища. Однак тиск пропомповування за мінімальної витрати, який дає змогу створювати устаткування, зріс до 20 МПа, а нафти на виході із колонки виявлено не було. Після розкриття колонки виявилось, що нафта проникла в шар лише на декілька сантиметрів. Решта об'єму пом'якшувача не була змочена нафтою. У результаті розчинення пом'якшувача утворилась практично непроникна зона, яка перешкоджала подальшому переміщенню нафти.

Тоді в досліді замість нафти пропомповували водонафтову емульсію, яка включала 20% нафти Долинського родовища, 1% превоцелу і водопровідну воду (решта). Зміна фільтраційних характеристик шару пов'язана зі зміною тиску пропомповування за постійної витрати водонафтової емульсії. Як видно із рис. 5.46, на початку процесу тиск пропомповування становить 0,035-0,04 МПа, після 2640 с (44 хв.) пропомповування – 0,1 МПа (пропомповано нафти  $N_{н} = 0,5 \cdot 10^{-3}$  м<sup>3</sup> на 1 кг пом'якшувача), а після 3300 с (55 хв.) – 10 МПа. Отже, відбулося згасання проникності, яке настало через 50 хв. при запомповуванні в шар  $N_{н} = 1,5 \cdot 10^{-3}$  м<sup>3</sup> нафти з розрахунку на 1 кг пом'якшувача. Після пропомповування водонафтової емульсії (всього 375 мл) коефіцієнт проникності шару пом'якшувача по воді становив 0,0051 мкм<sup>2</sup> (тиск пропомповування води 8,6 МПа, витрата  $0,135 \cdot 10^{-8}$  м<sup>3</sup>/с), тобто шар став практично непроникним (наблизився до значин проникності матриці). Це узгоджується також із результатами дослідів з визначення пенетрації, де встановлено, що при відношенні мас

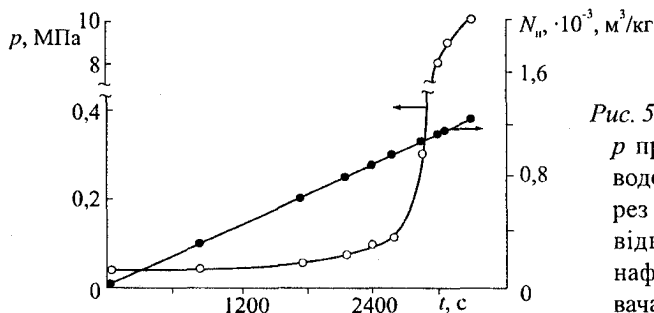


Рис. 5.46 – Залежності тиску  $p$  пропомповування 20% водонафтової емульсії через шар пом'якшувача та відношення  $N_{н}$  об'єму нафти до маси пом'якшувача з часом  $t$

розчинника і пом'якшувача  $N_p = 0,6 - 0,8$  відбувається інтенсивне зростання пенетрації (див. § 2.5.8). Базуючись на даних цих двох дослідів, вважаємо, що оптимальне масове співвідношення кількостей вуглеводневої рідини (нафти) і пом'якшувача слід брати в межах  $0,6 - 0,7$ : 1. Визначена шляхом деемульгування масова кількість нафти у відфільтрованої через шар пом'якшувача емульсії зменшилась на 9 г (з 75 до 66 г). Відношення кількості нафти, яке пішло на набухання і розчинення пом'якшувача, до кількості пом'якшувача в шарі  $N = 0,25$ .

Таким чином, малорухомий низькопроникний шар утворюється при масовому співвідношенні  $N$  кількості нафти до кількості пом'якшувача, рівному  $0,2-0,25$ . При  $N > 0,5$  шар є легко рухомим і може переноситися по тріщинах пласта.

Якщо шар пом'якшувача в тріщинах є достатньо проникним (не передбачалось зниження коефіцієнта проникності розглянутим раніше управлінням тиском запомповування), то нафта, яка фільтрується через шар, вступає в контакт із пом'якшувачем. У результаті, як показано вище, відбувається набухання пом'якшувача, перетворення гранулярного шару в липку і пластичну масу. Звичайно, коефіцієнт проникності шару зменшується. Але даний процес є спонтанним і має випадковий характер. У високопроникних зонах він може бути відсутнім.

Для управління процесом зниження коефіцієнта проникності запропоновано в зону тампонування у необхідних випадках додатково вводити вуглеводневу рідину, яка викликає набухання пом'якшувача.

З метою охоплення всього тампону набуханням введення вуглеводневої рідини доцільно здійснювати вслід за запомповуванням пом'якшувача, причому попередньо диспергувати її у воді до одержання гідрофільної емульсії (типу нафта у воді). Це пов'язано з тим, що при пропомповуванні вуглеводневої рідини через заповнені пом'якшувачем тріщини відбувається інтенсивне набухання і розчинення пом'якшувача. У результаті має місце видалення частини шару і утворення в міру насичення непроникного шару на границі контакту („на вході у тріщину”). У решту об'єму тріщини, що заповнений пом'якшувачем, вуглеводнева рідина тоді не надходить і він залишається високопроникним. А емульсію з невеликим вмістом вуглеводневого розчинника можна запомпувати в глибину заповненої пом'якшувачем тріщини і забезпечити рівномірний процес згасання коефіцієнта проникності дисперсного пом'якшувача у всьому об'ємі тріщини. У результаті весь пом'якшувач набухає і частково розчиняючись, перетворюється в однорідну пластичну липку масу. Емульсію можна також запомповувати послідовними облямівками, чергуючи із пом'якшувачем, що доцільно в разі необхідності великого охоплення тріщин тампонуванням якраз у привибійній зоні.

Таким чином, на основі приведених експериментальних даних оптимальне масове співвідношення кількості вуглеводневої рідини до кількості пом'якшувача для створення малопроникного тампону в тріщині пласта становить 0,66:1.

Звідси нами запропоновано спосіб тампонування тріщин [537], згідно із яким після нагнітання у свердловину суспензії гранульованого бітумовмісного наповнювача (зокрема, пом'якшувача) в рідині-носії протискування її в пласт здійснюють емульсією, яка містить не менше 20% вуглеводнів, або вуглеводневою рідиною в кількості 0,6-0,8 мас. частин до одної масової частини гранульованого бітумовмісного наповнювача.

Технологічно спосіб тампонування [537] здійснюється наступним чином. Гранульований пом'якшувач у рідині-носії запомповується в пласт з утворенням корка у високопровідних тріщинах. Після заповнення високопровідних тріщин шаром пом'якшувача готують і запомповують вуглеводневу рідину, дисперговану у воді до отримання гідрофільної емульсії. Масове співвідношення вуглеводневої рідини (наприклад, нафти) і запомпованого в пласт пом'якшувача становить 0,66:1,0. Застосування способу забезпечує зменшення коефіцієнта проникності тампону в тріщинах пласта по всьому об'єму.

Так, за допомогою нагнітальної свердловини заводнюється елемент покладу 500x500x20 м. У покладі виявлено проривання води по високопровідних тріщинах у видобувні свердловини. Колектори покладу тріщинувато-пористі із коефіцієнтом тріщинуватості 0,0002. Виходячи з того, що тампонуванню буде піддано 10% тріщин, визначаємо кількість необхідного для тампонування пом'якшувача:  $(500 \times 250 \times 20) \times 0,1 \times 0,0002 = 50 \text{ м}^3$ .

Позірна (насипна) густина гранульованого пом'якшувача становить 400 кг/м<sup>3</sup>. Кількість необхідного для тампонування пом'якшувача:  $50 \text{ м}^3 \times 40 \text{ кг/м}^3 = 20000 \text{ кг}$ .

Для здійснення технологічного процесу тампонування тріщин за даним способом необхідно взяти 13200 кг нафти ( $20000 \times 0,66 = 13200 \text{ кг}$ ), що дасть змогу приготувати 66 м<sup>3</sup> гідрофобної емульсії з концентрацією 20% нафти.

За допомогою піскозмішувального агрегату УСП-50 та двох насосних агрегатів УН1-630x700А запомповують 20 т гранульованого пом'якшувача з концентрацією 50 кг пом'якшувача в 1 м<sup>3</sup> рідини-носія (води). Після запомповування пом'якшувача готують 66 м<sup>3</sup> водонафтової суміші (20% нафти, 80% води). Для надання стійкості емульсії додають 0,1% поверхнево-активної речовини (наприклад, сульфанола). За допомогою насосного агрегату УН1-630x700А диспергують нафту у воді до отримання гідрофільної емульсії шляхом пропомповування суміші агрегатом на себе по замкнутій кільцевій системі. Приготовлену таким чином

дисперговану гідрофільну емульсію запоповують у свердловину за допомогою насосного агрегату УН1-630х700А і протискають її об'ємом води, що дорівнює об'єму свердловини. Свердловину вводять в експлуатацію.

Таким чином, механізм утворення тампонувального шару пом'якшувача в тріщинах пласта пов'язаний із ущільненням його тиском стискання тріщин, набуханням у нафті (яка надходить у шар внаслідок капілярного просочування і запоповується з поверхні) та кольматацією утвореного шару; а також в незначній мірі із ущільненням потоком фільтрівної рідини, особливо при підвищеній температурі. Керуючи технологією та параметрами здійснення процесу тампонування тріщин, можна створити в пласті потоковирівнювальні або потоковідхилювальні бар'єри, які сприяють підвищенню охоплення пласта витісненням.

### Спосіб тампонування тріщин пласта дисперсними матеріалами з різною плавучістю

Теоретичне обґрунтування ступеня заповнення тріщини дисперсними матеріалами із додатньою і від'ємною седиментаціями полягає в наступному.

Седиментація – це явище осідання дисперсних частинок дисперсної системи в дисперсійному середовищі (конкретніше – додатня седиментація), а зворотне явище (спливання) називають оберненою або від'ємною седиментацією. Вище досліджено обернену (від'ємну) седиментацію гранульованого асфальтено-смолистого пом'якшувача у воді (див. § 5.1.2, 5.2.2). Кінетику намівання шару пом'якшувача охарактеризовано експериментальними даними (див. рис. 5.32), а процес намівання зернистого шару пом'якшувача біля покрівлі тріщини (внаслідок спливання) при запоповуванні водної суспензії описано критерійним рівнянням (5.26). Аналіз показує, що припинення росту товщини шару (рівноважні умови) настає при відносній товщині його  $\pi_1 = 0,7-0,8$  (у залежності від швидкості потоку суспензії  $u_0$  і концентрації суспензії  $\phi$ ), тобто 30-20% висоти (те ж об'єму) тріщини залишається незаповненою пом'якшувачем.

Додатньою седиментацією (осіданням частинок) характеризується ряд інших дисперсних матеріалів (див. вище § 2.5). Тут аналіз виконано на прикладі гранульованого магнію і піщано-магнієвої суміші.

Суспензіям гранульованого магнію і піщано-магнієвої суміші (на воді, нафті, дизпальному) притаманна додатня седиментація. Зрозуміло, що подібне заповнення (але біля подошви тріщини) буде спостерігатися і при запоповуванні в тріщину суспензії гранульованого магнію чи піщано-магнієвої суміші (обґрунтування щодо піску див. § 5.1.2).

Для вивчення кінетики намівання шару гранульованого магнію і піску виконано розрахунки на ЕОМ за рівнянням (5.26).

Попередньо лабораторним шляхом визначили фракційний склад і швидкість осідання гранул магнію та частинок піску різних діаметрів у воді і гасі, щоб врахувати флотаційний ефект.

Ситовим аналізом (ГОСТ 3584-73) визначено фракційний склад (табл. 5.18) і побудовано гранулометричні криві для магнію і піску (рис. 5.47). Середній „ситовий” діаметр частинок, розрахований як середньозважений по масах фракцій, становив відповідно 1,04 і 1,08 мм, а модальний – 1,2 і 1,0 мм.

Осідання частинок вивчали із використанням вимірного циліндра діаметром 56 мм при довжині шляху осідання 29,5 см. При цьому засипали в рідину невелику порцію одної фракції частинок (5-10 шт.), щоб виклю-

Таблиця 5.18 – Фракційний склад гранульованого магнію і піску

Номер і розмір сита, мм	Розмір частинок, мм	Маса фракції, г		Частка фракцій	
		піску	гранульованого магнію	піску	гранульованого магнію
1. –	менше 1,0	2,7	15,2	0,027	0,152
2. 1,0	1,0-1,2	56	32,6	0,56	0,326
3. 1,2	1,2-1,5	37,8	47,6	0,378	0,476
4. 1,5	1,5-2	2,9	4,6	0,029	0,046
5. 2,0	більше 2	0,6	–	0,006	–

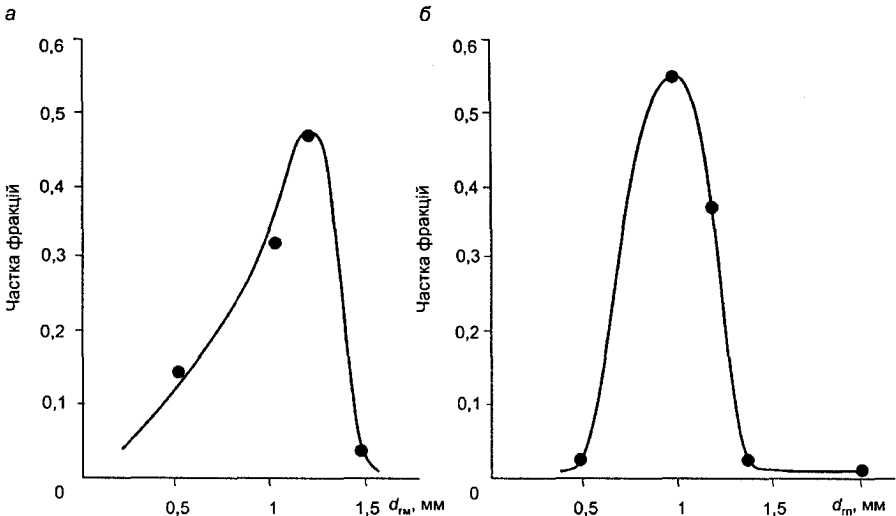


Рис. 5.47 – Щільності статистичного розподілу фракційного складу гранульованого магнію (а) і піску (б)

чити вплив концентрації на швидкість осідання. У результаті експериментів встановлено середньозважені по фракціях швидкості осідання (седиментації) частинок магнію у воді і гасі  $w_{ом} = 0,089$  м/с,  $w'_{ом} = 0,105$  м/с і відповідно частинок піску  $w_{оп} = 0,129$  м/с,  $w'_{оп} = 0,139$  м/с. Густини і коефіцієнти динамічної в'язкості відповідно для води і гасу становили  $1000$  кг/м<sup>3</sup>,  $1$  мПа·с і  $819$  кг/м<sup>3</sup>,  $1,49$  мПа·с; густини матеріалів гранул (частинок) відповідно магнію і піску –  $\rho_{гм} = 1740$  кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_{гп} = 2600$  кг/м<sup>3</sup>.

Для розрахунку за рівнянням (5.26) брали: швидкості седиментації  $w_{ом} = 0,089$  м/м і  $w_{оп} = 0,129$  м/с; розкриття тріщини  $\delta = 2,4 \cdot 10^{-3}$  м; концентрації  $\phi_m = 0,01724$  м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> і  $\phi_{п} = 0,01154$  м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (40 кг/м<sup>3</sup>); висоту тріщини  $\eta_0 = 0,5$  м. Часом  $t$  задавались, щоб забезпечити отримання рівноважних умов. Витрату суспензії брали у відповідності із робочою продуктивністю від 1 до 10 насосних агрегатів (4АН-700 на IV передачі), тобто від  $14,6 \cdot 10^{-3}$  м<sup>3</sup>/с до  $0,146$  м<sup>3</sup>/с.

Результати розрахунків подано на рис. 5.48-5.49. Аналіз показує, що намівання рівноважного шару триває 40200 с (11,2 год.), а відносна товщина його становить 0,7-0,8.

Таким чином, при використанні суспензії гранульованого магнію або піщано-магнієвої суміші те ж 20-30% висоти (або об'єму) тріщини залишається не заповненою тампонувальним шаром.

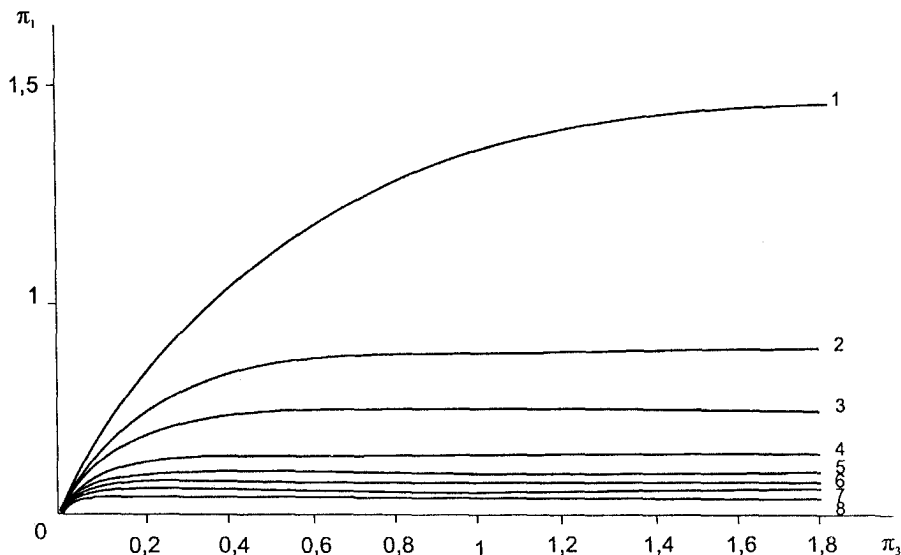


Рис. 5.48 – Залежність  $\pi_1$  від  $\pi_3$  для гранульованого магнію при різних значеннях  $\pi'_2$ : 1 – 544,3776; 2 – 3974,501; 3 – 7948,458; 4 – 15895,83; 5 – 23843,74; 6 – 31779,166; 7 – 39739,57; 8 – 47687,48

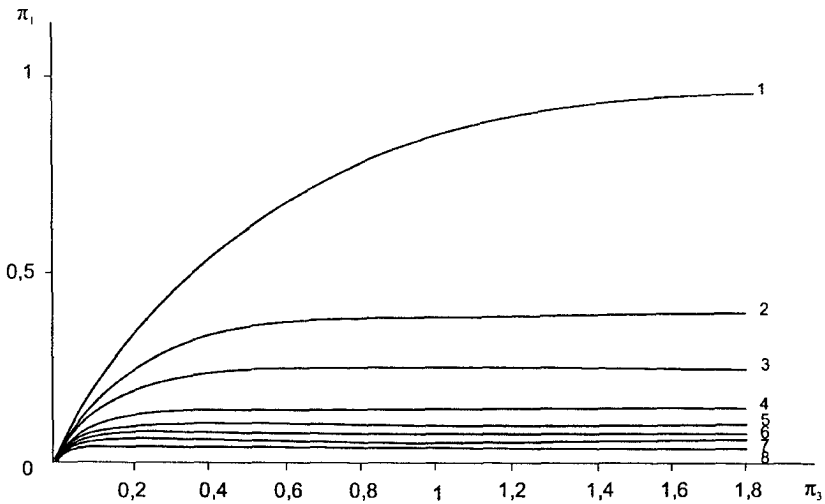


Рис. 5.49 – Залежність  $\pi_1$  від  $\pi_3$  для піску при різних значинах  $\pi_2'$ :  
 1 – 559,7876; 2 – 4087,009; 3 – 8173,459; 4 – 16345; 5 – 24518,7; 6 – 32691,6;  
 7 – 40864,49; 8 – 49037,39

Рівноважні умови намивання описуються рівнянням, як слідує із (5.26) при  $\pi_3 \rightarrow \infty$  (або  $t \rightarrow \infty$ ):

$$\pi_1' = \frac{1}{1 + a_3 \pi_2'} \quad (5.393)$$

або з урахуванням діяння стінок тріщини (див. § 5.1.2)

$$\pi_1' = \frac{1}{1 + a_3 \pi_2''}, \quad (5.394)$$

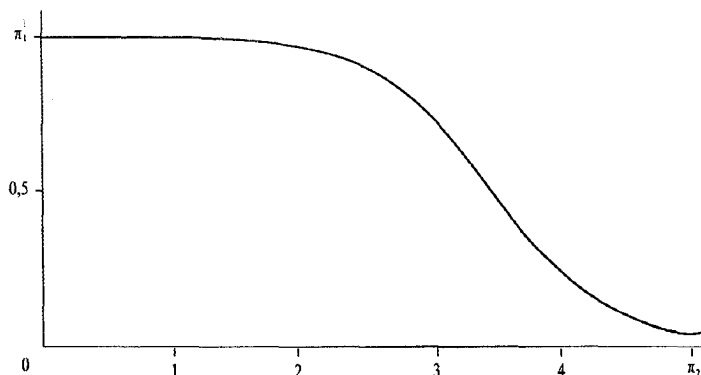
де  $\pi_1' = \frac{h_{кр}}{\eta_0}$ ;  $h_{кр}$  – критична товщина шару;  $\pi_2'' = \pi_2 \frac{0,1565 \delta d \varphi (1 - \varphi)^{n+1}}{18 \eta_0}$ ;

$n$  – показник степеня за П.В. Лященко, котрий враховує стиснуте осідання частинок (за даними різних авторів у залежності від режиму обтікання частинки рідиною значина  $n$  змінюється в межах 2,25-4,8; беремо  $n = 4$ );  $d$  – середній діаметр частинок.

Результати розрахунків для прийнятих вище вхідних даних і  $d_{гм} = 1,04$  мм,  $d_{гп} = 1,08$  мм подано на рис. 5.50 (залежності в білогарифмічних координатах  $\pi_1' - \lg \pi_2$  і  $\pi_1' - \lg \pi_2''$ ).

Ці дані показують, що ступінь заповнення тріщини може змінюватися від 0 до 1 в залежності від  $\pi_2$  (або  $\pi_2''$ ), тобто в залежності від швидкості руху суспензії та її концентрації. Це зумовлює шляхи керування процесом.

Рис. 5.50 –  
Залежність  $\pi_1$   
від  $\pi_2$  (або  $\pi_2''$ )



Звідси формулюється суть способу тампонування тріщин пласта дисперсними матеріалами з різною плавучістю [517]. Суть способу полягає в тому, що з метою підвищення ефективності оброблення привибійної зони обводненого пласта за рахунок зниження проникності обводнених тріщин, одночасно із запомповуванням суміші піску і гранульованого магнію в рідині-носії або безпосередньо за нею в пласт запомповують гранульований асфальтено-смолистий пом'якшувач чи бітумний структуроутворювач за об'ємного співвідношення в пласті кількості суміші піску і гранульованого магнію до кількості пом'якшувача чи структуроутворювача (70-79) : (30-21).

#### Спосіб тампонування тріщин з використанням полівінілового спирту

Спосіб тампонування тріщин, вирівнювання профілю приймальності та ізоляції припливу води з використанням полівінілового спирту (ПВС) полягає в наступному.

Особливість використання ПВС визначається температурою: при температурах до 75°C ПВС набухає у воді, а при температурах вище 75°C – розчиняється у воді (див. § 2.5.6).

У загальному випадку в поклад через свердловини запомповують витіснювальні агенти на основі води – воду, водні розчини речовин, водогазові чи водовуглеводневі (міцелярні розчини) суміші, які додатково містять порошкоподібний ПВС, тобто запомповують дво- чи багатofазну дисперсну систему, наприклад водну суспензію ПВС.

Оскільки густина частинок ПВС (1290 кг/м<sup>3</sup>) є близькою до густини витіснювальних агентів (950-1100 кг/м<sup>3</sup>), а розміри частинок зіставимі з розмірами тріщин у пласті, то тверді частинки надходять тільки у високопрвідні тріщини і переносяться потоком вглиб пласта. У тріщинах створюється тампонувальний зернистий шар ПВС, який зменшує їх проник-



ність. За рахунок цього гідродинамічне витіснення нафти розширюється на тріщини меншого розкриття (меншої провідності) та на пори, що призводить до підвищення коефіцієнта охоплення витісненням та коефіцієнта нафтовилучення. В цьому полягає технологічний ефект використання ПВС при температурах у пласті до 75°C.

Інший технологічний ефект досягається за наявності чи штучному створенні температури вище 75°C. Підвищення температури в зоні тампонування високопровідних тріщин полівініловим спиртом може бути досягнуто або зупинкою запомповування (при пластовій температурі вище 75°C), або запомповуванням теплоносія.

У першому випадку внаслідок запомповування холодних витіснювальних агентів відбувається охолодження привибійної зони, яка після зупинки запомповування нагрівається до початкової пластової температури за рахунок теплоти надр Землі.

У другому випадку вслід за введенням частинок ПВС у пласт продовжують нагнітання гарячих витіснювальних агентів (гарячої води, водяної пари). Тепловий фронт відстає від гідродинамічного фронту (див. вище), але в результаті тривалого запомповування теплоносія (чи перенесення теплового фронту наступним нагнітанням холодного витіснювального агента) зона підвищеної температури поширюється і на область пласта, де знаходиться полівініловий спирт (див. розглянутий вище спосіб).

Оскільки при температурах вище 75°C частинки ПВС розчиняються у воді, то цим досягається можливість управляти проникностями різних зон пласта, тобто спочатку зменшувати проникність в зоні гідродинамічного витіснення нафти із зон з різною проникністю, а відтак після закінчення процесу витіснення та підходу температурного фронту витіснення відновлювати проникність даних зон до початкової величини.

Після розчинення ПВС у воді він стабілізує утворену в пласті суміш нафти і води та сприяє утворенню водонафтової емульсії. Утворення емульсії відбувається за рахунок часткового переходу полівінілового спирту в розчин при пластовій температурі. Решта ПВС набухає у воді і утворює в тріщинах малопроникну структуру. При цьому в мінералізованій воді пласта сприяє гелеутворенню.

Якщо витіснювальний агент представлений водогазовою сумішшю, то розчинений у водній фазі полівініловий спирт стабілізує її, перетворюючи в стабільну піну.

Так як емульсія, піна і водний розчин ПВС володіють структурно-механічними (неньютонівськими) властивостями, то нарівні з механічним тампонуванням тріщин, набуханням частинок спирту у воді і гелеутворенням, цим підвищується охоплення пласта розробкою і збільшується

повнота нафтовилучення, застерігається передчасне проривання витіснювальних агентів і нераціональне їх використання.

Отже, комплексне поєднання управління проникністю тріщин (механічне тампонування частинками ПВС), зниження проникності внаслідок набухання частинок спирту, відтак розчинення частинок і відновлення проникності до початкової величини), емульсіїє-, піно- і гелеутворення сприяє підвищенню ефективності вилучення нафти із покладу.

### Спосіб тампонування тріщин матеріалом, розчинним у витіснювальному агенті при підвищенні температури

Відомо, що при запомповуванні теплоносія у нафтовий пласт тепловий фронт відстає від гідродинамічного [49]. Так, для двофазного потоку в разі витіснення нафти водою із теплоізованого пористого пласта під час нагнітання у свердловину гарячої рідини співвідношення між радіусами теплового ( $r_T$ ) і гідродинамічного ( $r_r$ ) фронтів маємо таке [49]:

$$\frac{r_T}{r_r} = \sqrt{\frac{mc\bar{s}}{c_n}}, \quad (5.395)$$

де  $m$  – коефіцієнт пористості пласта;  $c$ ,  $c_n$  – питомі об'ємні теплоємності відповідно рідини і насиченого пористого середовища;  $\bar{s}$  – середня водонасиченість за фронтом витіснення.

Якщо коефіцієнт пористості  $m = 0,2$ , відношення питомих об'ємних теплоємностей  $c/c_n = 1,9$  і  $\bar{s} = 0,5$ , то маємо  $r_T = 2,3 r_r$ , тобто тепловий фронт (радіус прогрітої зони пласта) відстає від гідродинамічного фронту витіснення у 2,3 рази. При цьому прогрівається лише 19% об'єму пласта, що зайнятий витіснювальною водою, а саме за відношенням об'ємів прогрітої зони ( $V_T$ ) і зони витіснення ( $V_r$ ) маємо:

$$\frac{V_T}{V_r} = \frac{\pi r_T^2 h}{\pi r_r^2 h} = \left(\frac{r_T}{r_r}\right)^2 = \left(\frac{1}{2,3}\right)^2 = 0,19, \quad (5.396)$$

де  $h$  – товщина продуктивного пласта.

Зрозуміло, що врахування втрат теплоти через покрівлю і підшову пласта призведе до ще менших значин радіуса прогрівання  $r_T$ .

Звідси запропоновано спосіб, суть якого полягає в зменшенні коефіцієнта проникності тріщин запомповуванням полімеру, що розчиняється тільки в гарячому витіснювальному агенті. Таким полімером є, наприклад, окремі марки полівінілового спирту, що розчиняються тільки в гарячій воді (див. § 2.5.6).

Технологічно спосіб реалізується так. Спочатку за одним із описаних вище способів здійснюється тампонування високопровідних тріщин наф-

тового пласта суспензією, наприклад подрібненого полівінілового спирту, який тампонує тріщини в глибині пласта, що призводить до перерозподілу фільтраційного потоку із тріщин на матриці тріщинувато-пористого пласта. Відтак здійснюється теплове (теплофізичне) діяння на нафтовий поклад шляхом запомповування гарячого теплоносія (води) за відомою технологією [108]. При цьому відбувається гідродинамічне витіснення нафти водою із малопроникних тріщин і матриць гірської породи. У міру переміщення теплового фронту тампонувальний матеріал розчиняється в гарячій воді, тампон у межах нагрітої зони ліквідується, тріщини звільнюються від тампонувального шару, відновлюється їх проникність, зменшується фільтраційний опір потоку в прогрітій зоні, через яку вже раніше пройшов гідродинамічний фронт витіснення. Значить, є можливість змінювати проникності різних зон пласта.

### Спосіб тампонування тріщин високотемпературного тріщинувато-пористого пласта

Вище розглянуто спосіб розробки нафтогазового покладу, який включає запомповування витіснювальної води в нагнітальну свердловину, транспортування ізоляційного агента в пласт з утворенням непроникного тампона і відбирання рідини [532]. Транспортування ізоляційного агента здійснюють в рідині-носії (витіснювальною водою), а як ізоляційний агент використовують частинки (гранули) асфальтено-смолистого гранульованого пом'якшувача – АСГП (рубракса). Частинки пом'якшувача переносяться в тріщинах і не надходять у матрицю колектора.

Однак шар тампонажного матеріалу із частинок пом'якшувача при нормальних умовах має дуже високу проникність. Вище визначено, що коефіцієнт проникності насипного шару пом'якшувача становить  $2,1 \text{ мкм}^2$ . Коефіцієнт проникності матриць тріщинувато-пористих колекторів є значно меншим за цю значину (середній коефіцієнт проникності пластів, наприклад, Долинського і Самотлорського нафтових родовищ, рівний  $0,005\text{-}0,008 \text{ мкм}^2$  з діапазоном зміни від  $0,0001$  до  $0,05 \text{ мкм}^2$ ) [532]. Тому частинки пом'якшувача, які заповнюють тріщину, не зменшують її проникності настільки, щоб відбувся перерозподіл потоку з тріщин на нафтонасичені пористі матриці гірської породи і вони були б підключені до процесу гідродинамічного витіснення нафти водою. Не враховано й особливостей тампонування тріщин пом'якшувачем у пластах з високими температурами.

Гранульований пом'якшувач є асфальтено-смолистим (бітумним) матеріалом, з притаманними йому властивостями взаємодіяти із вуглеводнями, реагувати на нагрівання та змінювати агрегатний стан під діянням температури. Така зміна полягає у втраті гранулярної структури

пом'якшувача і перетворенні його в однорідну пластичну масу (див. § 2.5.8). Пом'якшувач добре розчиняється (за лабораторними даними дослідження у відповідності з прийнятою методикою для бітуму) в ароматичних вуглеводнях (толуол, бензол), частково – в полярних (дихлоретан, хлороформ) і неполярних (діетиловий ефір) розчинниках. У світлих нафтопродуктах (бензин, гас, газоконденсат, дизпальне) пом'якшувач розчиняється частково (взято 0,5 г пом'якшувача на 10 мл розчинника; спостереження протягом 24 годин).

Реологічні (структурні) властивості шару пом'якшувача (як сипкого, так і текучого) можна достатньо повно охарактеризувати таким параметром як рухомість (ГОСТ 11501-78). Цей параметр дав змогу оцінити стійкість тампону пом'якшувача на створювані тиски в умовах пластової температури. Рухомість  $\beta$  пом'якшувача вивчали на пенетрометрі з голкою за ГОСТ 1440-78 у залежності від температури в діапазоні 20-150°C за ГОСТ 11501-78 (див. § 2.5.8). У результаті досліджень встановлено, що рухомість пом'якшувача в залежності від температури змінюється неоднозначно (рис. 5.46). Так, при зміні температури від 20 до 40°C рухомість пом'якшувача зменшується від 63 (6,3 мм) до 58 градусів шкали приладу (5,8 мм). В інтервалі температур від 40 до 80°C рухомість зменшується вже до 4 градусів (0,4 мм) і далі з ростом температури від 80 до 150°C рухомість збільшується від 4 до 67 градусів шкали приладу (6,7 мм). Характер зміни рухомості від температури пояснюється зміною фазового стану пом'якшувача.

Залежність рухомості  $\tau$  від температури  $t$  подано на рис. 5.51. При температурі вище 40°C пом'якшувач злежується, відтак з підвищенням температури до 65-90°C розм'якшується і плавиться при температурі 125-135°C. Малорухомий шар утворюється при температурі 80°C, а відтак з підвищенням температури рухомість зростає. На основі проведених досліджень з визначення рухомості шару пом'якшувача можна висувати, що тампонажний матеріал на основі гранульованого пом'якшувача втрачає свої міцнісні властивості при температурі понад 80°C. Його рухомість при 40°C (гранули) практично дорівнює рухомості при 140°C (розплавлена маса).

Паралельно вивчали усадку пом'якшувача за різних температур (20-150°C) під дією навантаження згідно з ТУ-38-201173-78 (див. § 2.5.8). Залежність коефіцієнта об'ємної усадки  $\beta$  від температури нагрівання пом'якшувача подано на рис. 5.51. На експериментальних кривих виділяються 4 характерні ділянки: 1) ущільнення шару (20-40°C); 2) часткова деформація (40-70°C); 3) плавлення багатокомпонентного пом'якшувача і повна втрата дисперсної структури (70-93°C); 4) перехід у високов'язку масу (понад 93°C).

Зі зміною рухомості і усадки шару пом'якшувача під дією температури зменшується його проникність. Вивчення впливу температури на проникність шару проводилось з використанням циліндричної фільтраційної колонки діаметром 30 мм і довжиною 0,15 м. Для усунення пристінної фільтрації на внутрішню поверхню колонки наклеювали шар піску. Колонку заповнювали пом'якшувачем, насичували дистильованою водою і поміщали в термостат. Вхідний штуцер колонки під'єднували до устаткування УДПК-1М, а вихідний виводили із термостата на поверхню. Коефіцієнт проникності визначали шляхом пропомповування дистильованої води. Нагрівання взірця на кожному ступені заданих температур проводили шляхом двогодинного термостатування. Результати дослідів (рис. 5.52) показали, що зі збільшенням температури від 20 до 80°C коефіцієнт проникності шару пом'якшувача зменшується з 122 до 0,0048 мкм<sup>2</sup>, тобто зменшується практично до нуля.

Отже, за температур понад 93°C гранульований пом'якшувач не придатний для створення тампонувальних бар'єрів у тріщинах продуктивного пласта через перехід його у в'язку масу.

З метою ізоляції припливів пластових вод у нафтових свердловинах за рахунок ефективного тампонування тріщин пласта з пластовою темпе-

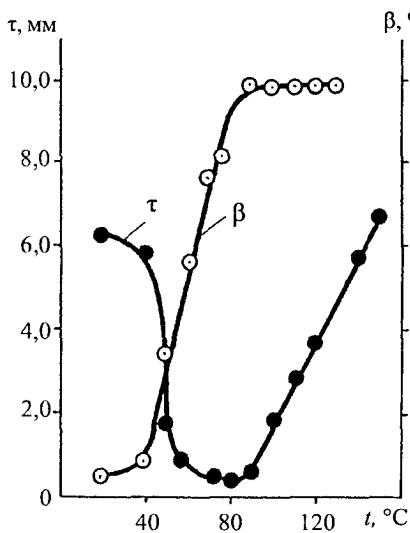


Рис. 5.51 – Залежність рухомості  $\tau$  і коефіцієнта об'ємної усадки  $\beta$  гранульованого пом'якшувача від температури

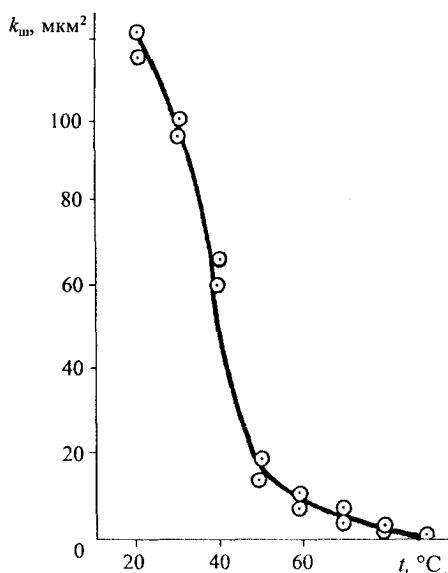


Рис. 5.52 – Залежність коефіцієнта проникності  $k_{ш}$  шару пом'якшувача від температури  $t$

ратурою понад 80°C авторами даної роботи запропоновано спосіб тампонування тріщин, а як ізоляційний тампонувальний агент використати багатокомпонентну систему (суміш) у складі полівінілового спирту, карбаміду та формаліну з додаванням соляної кислоти, що забезпечить тампонування високопроникних каналів, інтенсифікацію видобування нафти та фізикоїдне регулювання фільтраційних потоків нафти і води, в результаті чого збільшиться видобуток нафти і зменшиться відбір води.

Карбамід ( $(\text{NH}_2)_2\text{CO}$ ) являє собою білі кристали (гранули), добре розчинні у воді; використовується як прискорювач твердіння цементних розчинів за низьких пластових температур, як висококонцентроване азотне добриво і як додаток до корму жуйних тварин; служить матеріалом для отримання карбамідних пластиків (див. § 2.2.18).

Формальдегід  $\text{CH}_2 = \text{O}$  – газ із різким неприємним запахом, добре розчинний у воді. Водний розчин формальдегіду (звичайно 40%) називається формаліном (див. § 2.4.4). Формальдегід використовується для отримання конденсаційних фенолформальдегідних смол, які утворюються в результаті взаємодії (реакції поліконденсації) фенолу  $\text{C}_6\text{H}_5\text{OH}$  із формальдегідом у присутності кислот (соляної  $\text{HCl}$  та інш.) або лугів (гідроксид натрію  $\text{NaOH}$ , аміачної води  $\text{NH}_4\text{OH}$ ) як каталізаторів.

Полівініловий спирт – карболоанціоговий полімер, який одержується омиленням полівінілацетату, дисперсний матеріал (порошок), розчиняється у воді за температур понад 75°C (див. § 2.5.6).

Для лабораторного обґрунтування необхідного вмісту кожного складника в багатокомпонентній системі з метою ізоляції припливів води і інтенсифікації видобування нафти виконали планування експерименту і склали матрицю планування  $4^4$ , тобто для повного чинникового експерименту необхідно провести 256 дослідів.

Експеримент охоплює чотири рівні зміни і чотири чинники (полівініловий спирт, карбамід, формалін, температура). Чинники перевели в кодовану систему координат. Нижче подано чинники, рівні зміни та значини рівнів (табл. 5.19).

Таблиця 5.19 – Чинники і рівні значин при плануванні експерименту

Чинники	Рівні зміни	Значини рівнів зміни
Полівініловий спирт	4	5 г, 10 г, 20 г, 25 г
Карбамід	4	6 г, 7 г, 9 г, 10 г
Формалін	4	5,49 мл, 6,4 мл; 8,235 мл; 9,15 мл
Температура	4	60°C, 70°C, 90°C, 98°C

Кількість води для проведення дослідів брали з розрахунку кількості полівінілового спирту для повного його розчинення:

Маса полівінілового спирту, г	Об'єм води, мл
5	45
10	90
20	180
25	225

Масу полівінілового спирту перераховували в об'єм через густину, яка становить 1092,7 кг/м<sup>3</sup>. Досліди проводили в два етапи: спочатку підбирали оптимальний склад названої композиції з метою отримання однорідної суміші (розчину) і можливості запомповування її в пласт, а відтак вивчали ізоляційну здатність суміші після додавання кислоти.

З допомогою устаткування, яке складається з термостату, зворотного холодильника, термостійкої колби і штативу, було проведено лабораторні досліди з визначення компонентного вмісту суміші при температурах 60, 70, 90, 98°C. Для досліду брали пробу полівінілового спирту, засипали в термостійку колбу місткістю 500 мл зі шліфом, сюди додавали визначений об'єм дистильованої води, певну кількість формаліну та карбаміду, ретельно перемішували суміш у колбі струшуванням; опускали термостійку колбу в термостат, фіксуючи її за допомогою штативу і лапок, зверху до колби за допомогою перехідника приєднували зворотній холодильник, щоб при високих температурах не було значних втрат суміші (випаровування води); вмикали термостат на повну потужність (1000 Вт). Спочатку у всіх проведених дослідах спостерігали білу концентровану пульпу, а починаючи з 50°C поступово настає розчинення компонентів суміші і відбувається реакція конденсації карбаміду з формаліном. Суміш нагрівали до заданої температури, витримували при цій температурі 30 хвилин для проходження реакції, після чого колбу виймали і робили аналізи. Більшість із отриманих сумішей мала гелеподібний стан (результати експериментів подано в табл. 5.19 за зменшеною матрицею).

На основі результатів дослідів за станом отриманої суміші – розчину – прийнятними є досліди 5, 7, 9, 10 і 11 відповідно за різних температур, а оптимальним складом приймасмо масове співвідношення компонентів полівініловий спирт : формалін : карбамід, рівне 1:0,36:0,4 (об'ємний вміст формаліну перераховано в масовий).

Для вивчення впливу соляної кислоти на трикомпонентну суміш брали наважку 5 г полівінілового спирту, засипали в конічну колбу місткістю 200 мл зі шліфом, сюди додали 45 мл води, 8,235 мл формаліну і 7 г карбаміду, а відтак до цих всіх компонентів ще додали 2,7 мл соляної кислоти. Всі компоненти помістили в колбу; утворилась біла концентрована суміш. При нагріванні утворювалась рясна піна на весь об'єм колби, а коли температура підвищувалась, піна майже не вмщувалась у колбі. Під час розчинення і утворення розчину температура не змінювалась і трималась

Таблиця 5.20 – Результати дослідів з визначення оптимального вмісту кожного складника багатокомпонентної ізоляційної суміші

№ дос-луду	Вміст				Темпе-ратура, °С	Отримана суміш
	Полівініло-вий спирт, г	Формалін, мл	Карба-мід, г	вода, мл		
1	10	6,4	9	90	60	Каламутний високов'язкий, однорідний розчин
2	5	9,15	9	45	60	Менш каламутний, менш в'язкий розчин порівняно з дослідом 1
3	10	5,49	6	90	70	Найменш в'язкий, прозорий, однорідний розчин порівняно з дослідом 1 і 2
4	20	9,15	9	180	70	Каламутний високов'язкий, однорідний розчин
5	10	8,235	7	90	90	Малов'язкий, світлий, прозорий, однорідний розчин
6	5	8,235	7	45	90	Розчин з аморфним білим осадом (у вигляді грудок)
7	25	9,15	10	225	90	Прозорий, однорідний, малов'язкий розчин
8	10	5,49	7	90	90	Каламутний, однорідний, малов'язкий розчин
9	25	9,15	10	225	98	Прозорий, однорідний, малов'язкий розчин
10	7	8,235	7	63	98	Малов'язкий, світлий, прозорий, однорідний розчин
11	5	8,235	7	45	98	Малов'язкий, світлий, прозорий, однорідний розчин
12	5	8,235	7	63	98	Каламутний, однорідний, малов'язкий розчин
13	5	5,49	7	45	98	Каламутний, однорідний, малов'язкий розчин
14	5	8,235	7	45	98	Каламутний, однорідний, малов'язкий розчин

на рівні 80-85 °С, а потім різко стала підніматись аж до 98°С і трималась на цій відмітці (було багато піни). Піну зняли в інший стаканчик, а розчин нагрівали далі ще 20 хвилин, спостерігаючи за утворенням полімеру у вигляді кусків і рідини світло-солом'яного кольору. Злили цю суміш в окремий стаканчик, і після охолодження з часом (через 2-3 години) утворилася біла снігоподібна маса (типу скипілого молока) – дві фази.

Соляну кислоту додавали до усіх компонентів у колбі, її кількість вибирали до настання кислого середовища (універсальний індикатор – до рожевого кольору).

Відтак підібрали необхідну кількість кислоти. З сумішшю, яку отримали в результаті дослідів № 11, проводили наступні дослідів: до неї



доливали певну кількість концентрованої соляної кислоти, в результаті чого отримували осад білого кольору у вигляді кусків.

Для дослідження впливу також оцтової і лимонної кислот на розчин до заданого об'єму гарячої суміші додавали певну кількість кислоти і поміщали їх в пробірці в термостат із температурою 98°C. У результаті отримали дані, показані в табл. 5.21.

Таблиця 5.21 – Результати діяння різних кислот на трикомпонентну суміш

Кислота	Об'єм, мл		Продукт реакції
	кислоти	суміші	
Соляна кислота 15% концентрації	0,1	5	Каламутний білий розчин
	0,2	5	Гарний (типу жуйної гумки) білий осад
	0,5	5	Гарний (типу жуйної гумки) білий осад
	1	5	Гарний (типу жуйної гумки) білий осад
	2	5	Гарний (типу жуйної гумки) білий осад
Оцтова кислота 99,98% концентрації	1	3	Каламутний білий розчин
	1,5	3	Каламутний білий розчин
	2	3	Каламутний білий розчин
	2,5	3	Каламутний білий розчин
	3	3	Невеликий осад білого кольору в розчині
Лимонна кислота 99,8% концентрації	1	3	Каламутний білий розчин
	1,5	3	Каламутний білий розчин
	2	3	Каламутний білий розчин
	2,5	3	Каламутний білий розчин
	3	3	Каламутний білий розчин

У результаті дослідів встановлено, що із трьох взятих кислот позитивний результат отримано тільки з соляною кислотою. Для 5 мл суміші з утворенням осаду достатньо всього 0,2 мл соляної кислоти, тобто на 200 мл суміші необхідно 8 мл соляної кислоти.

Попередньо досліджено також густину та в'язкість трикомпонентної суміші. З цією метою на аналітичній вазі зважували порожню мензурку об'ємом 50 мл (зважування проводили тричі, після чого розраховували середньоарифметичну значину ваги порожньої мензурки); заливали в мензурку дистильовану воду так, щоб нижній меніск знаходився на рівні відмітки, яка нанесена на мензурці (зважували тричі і аналогічно розраховували); виливали дистильовану воду і сушили мензурку; заливали в мензурку досліджувану суміш так, щоб нижній меніск знаходився на рівні відмітки, нанесеній на ній; зважували тричі і розраховували середньоарифметичну значину. За результатами вимірювань встановили вагу мензурки  $A_1 = 17,0502$  г; вагу мензурки з водою  $A_2 = 67,6967$  г і вагу мензурки із сумішшю  $A_3 = 71,0671$  г. Густина трикомпонентної суміші, розрахована за формулою  $\rho_c = (A_3 - A_1)/(A_2 - A_1)$ , становить  $1066 \text{ кг/м}^3$ .

Визначення в'язкості суміші проводили за допомогою скляного капілярного віскозиметра ВПЖ-2. Капілярний віскозиметр ВПЖ-2 являє собою U-подібну трубку, в коліно якої впаяно капіляр. Вимірювання в'язкості з допомогою капілярного віскозиметра базується на визначенні часу витікання через капіляр визначеного об'єму рідини з вимірювального резервуара. Перерахунок проводили за формулою:

$$\mu_c = \nu_c \rho_c = 0,11gTAp_c, \quad (5.397)$$

де  $\mu_c$  – динамічний коефіцієнт в'язкості суміші, Па·с;  $\nu_c$  – кінематичний коефіцієнт в'язкості суміші, м<sup>2</sup>/с;  $g$  – прискорення сили тяжіння в місці вимірювання, м/с<sup>2</sup>;  $T$  – час витікання суміші, с;  $A$  – стала приладу (для віскозиметра з діаметром капіляра 3 мм вона дорівнює 0,002517).

За результатами трьох визначень, знайдено, що динамічний коефіцієнт в'язкості трикомпонентної суміші становить 21 мПа·с.

У результаті проведених лабораторних дослідів встановлено, що склад реагентів багатокомпонентної суміші при температурі 98°С для утворення тампонуального шару є оптимальним за такого співвідношення компонентів мас. %:

полівініловий спирт	– 1;
карбамід	– 0,36;
формалін	– 0,4;
соляна кислота	– 0,04;
вода	– решта.

З метою визначення тампонувальних властивостей оптимального складу багатокомпонентної суміші при різних температурах нами з допомогою устаткування УДПК-1 було імітовано процес утворення тампонуального шару в пластових умовах таким чином.

У фільтраційну трубку із спеціально створеною шорсткістю насипали різнофракційний (до 2мм) кварцовий пісок. Довжина насипного ядра була 0,059 м при діаметрі 0,015 м та площі поперечного перерізу  $1,766 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2$ . Пластову температуру створювали за допомогою термостата, куди поміщали фільтраційну трубку, а до комплексу термостата входили перевірний і контактний термометри, електродвигун для перемішування дистильованої води та пропомповування її через розділювач. Піднімання поршнів здійснювалося за допомогою двох пресів, один із яких працював на всмоктування, а інший – на нагнітання, потім їхні функції змінювалися. Тиск запомповування фіксували за допомогою двох манометрів (на невеликий тиск до 0,1 МПа та більший тиск до 1,6 МПа). Схему устаткування подано на рис. 5.53.

Дослідження тампонувальної здатності суміші виконали за зміною коефіцієнта проникності взірця гірської породи до і після запомповування соляної кислоти.

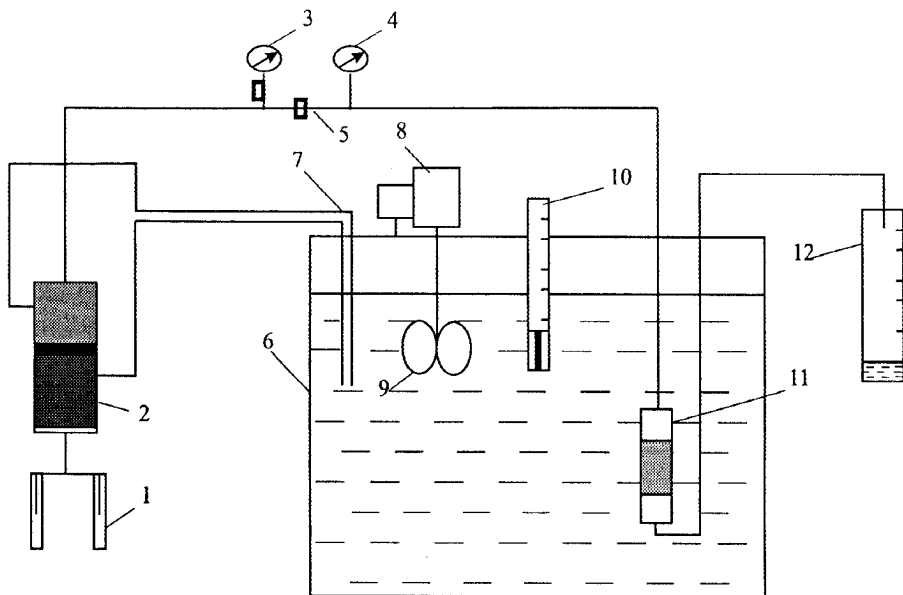


Рис. 5.53 – Схема устаткування для дослідження тампонування кернів: 1 – прес для пропомповування; 2 – розділювач; 3 – манометр на високий тиск; 4 – манометр на малий тиск; 5 – вентилі; 6 – термостат; 7 – патрубки для пропомповування гарячої води; 8 – електродвигун; 9 – мішалка; 10 – контактний термометр; 11 – кернотримач; 12 – вимірна ємність

Досліди проводили в такій послідовності. Заливали дистильовану воду в розділювач і пропомповували її через насипний kern. За допомогою вимірної ємності і секундоміра визначали витрату води через kern. За показами манометрів визначали тиск запомповування води  $p_1$ , тиск на виході брали рівним атмосферному тиску  $p_2 = 0,1$  МПа. Знаючи витрату, тиск, динамічний коефіцієнт в'язкості води, площу поперечного перерізу керна та його довжину, за законом Дарсі визначали коефіцієнт проникності керна по воді ( $k$ ,  $m^2$ ).

Відтак заливали в розділювач трикомпонентну суміш із оптимальним складом і пропомповували її через фільтраційну трубку в об'ємі 50мл, зупиняли устаткування, з допомогою вакуумного насоса через насипний kern пропомповували визначену раніше кількість соляної кислоти і залишали в термостаті на три години для проходження реакції, витримуючи при цьому необхідну температуру. Після цього знову пропомповували через фільтраційну трубку дистильовану воду і визначали коефіцієнт проникності по воді  $k_{II}$ . Результати дослідів подано в табл. 5.22 і на рис. 5.54.

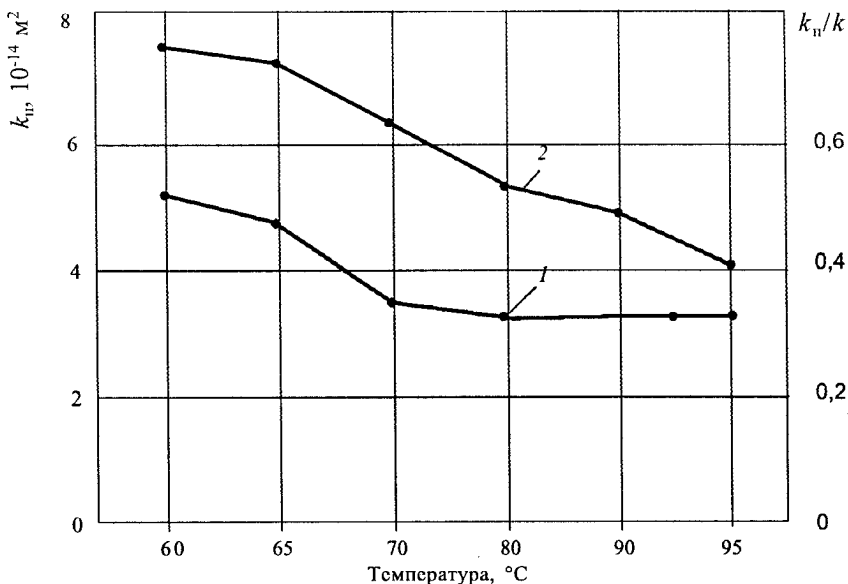


Рис. 5.54 – Залежності відношення коефіцієнтів проникностей ядра після ( $k_{II}$ ) і до ( $k$ ) оброблення кислотою та коефіцієнта проникності  $k_{II}$  після оброблення кислотою від температури: 1 – відношення коефіцієнтів проникностей  $k_{II}/k$ ; 2 – коефіцієнт проникності  $k_{II}$  після оброблення кислотою

Таблиця 5.22 – Результати лабораторних дослідів з визначення коефіцієнта проникності насипного ядра по воді до ( $k$ ) і після ( $k_{II}$ ) заповнення багатокомпонентної суміші

№ досліду	Температура, °C	$k, \text{ м}^2$	$k_{II}, \text{ м}^2$	$\bar{k} = \frac{k_{II}}{k}$
1	60	$14,3 \cdot 10^{-12}$	$75,6 \cdot 10^{-13}$	0,52
2	65	$16,8 \cdot 10^{-12}$	$73 \cdot 10^{-13}$	0,48
3	70	$17,9 \cdot 10^{-12}$	$64 \cdot 10^{-13}$	0,35
4	80	$16,3 \cdot 10^{-12}$	$54 \cdot 10^{-13}$	0,33
5	90	$14,3 \cdot 10^{-12}$	$49 \cdot 10^{-13}$	0,34
6	95	$11,8 \cdot 10^{-12}$	$40,7 \cdot 10^{-13}$	0,34

За результатами проведених лабораторних дослідів і з рис. 5.49 можна зробити такі висновки. Зменшення коефіцієнта проникності  $k$  і відношення коефіцієнтів проникностей  $\bar{k} = k_{II} / k$  зі зміною температури до 70°C можна пояснити тим, що основною складовою суміші є полівініловий спирт, який за температур до 70°C набухає у воді, чим зумовлює зменшення коефіцієнта проникності в міру збільшення температури, а за

температур понад  $70^{\circ}\text{C}$  розчиняється у воді, тобто у воді розчиняються найдрібніші його частинки, цим і пояснюється незначний, але все-таки спад зміни коефіцієнта проникності. Враховуючи те, що при температурі  $95^{\circ}\text{C}$  відношення коефіцієнтів проникностей рівне 0,34, можна зробити висновок про перевагу багатокomпонентної суміші даного складу відносно пом'якшувача для проведення ізоляції припливів води та інтенсифікації видобування нафти.

Після закупорювання тріщин запомповувана вода змушена фільтруватися в обхід неспроникних тріщин у пори нафтонасичених матриць, витісняючи звідти нафту. Зміна шляхів та напрямків потоків нафти і води в пласті характеризується зміною профілів приймальності запомповування води і припливів флюїдів у свердловину, зменшенням поточного і сумарного водного фактора, а також виражається покращенням техніко-економічних показників процесу розробки і відбирання флюїдів.

Застосування способу забезпечує збільшення охоплення витісненням нафти водою, а значить підвищення і ефективності видобування нафти із пластів з температурою понад  $80^{\circ}\text{C}$ , зменшення припливу пластової води в нафтові свердловини і витрат, пов'язаних з її відбиранням із свердловин.

Покажемо приклад реалізації способу у нафтовій високотемпературній свердловині, яка сильно обводнена, коли необхідно виконати роботи з підвищення нафтовилучення із тріщинувато-пористого пласта. Геолого-технічні дані по свердловині такі: штучний вибій – 1846м; інтервал перфорації – 1817-1824 м; експлуатаційна колона 146мм, опущена на глибину 1816 м, зацементована до гирла; хвостовик 89мм – 1367-1851м; спосіб експлуатації – глибиннонасосний, штанговий насос РН-38 на глибині 1284 м; середньодобовий дебіт по свердловині нафти  $Q_n = 4,8$  т/доб., води  $Q_v = 20,9$  т/доб., рідини  $Q_p = 25,7$  т/доб.; обводненість продукції – 81,3 %.

На свердловині для реалізації даного способу виконуються наступні роботи:

а) вимірювання дебіту рідини, газу і обводненості продукції;

б) зупинка і глушіння свердловини;

в) піднімання свердловинного обладнання;

г) опускання у свердловину колони насосно-компресорних труб діаметром 60,3мм на глибину 1817 м і пряме промивання свердловини до встановлення циркуляції;

г) монтування гирлової арматури на робочий тиск 32 МПа і випробування на приймальність при тиску  $p = 8,0$  МПа;

д) доставка на свердловину наступної техніки і реагентів:

Агрегат ЦА-320

2 шт.

Ємність ЦР-20

2 шт.

Ємність ЦР-7АП

1 шт.

Ємність з водою	25 і 50 м <sup>3</sup>
Цементувальне корито	1 шт.
Вантажна автомашина	1 шт.
Полівініловий спирт	400 кг
Карбамід	560 кг
Формалін	0,67 м <sup>3</sup>
Інгібована соляна кислота 15% концентрації	0,44 м <sup>3</sup>

е) об'язування гирла свердловини згідно з технологічною схемою, показаною на рис. 5.55, і опресування нагнітальні лінії тиском 12 МПа;

е) запомпуювання у свердловину при відкритому затрубному просторі з допомогою цементувального корита по НКТ суспензії із 84 кг полівінілового спирту та 5600 кг (або 5,6 м<sup>3</sup>) води (концентрація 15 кг/м<sup>3</sup>), закриття затрубного простору і запомповування ще суспензії із 316 кг полівінілового спирту та 21000 кг (або 21 м<sup>3</sup>) води (концентрація 15 кг/м<sup>3</sup>) при тиску  $p = 6$  МПа, розділювача (води) в об'ємі 500 кг (0,5 м<sup>3</sup>) і 5,13 м<sup>3</sup> суміші (560 кг карбамід + 720 кг (0,67 м<sup>3</sup>) формалін + 498 кг (0,44 м<sup>3</sup>) інгібованої 15% соляної кислоти) при тиску  $p = 8$  МПа; протискування суміші в пласт об'ємом 8 м<sup>3</sup> (8000 кг) води при тиску  $p = 8-10$  МПа;

ж) витримування свердловини протягом 3 годин для реагування;

з) зворотне промивання свердловини водою в об'ємі 16 м<sup>3</sup> (16000 кг);

и) піднімання із свердловини НКТ;

і) опускання у свердловину підземного обладнання, штангового насоса RH-38 на глибину 1274 м, і пуск свердловини в роботу.

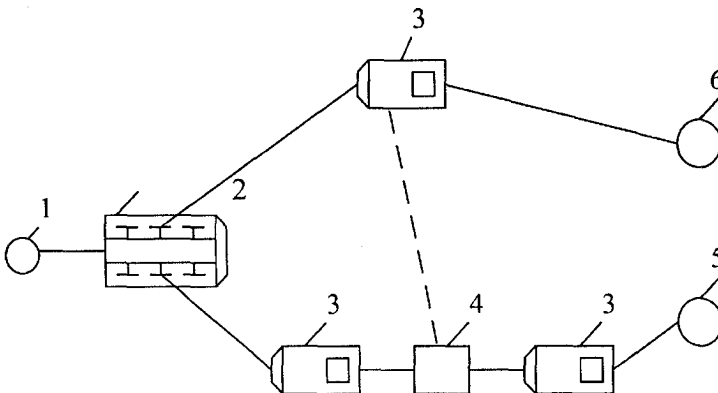


Рис. 5.55 – Схема об'язки техніки при виконанні ізоляційних робіт із запомповування багатокомпонентної системи: 1 – свердловина; 2 – блок маніфольдів 1БМ-700; 3 – цементувальний агрегат ЦА-320; 4 – цементувальне корито; 5 – ємність з водою; 6 – суміш (карбамід + формалін + інгібована соляна кислота); --- – резервна лінія на випадок, коли при запомповуванні полівінілового спирту вийде з ладу робочий агрегат ЦА-320

Припустимо, що застосування цього способу дає змогу збільшити приплив нафти на 30% у порівнянні з існуючим станом. До оброблення свердловина працювала з дебітом 4,8 т/доб., а після оброблення за даним способом дебіт свердловини становитиме  $(4,8 \text{ т/доб} \cdot 0,3) + 4,8 \text{ т/доб} = 6,24 \text{ т/доб}$ .

Визначимо річний додатковий видобуток нафти, який отримано за рахунок проведення на даній свердловині запропонованого технологічного процесу, за наступною формулою (див. також гл. 8):

$$\Delta Q = (Q_1 - Q_0) T \psi_n, \quad (5.398)$$

тобто

$$\Delta Q = (6,24 - 4,8) \cdot 365 \cdot 0,5 = 262,8 \text{ т},$$

де  $Q_1$  – дебіт свердловини після проведення процесу, т/добу;  $Q_0$  – дебіт свердловини до проведення процесу, т/добу;  $T$  – кількість днів у році, які працювала свердловина,  $T = 365$  днів;  $k_n$  – середньорічний коефіцієнт, що враховує падіння дебіту свердловини з часом після здійснення процесу; приймаємо його рівним  $\psi_n = 0,5$ .

Із урахуванням технічних характеристик застосовуваної техніки (насосні агрегати ЦА-320, блок маніфольдів 1БМ-700), вартості реагентів і їх обсягу вартість робіт для виконання свердловино-операції складе 15820 грн. За даними одного із нафтовидобувних підприємств собівартість видобутку 1 т нафти, з урахуванням витрат на штучне діяння на поклад, оптова ціна 1 т нафти та експлуатаційні витрати відповідно становлять:  $C = 384,64$  грн./т.,  $\Pi = 1692,41$  грн./т.,  $B = 138,28$  грн./т (табл. 5.23).

Таблиця 5.23 – Показники витрат та ціни на нафту на одному із нафтовидобувних підприємств

№№ п/п	Показники	Одиниці вимірювання	Величина витрат
1.	Експлуатаційні (умовно-змінні) витрати: на 1 т видобутку нафти, в т. ч.	грн.	138,28
	а) витрати на енергію для видобування нафти;	грн.	40,52
	б) витрати при зборі та транспортуванні нафти;	грн.	19,32
	в) витрати із штучного діяння на пласт	грн.	27,37
	в) витрати з підготовки нафти;	грн.	20,57
	г) відрахування на ГРР та плата за надра	грн.	30,50
2.	Собівартість 1 т товарної нафти	грн./т.	384,64
3.	Оптова ціна 1 т нафти	грн./т.	1692,41

Тоді економічну ефективність (річний економічний ефект) від проведення однієї свердловино-операції визначаємо за формулою:

$$E = \Delta Q(\Pi - C) - Z - \Delta Q B, \quad (5.399)$$

тобто

$E = 262,8 \cdot (1692,41 - 384,64) - 15820 - 262,8 \cdot 138,28 = 32764,2$  грн.,  
а значить водоізоляційні роботи повинні виявитися економічно ефективними

### Способи тампонування тріщин та інших порожнин спінюваними дисперсними матеріалами

Спінювані матеріали при нагріванні здатні збільшуватися в об'ємі.

Нами досліджено умови використання спінюваного полістиролу для тампонування тріщин та інших порожнин. Спінюваний полістирол є газонаповненим матеріалом (масова частка пороутворювача в ньому не менше 4-6,5%) і постачається промисловістю розсіяним на 5 фракцій за розміром: понад 3,2; 3,2-1,8; 1,8-0,9; 0,9-0,4; менше 0,4 мм (див. вище § 2.5.4). Його густина 1050-1080 кг/м<sup>3</sup>, тобто близька до густини рідини-носія (води); температури розм'якшення 82-95°C і samozаймання 440°C. Гранули полістиролу не розчиняються у воді та нафті і вводяться у потік води із збереженням агрегатного стану та форми. При підвищенні температури відбувається виділення ізо-пентану і збільшення об'єму гранул полістиролу. Ступінь збільшення об'єму полістиролу залежить від температури.

Для вивчення процесу збільшення об'єму гранул полістиролу проводили дослідження наступним чином: брали мірну колбу ємністю  $5,0 \cdot 10^{-4}$  м<sup>3</sup>, заливали водою до мітки, закривали корком із вставленим у неї термометром і поміщали в термостат, доведений до певної температури. Коли термометр у колбі (шкала від 0 до 100°C, ціна поділки 0,1°C) показував температуру термостату, проводили дослідження.

Пробу спінюваного полістиролу брали в такій кількості, щоб рівень його збільшеного об'єму знаходився у вузькій частині мірної колби, відтак поміщали пробу в капроновий мішечок. До наповненого мішечка прикріплювали вантаж (для попередження спливання полістиролу у воді), поміщали в мірну колбу з водою, об'єм доводили водою до рівня початку вузької частини горловини колби, закривали корком із вставленою в ньому піпеткою (на  $1 \cdot 10^{-5}$  м<sup>3</sup>) і поміщали в термостат. Збільшення об'єму полістиролу фіксували за попередньо проградуйованою вузькою частиною горловини мірної колби. Вимірювання проводили протягом однієї години, постійно перевіряючи при цьому за термометром температуру середовища в колбі. Для кожної температури проводили дослідження по три рази. Осереднені дані дослідів заносили в таблицю: температура – час – вхідний об'єм  $V_0$ , збільшення об'єму полістиролу  $\Delta V$ , кратність збільшення об'єму полістиролу  $\Delta V/V_0$ , а за даними таблиці будували графіки – кратність збільшення об'єму полістиролу  $\Delta V/V_0$  – час (рис. 5.56).



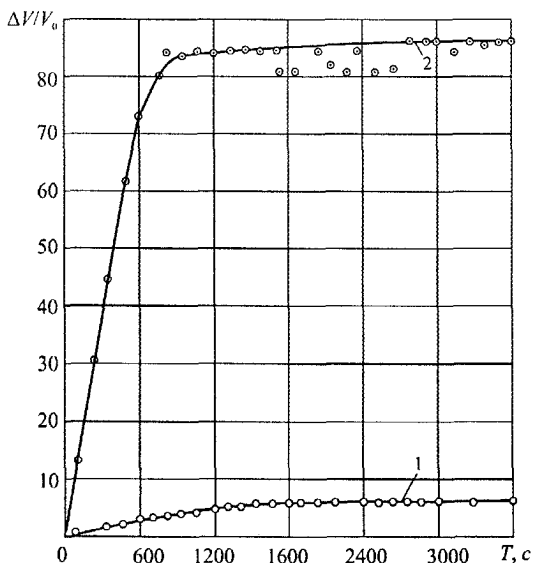


Рис. 5.56 – Зміна відносного об'єму полістиролу  $\Delta V/V_0$  в залежності від часу  $T$  при температурі  $t, ^\circ\text{C}$ : 80 (1); 100 (2)

Коливання зміни об'єму при температурі  $100^\circ\text{C}$  пояснюється інтенсивним виділенням газу. При температурах 20, 40,  $60^\circ\text{C}$  (інтервали зміни температур спочатку брали  $20^\circ\text{C}$ ) об'єм полістиролу не змінювався. Збільшення об'єму полістиролу розпочинається при  $70^\circ\text{C}$ . При температурі  $75^\circ\text{C}$  спостерігали незначне збільшення об'єму полістиролу (рис. 5.57), інтенсивне зростання – після  $90^\circ\text{C}$  (у 16 раз) і при  $100^\circ\text{C}$  – різке збільшення об'єму (у 87 разів). При температурі  $80^\circ\text{C}$  збільшення об'єму відбувається протягом 30-40 хв., а при  $100^\circ\text{C}$  – практично закінчується через 15 хв.

Спінюваний полістирол наповнюють ізо-пентаном, тому при підвищенні тиску збільшення його об'єму буде характеризуватися залежністю пружності пари від температури (рис. 5.58). При потраплянні в середовище з температурою понад  $80^\circ\text{C}$  у замкнутому об'ємі (наприклад, у тріщині) він втрачає свою гранулярну структуру і перетворюється в однорідний щільний моноліт, який є непроникним (див. рис. 2.47). При підвищенні температури від 20 до  $70^\circ\text{C}$  коефіцієнт проникності  $k$  шару зменшувався від 5,105 до 1,814  $\text{мкм}^2$ , при температурі  $80^\circ\text{C}$  становив уже  $2,16 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$ , а при  $120^\circ\text{C}$  вірець став практично непроникним ( $4,7 \cdot 10^{-6} \text{мкм}^2$ ).

Звідси нами запропоновано спосіб тампонування тріщин [533], суть якого полягає в тому, що з метою підвищення нафтовилучення із пласта за рахунок ефективного тампонування тріщин колектора з пластовою температурою понад  $85^\circ\text{C}$ , як ізоляційний матеріал використовують гранульований спінюваний полістирол.

Спосіб здійснюється наступним чином. Через нагнітальні свердловини проводять запомповуванням в пласт ізоляційного агента, що витісняється водою. Як водоізоляційний агент використовують гранульований спінюваний полістирол. Оскільки густина полістиролу становить  $1050\text{-}1080 \text{кг/м}^3$ , тобто є близькою до густини рідини-носія (води), то це

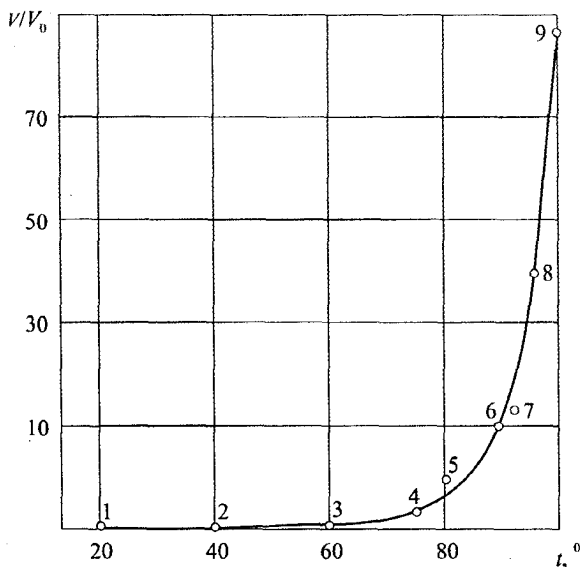


Рис. 5.57 – Максимальна зміна об'єму полістиролу  $\Delta V/V_0$  за одну годину від температури  $t$ , °C:

20 (1); 40 (2); 60 (3); 75 (4); 80 (5); 85 (6); 90 (7); 95 (8); 100 (9)

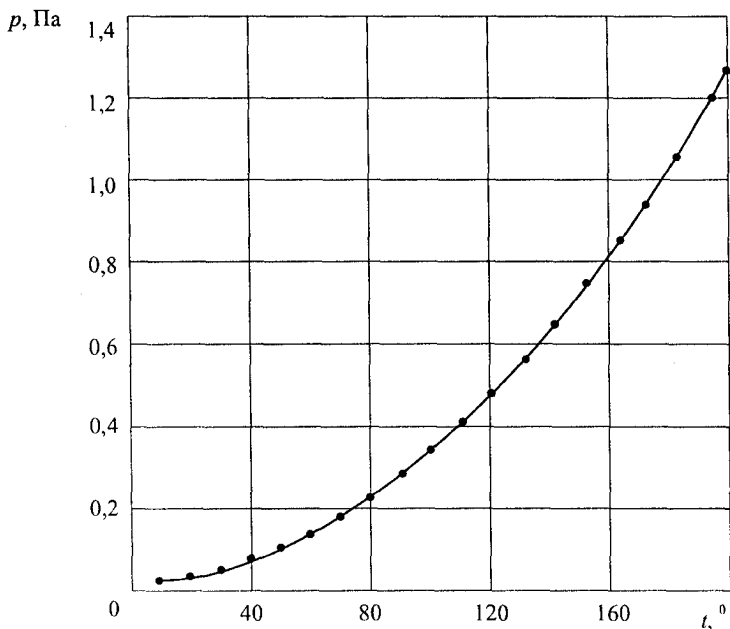


Рис. 5.58 – Пружність пари ізо-пентану  $p$  при різних температурах  $t$

дає змогу здійснювати перенесення його гранул по тріщинах на різні відстані вглиб пласта практично незалежно від швидкості руху рідини-носія. Гранули полістиролу не розчиняються у воді і вводяться в потік води зі збереженням агрегатного стану та форми. Маючи розмір 0,4-1,8 мм, що є меншим розкриття тріщин і істотно більшим поперечних розмірів пор матриць, гранули полістиролу переміщуються по тріщинах і не проникають в пори матриць.

У разі потрапляння у водне середовище з температурою понад 85°C гранули спінюваного полістиролу збільшуються в об'ємі (за проведеними дослідженнями при температурі води 96°C в 6-10 разів), а якщо він перебуває в замкнутому об'ємі (в тріщинах пласта), то втрачає свою гранулярну структуру і перетворюється в однорідний щільний моноліт.

Після закупорювання тріщин витіснювальна вода примусово фільтрується в обхід затампованих (непроникних) тріщин в пори нафтонасичених матриць, витісняючи таким чином звідти нафту. Зміна шляхів та напрямків потоків нафти і води в пласті характеризується зміною профілів запомповування води та припливу флюїду у свердловини (їх вирівнюванням), зменшенням обводненості продукції і в цілому покращенням техніко-економічних показників процесу розробки.

Наприклад, за допомогою нагнітальної свердловини заводнюють елемент покладу тріщинувато-пористого пласта із пластовою температурою 120°C. Розміри елемента покладу 500x500x40 м. Коефіцієнт тріщинуватості порід покладу 0,0002%. Виходячи із об'єму тріщин визначають необхідну кількість гранульованого полістиролу. Густина полістиролу 1050 кг/м<sup>3</sup>, тоді необхідна кількість полістиролу для заповнення тріщин становить 21000 кг.

За допомогою піскозмішувального агрегату ЗПА і двох насосних агрегатів 4АН-700 запомповують 21 т полістиролу концентрацією 50 кг полістиролу на 1 м<sup>3</sup> рідини-носія (води).

Застосування запропонованого способу забезпечує наступні переваги: а) збільшується охоплення витіснення нафти водою, а отже, і нафтовилучення тріщинувато-пористих пластів із пластовою температурою понад 85°C; б) зменшується приплив пластових вод у видобувні свердловини і витрати, пов'язані з їх відбиранням із свердловини, збиранням і запомповуванням назад у пласт.

Якщо пластова температура є нижчою 85°C, то тампонування тріщин пласта здійснюють за способом [535], суть якого полягає в тому, що після запомповування дисперсії спінюваного полістиролу у воді зону тампонування нагрівають до температури 80-120°C протягом не менше 30 хвилин.

На рис. 5.55 подано залежність зміни об'єму спінюваного полістиролу від часу витримування за різних температур. Ці дані дають змогу виснува-

ти, що обігрівання затампонованої зони пласта протягом не менше 30 хв. є достатнім для досягнення максимального при даній температурі спінювання полістиролу.

Так, на родовищі із пористим колектором (коефіцієнт проникності пластів знаходиться в межах  $0,8-0,003 \text{ мкм}^2$ ) в нагнітальній свердловині шляхом термометрії в інтервалі 1100-1250 м виявлено заколонні перетікання внаслідок утворення поздовжньої тріщини в цементному кільці обсадної колони. Інтервал перфорації свердловини становить 1150-1180 м.

Використання цементу або іншого тампонажного розчину є небажаним, оскільки можливим є погіршення приймальності привибійної зони внаслідок кольматації пласта.

Орієнтовна ширина утвореної тріщини становить 5 мм (0,005 м), товщина цементного кільця в зоні перетікань – 50 мм (0,05 м). Орієнтовний об'єм тріщини  $V_{\text{тр}} = 150 \cdot 0,05 \cdot 0,005 = 0,0375 \text{ м}^3$ .

Необхідний для тампонування насипний об'єм гранульованого спінюваного полістиролу становить  $0,0375 \text{ м}^3$ .

Для забезпечення надійності проведення процесу тампонування використовують  $0,04 \text{ м}^3$  (42 кг) гранульованого спінюваного полістиролу.

За допомогою піскозмішувального і насосного агрегатів проводять запомповування водяної пульпи полістиролу. Гранули полістиролу через перфораційні отвори відфільтровуються в тріщину і заповнюють її (надходження гранул в пласт є виключеним, тому він надходить тільки в тріщину). Оскільки мінімальний коефіцієнт проникності пласта становить  $0,003 \text{ мкм}^2$ , то коефіцієнт проникності тріщини після тампонування повинен бути меншим цієї величини, наприклад  $0,0026 \text{ мкм}^2$ . Для цього необхідно прогріти зону тампонування при температурі  $80^\circ\text{C}$  протягом 30 хв.

За допомогою самохідного устаткування СУЕПС проводять прогрівання свердловини в інтервалі 1100-1250 м свердловинним електронагрівачем до потрібної температури з метою прогрівання тампонованої тріщини при температурі понад  $80^\circ\text{C}$  протягом 30 хв. (створювана температура реєструється на пульті устаткування). Під дією створеної температури гранульований спінюваний полістирол, який заповнює тріщину, закупорює канал заколонних перетікань.

Якщо коефіцієнт проникності пласта становить  $0,000005 \text{ мкм}^2$ , то в зоні тампонування необхідно створювати температуру  $120^\circ\text{C}$  протягом 30 хв. Тоді коефіцієнт проникності тріщини після тампонування становить  $0,0000048 \text{ мкм}^2$ , що є меншим  $0,000005 \text{ мкм}^2$ .

Отже, спосіб дає змогу тампонувати порожнини будь-якої конфігурації без погіршення колекторських властивостей корисних порових об'ємів колектора.

Спосіб створення потоковідхилювальних бар'єрів  
в охолоджених пластах запопмуванням теплоносія

Під час запопмування води в пласті має місце охолодження його навколо нагнітальної свердловини. Внаслідок цього збільшується в'язкість нафти, випадає твердий парафін із парафінонасиченої нафти. Кристали парафіну закупорюють пори, знижується повнота витіснення високів'язкої нафти з пористих матриць.

Відповідно до таких умов запропоновано спосіб створення потоковідхилювальних бар'єрів [535], згідно з яким вслід запопмуванню дисперсного матеріалу послідовно нагнітають теплоносій.

Запопмування теплоносія призводить до нагрівання пласта, розплавлення парафіну, зменшення в'язкості нафти. Це забезпечує покращення гідродинамічного витіснення нафти із раніше охолоджених зон пласта, тобто забезпечує відомий ефект теплових методів розробки нафтових покладів шляхом запопмування теплоносія.

Разом з тим виникає новий ефект – зменшення проникності тампонуального бар'єру із термопластичного матеріалу в тріщинах. Так, лабораторними експериментами (див. вище) встановлено, що з підвищенням температури відбувається розм'якшення пом'якшувача, а із зернистого шару утворюється суцільна непроникна бітумна маса. Стосовно до пом'якшувача температура теплоносія в зоні бар'єру повинна становити 90-140°C.

За нашим способом [535] у пласт запопмувають ізоляційний матеріал у вигляді дисперсії спінуваного полістиролу у воді, а відтак пласт нагрівають до температури 80-120°C протягом не менше 30 хвилин.

Спінуваний полістирол (див. вище) має прийнятні розміри частинок для запопмування в тріщини пласта, і густину, близьку до густини рідини-носія (води), нерозчинний у воді, нафті і нафтопродуктах, значно збільшується в об'ємі (більше ніж у 8 разів) при діянні на нього гарячою водою чи парою, а в закритому об'ємі із гранульованого стану перетворюється в однорідний твердий щільний моноліт типу пластмаси. При цьому нагрівання затампонованої зони пласта протягом не менше 30 хвилин є достатнім для отримання максимального за даної температури спінування полістиролу (див. рис. 5.55 і 5.56).

Для нагрівання пласта можна застосувати, наприклад, самохідні устаткування ППУА або СУЕПС [100].

Таким чином, послідовне запопмування теплоносія забезпечує підвищення нафтовилучення із об'єму пор пласта, який піддається нагріванню запопмуванням теплоносія, та зменшення накопиченого відбору води в результаті зменшення проникності тампонуального бар'єру в тріщинах.

Даний спосіб можна застосувати також для розробки тріщинувато-пористих пластів тепловими методами, коли температура запомповуваного теплоносія в пласті становить 90-140°C (гаряча вода, пара).

### Спосіб тампонування тріщин у поєднанні із внутрішньопластовим горінням

Сучасні методи підвищення нафтовилучення в тій чи іншій мірі базуються на заводненні. В аспекті умов застосування технологій тампонування тріщин відзначимо наступне:

1) тріщинуватість порід вважається для всіх методів несприятливим, а в дуже вираженій формі – недопустимим параметром, що призводить до марної циркуляції по пласту дорогих реагентів (за даними практики робіт застосування цих методів у 7-10 разів є дорожчим від заводнення);

2) пластова температура не обмежує використання двоокису вуглецю і створення водогазового діяння, а для використання міцелярів і і поверхнево-активних речовин повинна бути меншою 70°C;

3) коефіцієнт проникності пласта не є обмежувальним чинником у випадках застосування технологій на основі двоокису вуглецю, водогазового діяння, поверхнево-активних речовин, гарячої води і пароциклічних оброблень; коефіцієнт проникності повинен бути більшим 0,1 мкм<sup>2</sup> при запомповуванні міцелярних розчинів, розчинів полімерів та при внутрішньопластовому горінні, а також 0,2 мкм<sup>2</sup> – при витісненні нафти водяною парою.

З цих позицій необхідно розрізнати можливість поєднання за технологіями здійснення підвищення нафтовилучення і за використовуваними агентами. Технологічно застосування методу тампонування тріщин дисперсними системами можливе як у процесі реалізації основних методів (гідродинамічних, фізико-хімічних, газових), так і перед їх виконанням, якщо виявлено негативну роль чи наявність тріщинуватості (див. вище).

Основною особливістю процесу теплового діяння на неоднорідні тріщинувато-пористі пласти, які містять високов'язкі нафти, є переважаюча фільтрація запомповуваного агента по каналах аномально високої проникності, в результаті чого відбуваються передчасні його проривання. Звідси природним є намагання перекрити ці канали – тріщини.

Пропонуємо для тампонування таких каналів використати суспензію подрібненого термопластичного полімеру, який після заповнення тріщин при підвищенні температури послідовно розм'якшується, переходить в рідинний рухомий стан, а при здійсненні внутрішньопластового горіння згорає. У результаті за рахунок надходження теплоносія в зоні розміщення полімеру спочатку утворюється тампон, а після проходження фронту внутрішньопластового горіння досягається відновлення фільтраційних властивостей вигорілої зони.

Для цієї мети найбільш придатними за густиною і температурними показниками є поліолефіни, полістирол і його похідні.

### Спосіб вирівнювання штучної межі вуглеводнів (нафти, газу) і підшовної води шляхом створення екрана-блокади

Спосіб будується на використанні дисперсних матеріалів і полімерних композицій, які взаємодіють тільки з водою, що піднімається знизу вгору.

Суть способу полягає в тому, що запопмуванням дисперсних матеріалів і полімерних композицій у водонасиченій частині пласта створюється екран великого радіуса, який після взаємодії з водою і структурних перетворень стає стійким як проти вертикальних, так і горизонтальних градієнтів тиску.

Технологія за даним способом призначена для вирівнювання штучної водонафтової або газоводяної межі при її підніманні знизу вгору за умов масивного покладу з тріщинним колектором. Технологія реалізується за загальноприйнятою в практиці капітального ремонту свердловин технологічною схемою, яка не потребує додаткового устаткування і витрат, спеціальних заходів з техніки безпеки і охорони надр та довкілля.

Ефект технології виражається в зменшенні обводненості продукції видобувних свердловин на 45-70% і збільшенні дебіту нафти і газу.

### Спосіб регулювання відбирання нафти із проникнісно-неоднорідного пористого колектора переміжним запопмуванням води і нафти чи водонафтової емульсії

Загальна і шарова неоднорідності покладів за коефіцієнтом проникності призводить до проривів витіснювальної води по окремих напрямках і передчасного обводнення відповідних нафтових свердловин.

Якщо нагнітальна свердловина і частина навколишніх нафтових свердловин знаходяться в зоні із підвищеною проникністю пласта, а решта сусідніх нафтових свердловин – у зоні із меншою проникністю, то вода передчасно проривається в напрямках до свердловин у зоні з більшою проникністю. Інші навколишні нафтові свердловини, напрям до яких перетинається межею розділу зон різних проникностей, не реагують або слабо реагують на заводнення. Передчасне проривання води має місце також по окремих шарах із більшим коефіцієнтом проникності, що зумовлено літологічною зміною цих шарів чи підвищеною тріщинуватістю.

Швидкість фільтрації є прямо пропорційною рухомості, тобто відношенню коефіцієнта проникності породи до динамічного коефіцієнта в'язкості флюїду. Оскільки рухомість води, як правило, є більшою рухомості нафти, то рухома межа розділу нафти і води переміщається не стійко. Тобто, коли вода потрапляє в зону із більшим коефіцієнтом проникності у

порівнянні із навколишніми зонами, то межа розділу тут рухається із випередженням, внаслідок чого виникає проривання води. Для стабілізації і вирівнювання межі розділу та в певній мірі для усунення проривань необхідно забезпечити наявність у зоні проривання фази із більшим динамічним коефіцієнтом в'язкості. Регулювання витіснення, яке основане на цьому, дає змогу досягнути підвищення поточного і кінцевого коефіцієнта нафтовилучення із покладу.

У випадку наявності тріщин у пласті це найкраще досягається запомповуванням у ці тріщини суспензій на водній основі.

Стосовно до гранулярних колекторів, коли тріщинуватість відсутня чи гідродинамічно не проявляється, пропонується технологія переміжного запомповування води і нафти (чи води і водонафтової емульсії). У зоні проривання забезпечується спільний рух нафти і води, сумарний коефіцієнт проникності для яких та рухомість є меншими відповідних величин окремо для нафти у ще не заводненій зоні і для води в зоні витіснення. У результаті досягається вирівнювання рухомостей в усіх зонах поля дії нагнітальної свердловини. У залежності від конкретних умов створюється одна або декілька об'ємів нафти.

Регулювання витіснення можна було б досягнути застосуванням відомих методів зниження рухомості води, наприклад, загущенням її полімерами. Обмеження за критеріями використання полімерів (температурні умови, мінералізація, коефіцієнт проникності), дефіцитність і висока вартість у сучасних умовах звужують сферу застосування чи значно знижують техніко-економічні показники полімерного заводнення.

Використання власної нафти родовища чи водонафтової емульсії спрощує і значно здешевлює процес регулювання витіснення при збереженні його технологічної ефективності. При цьому виключаються пошуки і транспортування реагенту, вартість запомповуваної нафти знаходиться на рівні її собівартості, запомповувана нафта з часом вилучається із покладу, реалізуються шляхи утилізації стійких емульсій проміжного шару при підготовці нафти, не виникають різні фізико-хімічні процеси, які могли б ускладнити процес (закупорювання привибійної зони, корозія і т. д.).

Процес є можливим при застосуванні існуючого обладнання майже без додаткових капіталовкладень (трубопроводів), запомповувана нафта не втрачається (через адсорбцію, защемлення), досягається вирівнювання витіснення по об'єму покладу.

Спосіб збільшення охоплення розробкою продуктивних пористих пластів шляхом запомповування амбарних емульсій

Обводненість видобуваної нафти в Україні перевищила 85% і щорічно зростає.



При системах збору і підготовки товарної нафти на устаткуваннях підготовки нафти, які склалися на родовищах України, безперервно відбувається формування „амбарних” (або „пасткових”) емульсій, які не піддаються руйнуванню існуючими методами. Поява таких емульсійних шарів на границі розділу фаз в апаратах підготовки нафти і їх накопичення призводять до порушення технологічного режиму деемульсації, погіршення якості товарної нафти і супутніх пластових і стічних вод, знижує надійність роботи системи і засобів регулювання межі розділу фаз, тобто призводить до необхідності здійснювати скидування („підрізання”) проміжних шарів із апаратів підготовки нафти. Останні і формують амбарні емульсії.

На нафтовидобувних підприємствах накопичуються великі об'єми таких емульсій. Так, наприклад, в НГВУ „Долина нафтогаз” об'єм амбарних емульсій у свій час оцінювався працівниками НГВУ величиною біля 50 тис. м<sup>3</sup>. У них міститься близько 40% вуглеводнів (нафти), тобто біля 20 тис. т нафти.

Надзвичайно висока стійкість амбарних емульсій пояснюється підвищеним вмістом різних структуроутворювальних компонентів (глобул води із незруйнованими бронювальними оболонками, агломератів із асфальтеносмолистих і парафінових компонентів нафти, частинок механічних домішок і т. д.). Такі емульсії роками можуть знаходитися в нерозшарованому стані.

Аналіз причин утворення та способів і технологічних схем руйнування стійких амбарних емульсій виконано у ряді робіт. Назвемо методи і засоби оброблення таких емульсій.

На деяких промислах такі емульсії повторно обробляють, повертаючи їх у потік сирової нафти. Але, змішуючись із промисловою емульсією, вони настільки швидко забруднюють їх механічними домішками, що деемульсація стає практично неможливою навіть при значному підвищенні температури і дозуванні реагента-деемульгатора.

У даний час не існує ефективних способів очищення емульсійних нафт від твердих механічних домішок. Всі відомі прийоми і методи боротьби з такими емульсіями умовно можна поділити на 2 групи: превентивні (застережні) і технологічні. Превентивні методи передбачають застереження від надходження механічних домішок у потік. До технологічних методів, більшість із яких знаходиться ще на стадії випробувань, відносяться методи, що базуються на застосуванні: а) підвищеної температури і витрати деемульгатора (наприклад, японська фірма „Тохо Кемікл Індустрі” рекомендувала використовувати дорогий маслорозчинний деемульгатор типу Р-II із витратою 1-3 кг/т замість 50-80 г/т, тобто у 20-37 разів більше, при температурі 60°C і відстоюванні не менше 1-2 год.); б)

промивної прісної води із підвищеною витратою деемульгатора: в) органічних розчинників (4-5% нестабільного бензину; 0,4% водний розчин газойлевого контакту); г) активних хімічних агентів (2% сірчаної кислоти) і лугів; г) високооборотових центрифуг безперервної дії; д) фільтрації через діатомові землі; е) комбінації названих методів при інтенсивному переміщуванні і т. д. Але на практиці ці енергомісткі, малопродуктивні і дорогі методи мало чи зовсім не застосовують, а амбарні емульсії, які трудно руйнуються звичайним термохімічним методом, або спалюють, або підпомповують невеликими порціями в оброблювану сиру и товарну нафту, різко погіршуючи тим самим її якість.

Для зарубіжної практики типовою є комбінована схема підготовки стійких нафтових емульсій оброблянням їх спеціальним реагентом-деемульгатором із наступним нагріванням, відстоюванням і поверненням некондиційної нафти на повторне обробляння і т. д. Накопичені у відстійниках труднорозшаровувані „проміжні” шари скидають в окремі ємності-накопичувачі, де їх концентрують періодичним відпомповуванням нафти і води. Накопичена в ємностях нерозшарована „амбарна” емульсія із густиною 1000-1050 кг/м<sup>3</sup>, що містить від 3 до 5% механічних домішок, обробляється на центрифугах, спалюється в спеціальних печах або надходить на обортові фільтри системи Олівер із фільтрувальним середовищем діатоміту. Вміст мехдомішок в осадах у центрифугах або на фільтрах в середньому однаковий (20-30%), але в другому випадку додатково виникає проблема регенерації та утилізації відпрацьованих фільтрувальних матеріалів.

Проблема утилізації „амбарних” емульсій ще не є повністю вирішеною ні в Україні, ні взагалі у світі; на практиці не знайшли застосування запропоновані енергомісткі та дорогі способи утилізації цих емульсій; основна увага надається зменшенню гостроти даної проблеми розширенням застосування превентних методів, що передбачають застереження надходження механічних домішок у потік видобуваної нафти (вибійні фільтри, кріплення привибійної зони, забезпечення „сумісності” запомповуваних і пластових вод, боротьба із розвитком сульфатредукуючих бактерій оброблянням води бактерицидами, роздільні видобування, збирання і підготовляння продукції різних покладів, застосування герметизованих систем збирання, транспортування і підготовляння нафти; використання рідин глушіння свердловин без глинистих та інших частинок); кожний окремо із превентних методів не забезпечує необхідного результату, оскільки, діючи тільки на одну із причин надходження механічних домішок, сам по собі є ще далеким від вирішення проблеми навіть за прямим його призначенням.

Гострою є проблема утилізації „амбарних” емульсій як із господарських, так і з економічних позицій. Для її вирішення ми послуговувались

одним із свристичних прийомів для розв'язування технічних протиріч – принципом „роби навпаки” або принципом „повернути шкоду в користь”. Суть полягає в тому, що замість дії, яка фіксується умовами задачі (зруйнувати емульсію), здійснюємо обернену дію (використовуємо емульсію). Наведемо приклад: електроіскрове оброблення металів зародилось після багатолітньої боротьби із шкідливим явищем – електроерозією металів, тобто використовується шкідливий фактор для одержання позитивного ефекту або усувається шкідливий фактор за рахунок додавання з іншими шкідливими факторами. Ідея запропонованого нами вирішення проблеми утилізації „амбарних” емульсій полягає в наступному.

По-перше, при фільтруванні (або ширше при фільтрації) „амбарної” емульсії через фільтрівне середовище діатоміту відбувається руйнування першої і виділення нафти, води і механічних домішок. Для виключення проблеми регенерації і утилізації відпрацьованих фільтрувальних матеріалів процес руйнування необхідно перенести в продуктивний нафтовий пласт.

По-друге, однією із головних причин низької ефективності заводнення, як основного методу розробки нафтових родовищ, є неповне охоплення продуктивних пластів діянням внаслідок проривання пластових і запомповуваних вод по високопровідних каналах (тріщинах, порах) у видобувні свердловини без суттєвого впливу на вироблення інших, менш провідних каналів і об'ємів пласта. Нашими та інших авторів дослідженнями показано, що збільшення охоплення продуктивних пластів діянням і в кінцевому рахунку коефіцієнта нафтовилучення досягається на основі обмеження в них руху води шляхом збільшення фільтраційного опору або повного відключення заводнених об'ємів пласта, тобто шляхом створення потоковирівнювальних чи потоковідхилювальних бар'єрів у глибині пласта. Ефективність розглянутої вище технології тампонування тріщин пом'якшувачем підвищується при запомповуванні водонафтової емульсії. Тому запомповування „амбарної” емульсії теж дасть змогу створювати в пласті потоковирівнювальні чи потоковідхилювальні бар'єри та підвищити кінцевий коефіцієнт нафтовилучення.

По-третє, при фільтрації емульсії в пласті вона руйнується із виділенням нафти, води і механічних домішок. Механічні домішки кольтматують високопровідні канали, оскільки в малопровідні канали вони не надходять, так як в останніх відсутня фільтрація структурованої емульсії. Вода поповнює ресурси витіснювального агента. Виділена нафта вилучається із пласта разом з основним потоком продукції.

Отже, запропонований спосіб забезпечить повну утилізацію „амбарної” нафти, у т. ч. води і механічних домішок, а технологія заводнення стає безвідхідною, тобто дає змогу вирішити відразу дві проблеми: а)

повної утилізації „амбарної” емульсії; б) збільшення охоплення продуктивного пористого пласта виробленням і коефіцієнта нафтовилучення.

Таким чином, у результаті виконаних досліджень реалізовано сформульований напрям інтенсифікації видобування і підвищення нафтогазовилучення шляхом вирівнювання проникності неоднорідності тріщинного колектора, розроблено фізико-гідродинамічні основи і нові способи вибіркового керованого тампонування тріщин стосовно до конкретних умов. За одним із них передбачається вводити дисперсний матеріал (пом'якшувач) у потік запомповуваної води з поєднанням у часі як нагнітання води, так і створення потоковирівнювальних бар'єрів. Пропонується також доставку дисперсного матеріалу в пласт здійснювати за схемою гідравлічного розриву пласта системно в нагнітальну і навколишні високообводнені видобувні свердловини, а відбирання флюїдів здійснювати при депресіях тиску, які перевищують депресії перед тампонуванням тріщин. Розглянуто способи тампонування окремих мегатріщин чи інших тріщин з використанням частинок різної дисперсності, різної плавучості. З урахуванням температурного стану пласта запропоновано спосіб, який передбачає послідовне запомповування теплоносія.

Експериментально вивчено умови ефективного тампонування тріщин на прикладі використання пом'якшувача. Встановлено, що механізм утворення тампону пов'язаний із ущільненням шару тиском стискання тріщин, набуханням у нафті (яка вступає в контакт внаслідок капілярного насичення або запомповується з поверхні) і кольтатацією, а також у незначній мірі з ущільненням потоку, особливо при підвищеній температурі. Запропоновано способи, які забезпечують підвищення ефективності тампонування (керування тиском, запомповування водонафтової емульсії).

Стосовно до теплових методів розробки, зокрема до внутрішньопластового горіння, запропоновано спосіб використання суспензії подрібненого термопластичного полімеру (поліолефіни, полістирол і його похідні), який при підвищеній температурі поступово розм'якшується, переходить у текучий стан, а при здійсненні внутрішньопластового горіння згорає, тобто спочатку створюється тампон, а потім відновлюється проникність випаленої зони. Розроблено і експериментально обгрунтовано способи з використанням спінуваного полістиролу.

Запропоновано спосіб тампонування тріщин при запомповуванні гарячої води або пари шляхом використання полімерів, водорозчинних при підвищених температурах (наприклад, деякі марки полівінілового спирту), що забезпечує відновлення проникності після температурного фронту витіснення, та ряд інших способів.

#### 5.4 Визначення напрямків, швидкості фільтрації і об'ємів водопровідних каналів за допомогою індикаторів

---

Розробка нафтового родовища методом заводнення вимагає комплексних досліджень свердловин і пластів. Важливе значення в цьому комплексі набув метод індикаторів, оснований на введенні в пласт через нагнітальну свердловину міченої води (трасувального індикатору) і прослідковуванні за переміщенням у покладі шляхом фіксування в часі її появи у видобувних свердловинах. Важливою особливістю методу є те, що він дає характеристики пласта і витіснення нафти у всій зоні впливу нагнітальної свердловини (в межах поля фільтрації, тобто в міжсвердловинних зонах). Крім того, він дає змогу встановлювати напрям, швидкість фільтрації і розподіл запоповуваної води в продуктивному об'ємі пласта, визначати зони впливу нагнітальної свердловини, оцінювати охоплення покладу заводненням, виявляти неоднорідності пласта за простяганням та гідродинамічний зв'язок по площі і між окремими пластами. У комплексі з гідродинамічними і промислово-геофізичними методами дослідження оцінюють розподіл запоповуваної води між пластами і видобувними свердловинами і ефективність застосовуваних на родовищі методів регулювання розробки [211].

Одночасне використання декількох індикаторів, котрі відрізняються один від одного за характерною ознакою, дає змогу значно розширити можливості методу контролювання і коло розв'язуваних задач (В. Патра, Закачка индикатора, как один из эффективных методов котроля и управления разработкой нефтяных месторождений // *Prace Instytutu Nafty i Gazu*, nr 137. – Krakow, 2006. – С. 813-820): а) визначати нагнітальні свердловини, які є джерелами основного обводнення видобувних свердловин; б) визначати зони впливу різних нагнітальних свердловин; в) вивчати динаміку витіснення нафти водою, визначати ефективність процесу витіснення; г) здійснювати контроль за ефективністю застосування методів підвищення нафтовилучення із пластів та ін.

Вибираючи індикатор, слід враховувати специфічні умови виконання робіт. Під час руху індикатору в пласті відбувається значне його розбавлення і зменшення початкової концентрації, при цьому індикатор контактує із надзвичайно великою поверхнею гірської породи, яка є різною за мінералогічним складом і містить велике розмаїття речовин, здатних взаємодіяти із індикаторами.

Виходячи із цих особливостей, індикатор повинен задовольняти цілий ряд вимог і перш за все (В. Патра, там же): 1) повинен добре розчинятись

у досліджуваній рідині; 2) повинен зберігати свої фізико-хімічні властивості і не сорбуватися гірською породою; 3) повинен із достатньою точністю фіксуватися в широкому діапазоні його концентрації; 4) повинен бути дешевим, простим у використанні, доступним для широкого вжитку; 5) не повинен порушувати природний потік і слідувати тільки зі своїм гідродинамічним носієм.

З метою визначення напрямку і швидкості фільтрації води в підземних пластах, у т. ч. і в нафтових пластах при витісненні нафти водою, а також з метою визначення об'ємів водопровідних каналів у карбонатних і теригенних колекторах нафтових пластів першим використовувався траєкторний індикатор-флуоресцеїн. Визначивши їх, можна вжити заходів щодо підвищення охоплення нафтових пластів заводненням шляхом ізоляції (тампонування) цих водопровідних каналів або зміни чи відхилення напрямків фільтраційних потоків, а це дасть змогу значно зменшити кількість видобутої разом з нафтою пластової води. Використання флуоресцеїну є найбільш доцільним стосовно до нафтових покладів, які розробляються способом внутрішньоконтурного заводнення з нагнітанням у пласти прісної води.

Флуоресцеїн відноситься до групи органічних барвників ароматичного ряду типу родемін-Ж, родемін-С і відрізняється від них тільки тим, що він замість аміногруп містить гідроксильні групи. Хімічна формула флуоресцеїну  $C_{20}H_{12}O_5$ . Промисловістю флуоресцеїн випускається у вигляді порошку помаранчевого кольору, густиною  $1230 \text{ кг/м}^3$ , погано розчинного у воді і добре – в 10 % розчині лугу або спирту. При розчиненні кристали флуоресцеїну погано змочуються, у зв'язку з чим процес приготування розчину є тривалим.

Розчин флуоресцеїну запомповують у пласт через нагнітальні свердловини, а контроль за його появою здійснюють у навколишніх експлуатаційних свердловинах.

Дослідження передбачає виконання підготовчих, основних робіт і оброблення результатів.

Підготовчі роботи охоплюють: а) тарування або встановлення на водоводі до нагнітальної свердловини індивідуального вимірювального пристрою; б) перевірку технічного стану і, за необхідності, заміну пробовідбірних пристроїв на контрольних експлуатаційних свердловинах; в) приготування вхідного концентрованого розчину флуоресцеїну шляхом заповнення флаконів або бутилів з порошком флуоресцеїну 10 % розчином лугу (КОН або NaOH); після повного розчинення порошку та перебігу 6-24 годин рідину переливають у бутилі або металеву посуду місткістю 10-25 л, заповнених 10 % розчином лугу, з розрахунку 2 л розчину на 1 кг сухої речовини флуоресцеїну; у середньому в 25 ти літровому бутилі розчи-

няється не більше 7-8 кг сухої речовини; для однієї операції достатньо 10-20 кг хімічно чистого або 50-75 кг технічного флуоресцеїну (70 % сухої речовини), які розчиняються в 8-10 л розчину луґу; г) приготування і дослідження еталонних розчинів із вод контрольних свердловин із концентрацією флуоресцеїну від  $1 \cdot 10^{-1}$  до  $1 \cdot 10^{-7}$  %; г) визначення фонових показників вод із контрольних експлуатаційних свердловин на фотоелектричному флуориметрі типу ФО 1 і ртутно-кварцовій лампі типу ПРК-4.

Основні роботи охоплюють наступне: 1) запомповування флуоресцеїну в пласт, яке виконується в нагнітальну свердловину по насосно-компресорних трубах або по обсадній колоні за допомогою цементувального агрегату ЦА-320 чи будь-якого іншого агрегату за наявності мірних ємностей для розчину (орієнтовно у свердловину запомповується біля  $50 \text{ м}^3$  розчину флуоресцеїну концентрацією до 0,5 %; для цього у виміряному об'ємі прісної води перемішується приготований початковий розчин флуоресцеїну; приготований розчин запомповується в пласт під час короткотривалої зупинки нагнітання води за тиску, рівного тиску нагнітання); 2) відновлення нагнітання води після запомповування розчину флуоресцеїну в пласт за постійного вимірювання її об'ємів на індивідуальному вимірювальному пристрої; 3) визначення флуоресцеїну в продукції контрольних свердловин, яке здійснюється шляхом відбирання проб рідини і їх дослідження на фотоелектричному флуориметрі типу ФО 1 і ртутно-кварцовій лампі ПРК-4. Наявність флуоресцеїну встановлюють за зміною значини сили струму на міліамперметрі у першому випадку і за зміною кольору води – в другому. Концентрацію флуоресцеїну визначають у порівнянні з еталонними значинами. Для виділення води проби відстоюють, а за необхідності і підігрівають у водяній бані. За наявності у воді сірководню проби кип'ятять з додаванням у пробірку 1-2 г луґу. Якщо в продукції свердловин вода практично відсутня, то нафту відмивають дистильованою водою, яка досліджується у звичайному порядку. Підготовані для аналізу проби фільтрують через два фільтри з синьою стрічкою. Проби відбирають і досліджують через кожні 2-3 год. протягом доби до запомповування флуоресцеїну і через кожні 20-30 хв. після запомповування флуоресцеїну. Відбирання проб продовжується до появи флуоресцеїну в продукції контрольних свердловин і наступного відновлення стану води до фонових показників.

При обробленні даних дослідження для кожної з досліджуваних свердловин визначають:

а) лінійну швидкість розповсюдження флуоресцеїну в пласті

$$v = l/t, \quad (5.400)$$

б) зведену швидкість розповсюдження флуоресцеїну

$$v_{зв} = l/[t(p_n - p_b)]; \quad (5.401)$$

в) об'єм водопровідних каналів між свердловинами

$$V = Q_{в.і} v_i / \sum v_i; \quad (5.402)$$

г) коефіцієнт місткості водопровідних зон

$$K_m = V/V_{п}, \quad (5.403)$$

де  $l$  – відстань між нагнітальною і контрольною свердловинами, м;  $t$  – час розповсюдження флуоресцеїну між нагнітальною і контрольною експлуатаційними свердловинами, год.;  $p_n$  – вибійний тиск у нагнітальній свердловині, МПа;  $p_{в}$  – вибійний тиск у контрольній експлуатаційній свердловині, МПа;  $Q_{в.і}$  – об'єм запомпованої в нагнітальну свердловину води до моменту появи флуоресцеїну в даній контрольній свердловині, м<sup>3</sup>;  $v_i$  – швидкість розповсюдження флуоресцеїну в напрямку цієї контрольної свердловини, м/год.;  $\sum v_i$  – сума швидкостей по всіх контрольних свердловинах на досліджуваній ділянці пласта, м/год.;  $V$  – об'єм водопровідних каналів між свердловинами, м<sup>3</sup>;  $V_{п}$  – поровий об'єм ефективної нафтонасиченої частини пласта (м<sup>3</sup>) між свердловинами, який визначається шляхом геометричних побудов (рис. 5.59).

Ця методика розрахунку об'єму водопровідних каналів і коефіцієнта місткості дає змогу оцінити відносні об'єми і величини коефіцієнта місткості для різних колекторів, хоч не враховується витрата води на витіснення нафти із капілярних і субкапілярних каналів.

Токсичне діяння флуоресцеїну на організм людини проявляється у випадку потрапляння пилоподібних частинок на слизову оболонку носа, очей, горла, проникання всередину організму. Пил і пари флуоресцеїну викликають подразнення в горлі, нежить, виділення слини, а у важких випадках – підвищене серцебиття, підвищення кров'яного тиску. З метою запобігання вказаних наслідків під час приготування розчину флуоресцеїну в приміщенні необхідно користуватися респіраторами марки Ф-45, Ф-46, ШТ-2, захисними окулярами, гумовими рукавицями, рукавниками.

Метод індикаторів застосовувався для дослідження заводнення горизонту П-1+2 Лесяківського нафтового ро-

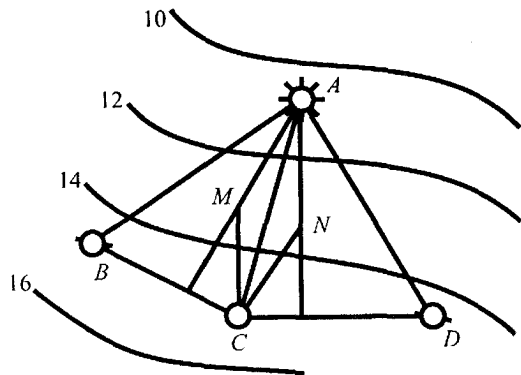


Рис. 5.59 – Схема до визначення порового об'єму нафтонасиченої частини пласта із карт ізопахіт: A – нагнітальна свердловина; B, C, D – видобувні свердловини



довища [211]. Як трасувальний індикатор використовували флуоресцеїн. Для одної операції витрачали біля 20 кг порошку, заздалегідь розчиненого в 100л 10% розчину лугу. У нагнітальну свердловину запомповували близько 30 м<sup>3</sup> розчину флуоресцеїну в прісній воді. Визначення індикатору в продукції контрольних свердловин виконували шляхом відбирання проб рідини і їх дослідження на ртутно-кварцовій лампі ПРК-4, дослідження і оброблення результатів проводили відповідно з методикою, описаною в роботі [262]. У процесі дослідження розчин індикатору послідовно (з місячним інтервалом) запомповували в нагнітальні свердловини 31, 12, 147 (табл. 5.24). Спостереження за надходженням індикатору в контрольні свердловини проводили 20-25 діб, хоч повні дослідження покладів методом індикаторів продовжуються не менше 6 міс.

Таблиця 5.24 – Характеристика нагнітальних свердловин Лесяківського родовища

Номер свердловини	Інтервал запомповування води, м	Продуктивна пачка	Вибійний тиск, МПа	Витрата запомповування, м <sup>3</sup> /добу
31	1805-1821	П-1+2 (I-II-III)	28,52	2000
12	1796-1802	П-1+2 (I)	28,15	950
147	1805-1816	П-1+2 (I-II)	28,54	1100

Горизонт П-1+2 Лесяківського родовища відрізняється високою зонально-шаруватою неоднорідністю. Спостережено випереджальне обводнення видобувних свердловин по високопроникних прошарках. У межах досліджених зон високопроникні прошарки (канали) займають об'єм близько 14 тис. м<sup>3</sup>, що становить приблизно 0,7 % дренажного об'єму колектора між нагнітальними і першим рядом реагуючих видобувних свердловин (табл. 5.25). За такого характеру витіснення нафти надходження води у свердловини і навіть повне обводнення їх продукції не означає, що поклад між нагнітальною і видобувною свердловинами вироблений. Після появи води в продукції видобувної свердловини частина витіснювального агента продовжує фільтруватися по практично промитих інтервалах, не здійснюючи корисної роботи з витіснення нафти, і видобувається на поверхню. За даними дослідження, частка об'єму запомпованої води, яка відбирається першим рядом видобувних свердловин, для зони діяння нагнітальної свердловини 12 становила 13%, свердловини 31 – 48 %, свердловини 147 – 87%.

Переривчасте (точкове) надходження індикатору в контрольні свердловини свідчило про переважно пошарову фільтрацію рідини в покладі. Наявність високопроникних інтервалів у покладі значно знижує ефективність заводнення горизонту П-1+2, оскільки створює умови для різношвидкісного вироблення запасів.

Таблиця 5.25 – Дані дослідження горизонту П-1+2 Леляківського родовища трасувальним індикатором

Номер контрольної свердловини	Відстань між нагнітальною і контрольною свердловинами, м	Час фільтрації індикатора, год.	Лінійна швидкість фільтрації, м/год.	Вибійний тиск, МПа	Об'єм запомилювання до появи індикатору, м <sup>3</sup>	Об'єм високопроникних каналів, м <sup>3</sup>	Поровий об'єм дренаваного інтервалу, м <sup>3</sup>	Частка високопроникних каналів у поровому об'ємі, %
<b>Зона діяння свердловини 31</b>								
16	380	50	7,6	11,88	455	80	55470	0,14
25	540	73	7,4	8,04	6070	2150	232080	0,92
25	540	109	5,0	8,04	9070	2150	232080	0,92
51	410	72	5,7	8,83	5990	1650	200930	0,81
51	410	112	3,7	8,83	9320	1650	200930	0,81
60	530	72	7,4	7,51	1195	620	114200	0,53
60	530	83	6,4	7,51	1380	620	114200	0,53
60	530	90	5,9	7,51	1490	620	114200	0,53
61	532	69	7,7	8,25	5740	1010	184930	0,54
119	533	49	10,9	9,54	810	200	134600	0,15
<b>Зона діяння свердловини 12</b>								
35	620	45	13,8	7,80	1520	1760	325560	0,53
35	620	52	11,9	7,80	1730	1760	325560	0,53
62	705	64	11,0	3,57	2130	1200	560500	0,21
78	445	42	10,6	3,19	1400	1620	134570	1,20
78	445	50	8,9	3,19	1665	1620	134570	1,20
78	445	56	7,9	3,19	1865	1620	134570	1,20
<b>Зона діяння свердловини 147</b>								
44	535	46	11,6	15,45	2110	540	143 700	0,37
45	735	50	14,7	15,50	2000	1340	169 270	0,79
45	735	70	10,5	15,50	2800	1340	169270	0,79
48	585	46	12,7	10,84	1840	1080	122 850	0,88
48	585	70	8,4	10,84	2800	1080	122 850	0,88
53	720	70	10,3	11,27	2800	640	95470	0,67

За величиною об'ємів високопроникних каналів поля фільтрації нагнітальних свердловин відрізняються одне від одного. Найбільш висока варіація об'єму високопроникних (інтенсивно дренаваних) каналів відзначена в зоні діяння нагнітальної свердловини 12 і найменша – в зоні діяння свердловини 147. Відмінність об'ємів високопроникних каналів характеризує зональну фільтраційну неоднорідність горизонту. Отже, варіацію об'єму високопроникних каналів у межах фільтраційних полів можна використовувати як критерій зональної неоднорідності об'єкту (табл. 5.26). Варіація коефіцієнта продуктивності і варіація об'єму високо-

проникних каналів у складних колекторах можуть використовуватися як найбільш інформативні критерії пошарової і зональної неоднорідності продуктивних горизонтів.

Таблиця 5.26 – Результати розрахунку варіації об'єму високопроникних каналів горизонту П-1+2 Лесяківського родовища

Номер свердловини		Частка високопроникних каналів у поровому об'ємі, %	Варіація об'єму високопроникних каналів, %
Нагнітальна	Контрольна		
12	35	0,53	63,8
	62	0,21	
	78	1,20	
31	16	0,14	57,5
	25	0,92	
	51	0,81	
	60	0,53	
	61	0,54	
147	119	0,15	28,4
	44	0,37	
	45	0,79	
	48	0,88	
	53	0,67	

В останній час як індикатори розпочали використовувати так звані азотисті сполуки – нітрати (аміачна селітра  $\text{NH}_4\text{NO}_3$ ) і карбаміди (сечовина  $\text{H}_2\text{NCONH}_2$  і тиосечовина  $\text{H}_2\text{NSCH}_2$ ). Позитивними факторами їх використання є висока стійкість у пластових умовах, простота реєстрації і низька вартість, а негативно характеризуються лише нітрати, які здатні взаємодіяти із солями кальцію, що обмежує їх використання в карбонатних відкладах.

В. Патра (2006) запропонував індикаторний метод, який оснований на запомповуванні в нагнітальну свердловину водного розчину аміачної селітри з наступним виявленням її в продукції видобувних свердловин. Відібрані проби води фільтруються для видалення нафти і механічних домішок. Визначення присутності індикатору (іон  $\text{NH}_4^+$ ) в пробах води можна проводити якісно і кількісно. Якісну присутність індикатору можна встановити двома методами: 1) за почорнінням фільтрувального паперу, змоченого розчином нітрату ртуті; реакція дуже є чутливою: мінімум – 0,01 мкг, гранична концентрація –  $1,5 \cdot 10^6$ ; 2) дією реактиву Несслера ( $\text{K}_2[\text{HgI}_4] + \text{KOH}$ ); після додавання до проби води декількох крапель реактиву Несслера в присутності йонів  $\text{NH}_4^+$  або  $\text{NH}_3^+$  утворюється характерний жовтувато-бурий осад, а за наявності слідів  $\text{NH}_4^+$  розчин набуває жовтого кольору.

Кількісне визначення іонів  $\text{NH}_4^+$  в пробах води проводять методом відгонки або формаліновим методом.

Виявлення присутності індикатору за допомогою реактиву Несслера є доступнішим та ефективнішим і вирішує наступні фільтраційні задачі:

- встановлення напрямку поширення нагнітальної води і області впливу окремих нагнітальних свердловин;
- вивчення характеру витіснення нафти нагнітальною водою;
- визначення кількісних показників заводнення – швидкості переміщення рідини, розподіл нагнітальних об'ємів води по пластах, пропластках і між окремими видобувними свердловинами, охоплення покладу заводненням і впливу на нього різних факторів, ступеня проявлення капілярного просочування нафтонасичених порід нагнітальною водою та ін.;
- виявлення ефективності використання різних хімічних реагентів для підвищення нафтовилучення із пластів.

Для промислового випробовування було вибрано нагнітальну свердловину №456 Бугруватівського нафтового родовища і блок видобувних свердловин №№36, 49, 68, 97, 411, 444 і 458 (рис. 5.60). Дослідження по горизонту В-22 цього родовища виконували з метою визначення кількісних показників і характеристик витіснення нафти водою, виявлення причин обводнення видобувних свердловин, розробки заходів щодо його зменшення, а також для вивчення гідродинамічного зв'язку між нагнітальною свердловиною і видобувними.

У нагнітальну свердловину №456 запомповували 10 м<sup>3</sup> розчину аміачної селітри. На початковій стадії досліджень відбирання проб рідини із підконтрольних видобувних свердловин для аналізу на вміст індикатору проводили через кожні 4-5 годин протягом перших трьох діб, а далі – 1 раз на добу. За весь час дослідження індикатор було виявлено у свердловинах №№36, 49, 68, 97, 411 і 444.

На основі отриманих результатів із кількісного визначення індикатору в пробах рідини, по кожній видобувній свердловині побудували криві виходу індикатору, що як приклад показано на рис. 5.61.

Характер зміни концентрації індикатору і вихід його у великій кількості в пробах рідини свердловин №№97, 411, 444 і 36 дає змогу припустити про значну тріщинуватість пласта. Результати індикаторного дослідження подано в табл. 5.27.

Оцінка кількості індикатору, виявленого у видобувних свердловинах, показує, що в кожну із них надходило від 5,29 до 24,6 м<sup>3</sup>/доб. нагнітальної води. Основний об'єм води переміщається по двох пропластках до свердловин №36 (17,9 м<sup>3</sup>/доб.) і №411 (24,6 м<sup>3</sup>/доб.), що становить 9,4% від кількості нагнітальної води. У свердловину №444 надходить 1,69% запомповуваної води, у свердловину №68 – 1,1% і у свердловину №97 – 3,1%. У цілому у видобувні свердловини надходить 16,34% нагнітальної води із свердловини №456.

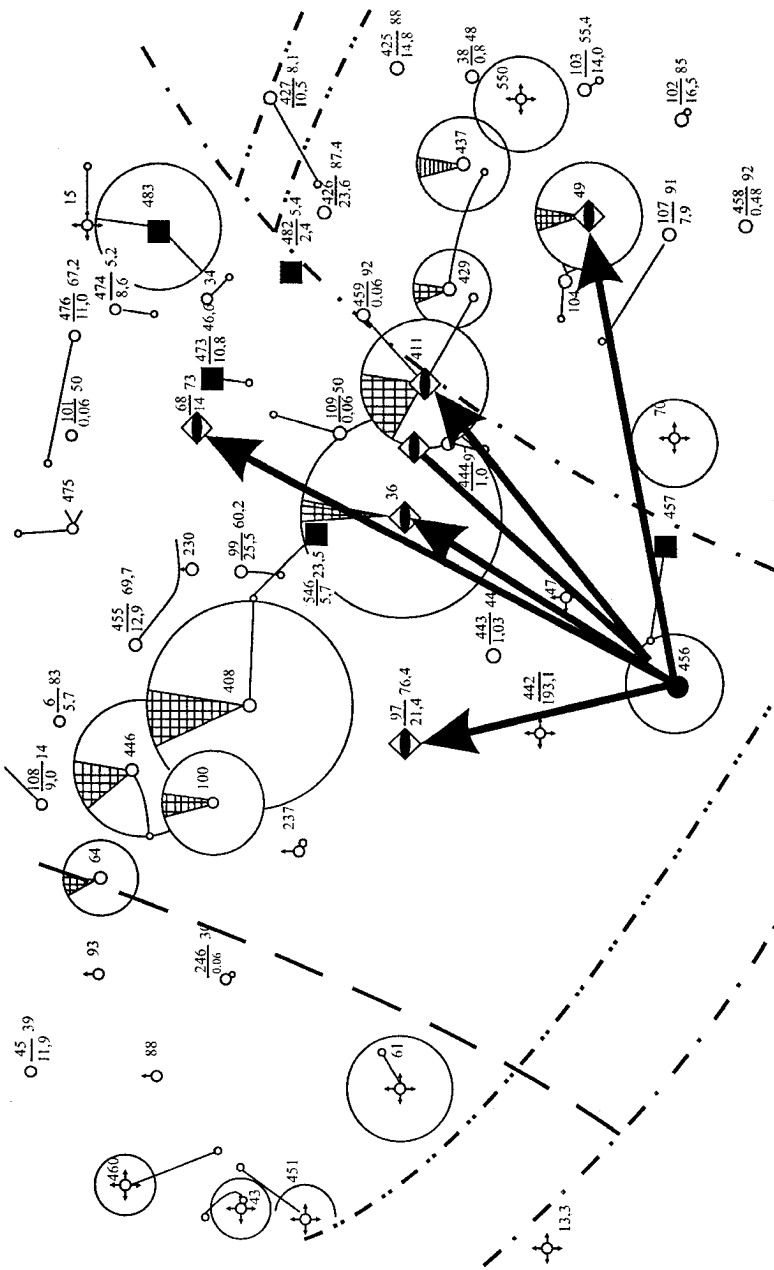


Рис. 5.60 – Карта розташування свердловин (горизонт В-22 Бугруватівського родовища)

● – Нагнітальна свердловина, в яку заповнювали полікар; ■ – Видобувні свердловини, які прореагували на заповнювання полікару; ◆ – Видобувні свердловини, які прореагували на індикатор і заповнювання полікару

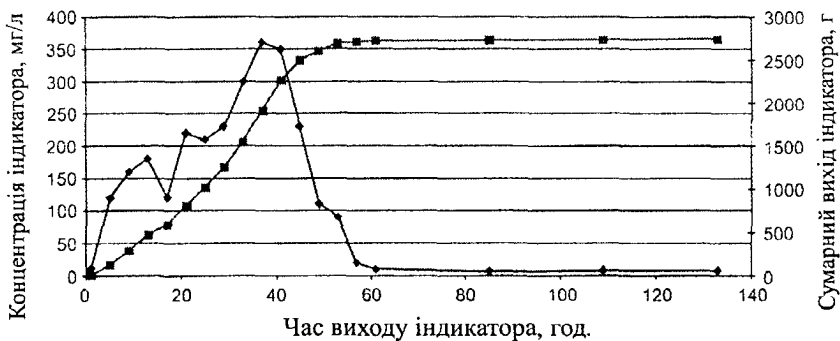


Рис. 5.61 – Графіки зміни концентрації індикатора в продукції свердловини №411 і сумарного виходу після запомповування його в нагнітальну свердловину №456

Таблиця 5.27 – Результати індикаторного дослідження процесу витіснення нафти водою із горизонту В-22 Бугруватівського родовища

Визначувані параметри	№№ свердловин					
	36	49	68	97	411	444
Відстань між нагнітальною свердловиною №456 і видобувною	812,5	1125	1400	712,5	975	800
Час виходу індикатора $t_{max1}$ , год.	17	25	5	9	5	5
	37	37	37	37	37	37
Концентрація виходу індикатора $c_{max1}$ , мг	90	80	80	120	120	120
	152	354	420	150	460	380
Швидкість руху індикатора $u_1$ , м/год.	48	45	280	79	195	160
	21,9	30,4	37,8	19,3	26,3	24,2
Кількість індикатора, яка надійшла із свердловини $M_1$ , кг	0,245	0,401	2,6	1,39	1,855	2,93
Об'єм води, що надійшов по промитих пропластках $Q_{в1}$ , м <sup>3</sup>	17,99	6,3	5,29	14,5	24,6	7,96
Умовний об'єм промитого пропластка $V_1$ , м <sup>3</sup>	27,74	9,7	8,2	22,3	38,05	10,94
Умовна товщина промитого пропластка $h_1$ , м	0,0078	0,0084	0,0082	0,008	0,01	0,0069
Умовна площа промитої зони $S_1$ , м <sup>2</sup>	3,549	1151	986	2782	3668	1583

По́ява індикатора у видобувних свердловинах свідчить про обводнення їх нагнітальною водою і підтверджує гідродинамічний зв'язок між нагнітальною свердловиною №456 і контрольними видобувними.

Виходячи із характеру надходження індикатора у видобувні свердловини нафтонасиченим пластом, виснуємо, що Бугруватівському родовищу притаманна зонально-шарувата неоднорідність, внаслідок чого нафта може не витіснятися водою єдиним суцільним фронтом (ні за простяганням, ні по ширині). При переважанні гідродинамічних сил витіс-

нення над капілярними, незалежно від режиму роботи свердловин, швидкість руху рідини у високопроникних ділянках колекторів завжди є вищою, а в слабопроникних – нижчою, ніж в решті об'єму продуктивного горизонту. В окремих місцях покладу виникає рух „рукавоподібного” характеру. Частини водонафтового розділу починають випереджати одна одну, що в кінцевому результаті призводить до його розриву. Нафтонасичена товщина начебто пронизується хвилястими потоками води різного простягання. При такому характері витіснення нафти надходження води у свердловини і навіть їх повне обводнення не означає, що поклад між нагнітальними і видобувними рядами свердловин у достатній мірі є виробленим. Через деякий час після початку процесу заводнення, частина витісняювального агенту починає проходити по практично промитих ділянках, не виконуючи корисної роботи, і видобувається на денну поверхню. Виникають цілики нафти і ділянки неактивного руху рідини.

Для вирівнювання фронту витіснення і залучення у розробку ціликів нафти автор рекомендував перейти на полімерне заводнення Бугруватівського родовища з використанням водонабухаючого полімеру полікар (див. нижче). Із розрахунків видно, що умовний об'єм промитої зони становить 116,93 м<sup>3</sup>. Для вирівнювання фронту витіснення в нагнітальну свердловину було запомповано 110,0 м<sup>3</sup> водонабухаючого полімерного розчину полікар. На запомповування розчину полікар прореагували в основному ті видобувні свердловини, в яких було виявлено індикатор. Протягом місяця в деяких свердловинах знизився процент обводненості продукції (свердловина №49 – з 94,4% до 71,5%; свердловина №97 – з 87,5% до 77,9; свердловина №411 – з 93,1% до 80,1%).

За результатами індикації шляхів руху води від нагнітальної свердловини №456 на Бугруватівському родовищі і наступного вирівнювання в ній профілю припливу розчином полікар у видобувних свердловинах №№36, 46, 49, 68, 97, 411, 444, 457, 473, 482, 483 відмічено збільшення продуктивності по нафті і зменшення обводненості. Додатково видобуто 3725 т нафти.

Такий підхід дав плідні результати на Бугруватівському, Анастасіївському, Перекопівському, Козіївському, Долинському, Північно-Долинському і Спаському родовищах.

## 5.5 Прогнозування технологічних параметрів процесу створення міжсвердловинних потоковідхилювальних бар'єрів

---

Потоковідхилювальні бар'єри в міжсвердловинних зонах створюються шляхом запомповування суспензій, емульсій, осадоутворювальних та інших матеріалів у глибину продуктивного пласта з метою регулювання процесу розробки нафтових родовищ. Процес кольматації тріщинуватого пласта твердими частинками суспензії розглядається як процес сорбції за ізотермою Ленгмюра (див. вище). Тут досліджується кольматація або тампонування тріщин у глибині пласта запомповуванням суспензії високодисперсних твердих частинок з урахуванням неоднорідності елементів потоку [84].

При прогнозуванні параметрів технологічного процесу доцільно дати оцінку розміру (радіуса) зони тампонування, тиску запомповування дисперсної системи і можливого приросту нафтовилучення в зоні тампонування. Складність розв'язування задачі руху дисперсної системи з твердими частинками в тріщинувато-пористому пласті з урахуванням поперечного розміру фільтраційних каналів і створення кольматувального шару у високопровідних тріщинах змушує шукати ефективні наближені розв'язки для технологічного обґрунтування параметрів процесу. Оцінку приросту коефіцієнта витіснення подано вище.

Нехай маємо площову систему запомповування суспензії в нагнітальну свердловину, яка розміщена в нескінченному пласті, а розв'язок трансформуємо до жорсткої системи фільтрації, коли в полі нагнітальної свердловини замінено сусідні видобувні свердловини коловою галереєю з рівномірно розподіленою витратою рідини. Виділяємо три області квазістаціонарного руху суспензії, дисперсійного середовища і нафти. Коефіцієнт проникності тріщинуватого пласта описуємо експоненціальною функцією тиску, а окрім того, коефіцієнт проникності в області руху суспензії задаємо експоненціальною залежністю від ступеня кольматації тріщин, тобто:

$$k_1 = k_{10} e^{-\alpha_1(p_0 - p)}; \quad (5.404)$$

$$k_2 = k_1 e^{-\alpha_2(R_\Phi - r)} \quad (5.405)$$

або

$$k_2 = k_{10} e^{-\alpha_1(p_0 - p)} e^{-\alpha_2(R_\Phi - r)}, \quad (5.406)$$

де  $k_1$  – коефіцієнт проникності тріщинуватого пласта (в областях руху дисперсійного середовища і нафти);  $k_{10}$  – коефіцієнт початкової про-



никності пласта за тиску  $p_0$ , зокрема тиск  $p_0$  беремо рівним тиску на контурі живлення пласта  $p_k$ ;  $\alpha_1$  – реологічний параметр тріщинуватого середовища;  $p$  – біжучий тиск у пласті;  $k_2$  – коефіцієнт проникності пласта в області руху суспензії;  $\alpha_2$  – коефіцієнт, який характеризує неоднорідність потоку і зменшення проникності тріщин після надходження в них суспензії;  $R_\phi$  – радіус фронту запомповуваної суспензії в пласті (зовнішній радіус циліндричної області руху суспензії);  $r$  – біжучий радіус.

Стосовно до області руху суспензії витрату її запишемо так:

$$Q = -2\pi r h \frac{k_1}{\mu_1} \frac{dp}{dr} \quad (5.407)$$

або

$$Q = -\frac{2\pi k_{10} h}{\mu_1} r e^{-\alpha_1(p_0-p)} e^{-\alpha_2(R_\phi-r)} \frac{dp}{dr}, \quad (5.408)$$

де  $h$  – товщина пласта;  $\mu_1$  – динамічний коефіцієнт в'язкості суспензії, причому за формулою Ейнштейна  $\mu_1 = \mu_{10} (1 + 2,5 c)$ , оскільки суспензія є малокоцентрованою;  $\mu_1$  – динамічний коефіцієнт в'язкості дисперсійного середовища;  $c$  – об'ємна концентрація дисперсних твердих частинок у рідині-носії;  $-dp/dr$  – градієнт тиску.

Інтегруючи (5.408), запишемо

$$\frac{Q\mu_1}{2\pi k_{10} h e^{-\alpha_2 R_\phi}} \int_{r_c}^{R_\phi} \frac{e^{-\alpha_2 r}}{r} dr = - \int_{p_c}^{p_\phi} e^{-\alpha_1(p_0-p)} dp, \quad (5.409)$$

звідки замінами  $e^{-\alpha_2 r} = u$  і  $e^{-\alpha_1(p_0-p)} = w$  отримуємо розв'язок у вигляді:

$$\frac{Q\mu_1}{2\pi k_{10} h e^{-\alpha_2 R_\phi}} \left[ \text{li } e^{-\alpha_2 R_\phi} - \text{li } e^{-\alpha_2 r_c} \right] = \frac{1}{\alpha_1} \left[ e^{-\alpha_1(p_0-p_c)} - e^{-\alpha_1(p_0-p_\phi)} \right] \quad (5.410)$$

або

$$Q = \frac{2\pi k_{10} h \left[ e^{-\alpha_1(p_0-p_c)} - e^{-\alpha_1(p_0-p_\phi)} \right]}{\mu_1 \alpha_1 e^{-\alpha_2 R_\phi} \left( \text{li } e^{-\alpha_2 R_\phi} - \text{li } e^{-\alpha_2 r_c} \right)}, \quad (5.411)$$

де  $\text{li } u = \int_0^r \frac{e^{-\alpha_2 r}}{r} dr$  – інтегральний логарифм;  $r_c$  – радіус свердловини;  $p_c$  –

тиск на вибої свердловини, в яку запомповується суспензія;  $p_\phi$  – тиск на зовнішній межі області руху суспензій (на фронті суспензії).

Стосовно до області руху дисперсійного середовища витрату рідини запишемо, виходячи із моделі поршневого витіснення нафти дисперсійним середовищем у тріщинуватій породі, так:

$$Q_2 = -2\pi hr \frac{k_{10} e^{-\alpha_1(p_0 - p)}}{\mu_{10}} \frac{dp}{dr}, \quad (5.412)$$

або після інтегрування

$$\frac{Q_2 \mu_{10}}{2\pi k_{10} h} \ln \frac{R_B}{R_\Phi} = \frac{1}{\alpha_1} \left[ e^{-\alpha_1(p_0 - p_\Phi)} - e^{-\alpha_1(p_0 - p_B)} \right], \quad (5.413)$$

звідки

$$Q_2 = \frac{2\pi k_{10} h \left[ e^{-\alpha_1(p_0 - p_\Phi)} - e^{-\alpha_1(p_0 - p_B)} \right]}{\mu_{10} \alpha_1 \ln \frac{R_B}{R_\Phi}}, \quad (5.414)$$

де  $R_B$  – зовнішній радіус зони витіснення нафти дисперсійним середовищем;  $p_B$  – тиск на зовнішній межі цієї зони.

Аналогічно для області руху нафти стосовно до жорсткої системи фільтрації маємо:

$$Q_3 = \frac{2\pi k_{10} h \left[ e^{-\alpha_1(p_0 - p_B)} - e^{-\alpha_1(p_0 - p_r)} \right]}{\mu_H \alpha_1 \ln \frac{R_r}{R_B}}, \quad (5.415)$$

де  $\mu_H$  – динамічний коефіцієнт в'язкості пластової нафти;  $R_r$  – радіус колової галереї;  $p_r$  – середній тиск на лінії розміщення галереї.

Враховуючи, що  $Q_2 = Q(1 - c)$ ,  $Q_3 = Q(1 - c)$ , і використовуючи умову нерозривності потоку  $Q = Q_2/(1 - c) = Q_3/(1 - c)$ , на основі правила похідних пропорцій отримуємо:

$$Q = \frac{2\pi k_{10} h \left[ e^{-\alpha_1(p_0 - p_c)} - e^{-\alpha_1(p_0 - p_r)} \right]}{\mu_1 \alpha_1 e^{-\alpha_2 R_\Phi} \left( \text{li} e^{-\alpha_2 R_\Phi} - \text{li} e^{-\alpha_2 r_c} \right) + \frac{\mu_{10} \alpha_1}{1 - c} \ln \frac{R_B}{R_\Phi} + \frac{\mu_H \alpha_1}{1 - c} \ln \frac{R_r}{R_B}} \quad (5.416)$$

або

$$p_c = p_0 + \frac{1}{\alpha_1} \ln \left\{ e^{-\alpha_1(p_0 - p_r)} + \frac{Q \alpha_1}{2\pi k_{10} h} \left[ \mu_1 e^{-\alpha_2 R_\Phi} \times \right. \right. \\ \left. \left. \times \left( \text{li} e^{-\alpha_2 R_\Phi} - \text{li} e^{-\alpha_2 r_c} \right) + \frac{\mu_{10}}{1 - c} \ln \frac{R_B}{R_\Phi} + \frac{\mu_H}{1 - c} \ln \frac{R_r}{R_B} \right] \right\}. \quad (5.417)$$

За відсутності кольматації тріщин частинками суспензії і відповідно зниження їх проникності, тобто за  $\alpha_2 = 0$  і  $c = 0$ , маємо частковий розв'язок задачі витіснення рідин у деформівному тріщинуватому середовищі. Якщо  $\alpha_1 = \alpha_2 = 0$  і  $c = 0$ , то отримуємо відому формулу для випадку витіснення різнов'язкісних рідин у недеформівному пласті [108].

Радіус  $R_\phi$  фронту введеної суспензії оцінюємо із наступних міркувань. У горизонтальних тріщинах частинки можуть переноситись на великі відстані, частина їх затримується в місцях звуження і т. д. Якщо  $R_\phi$  сягає значини радіуса  $r_{np}$  (див. вище), за якого порушується умова проникання гранул у тріщини, то в подальшому беремо  $R_\phi = r_{np} = \text{const}$ . А при  $R_\phi < r_{np}$

$$R_\phi = \sqrt{r_c^2 + \frac{Qt}{\pi h m \alpha_{тр}}}, \quad (5.418)$$

де  $t$  – тривалість запопповування суспензії;  $m$  – коефіцієнт тріщинної пористості пласта;  $\alpha_{тр}$  – коефіцієнт тампонування горизонтальних тріщин. На основі експериментів І.І. Редькіна можна взяти  $\alpha_{тр} = 0,35-0,40$  [463].

Тампонування вертикальних тріщин розпочинається від стінки нагнітальної свердловини і розширюється вглиб пласта. Тоді при  $R_\phi < r_{np}$

$$R_\phi = \sqrt{r_c^2 + \frac{cQt}{\pi h m \alpha_{тв}}}, \quad (5.419)$$

де  $c$  – концентрація гранул у рідині-носії;  $\alpha_{тв}$  – коефіцієнт тампонування вертикальних тріщин.

Якщо пласт є тріщинувато-пористим із загальним коефіцієнтом проникності

$$k = k_n + k_{10}, \quad (5.420)$$

то припустимо взяти, що витрата рідини в тріщини

$$Q = \frac{k_{10}}{k} Q_0, \quad (5.421)$$

де  $Q_0$  – загальна витрата запопповуваної у свердловину рідини;  $k_n$  – коефіцієнт проникності пористих блоків (матриць).

Концентрація гранул на вході в тріщини становить

$$c = \frac{G}{Q} = \frac{c'Q_0}{Q} = c' \frac{k}{k_{10}}, \quad (5.422)$$

де  $c'$  – концентрація гранул у запопповуваній у свердловину суспензії;  $G$  – масова витрата гранул.

Радіус фронту запопповуваної суспензії оцінюємо із балансового рівняння об'ємів, тобто

$$R_\phi = \sqrt{r_c^2 + \frac{cQt}{\pi h m_1 \alpha_3 \alpha_4 (1 - m_r)}}, \quad (5.423)$$

де  $t$  – тривалість запомповування суспензії;  $m_1$  – коефіцієнт тріщинної пористості пласта;  $\alpha_3$  – частка тріщин, у які надходять частинки суспензії (див. вище);  $\alpha_4$  – коефіцієнт, який враховує повноту тампонування тріщин (див. вище);  $m_r$  – коефіцієнт пористості тампонуального шару частинок.

Аналогічно із балансового рівняння об'ємів знаходимо радіус зони витіснення:

$$R_b = \sqrt{R_\phi^2 + \frac{Qt - \pi(R_\phi^2 - r_c^2)hm_1}{\pi hm_1}}. \quad (5.424)$$

За отриманими формулами проведено розрахунки зміни тиску запомповування суспензії в часі. Для розрахунків узято  $k_{10} = 10^{-13} \text{ м}^2$ ;  $\alpha_1 = 1,5 \cdot 10^{-7} \text{ Па}^{-1}$ ;  $m_1 = 0,1 \%$ ;  $h = 78 \text{ м}$ ;  $\mu_n = 1,5 \cdot 10^3 \text{ Па} \cdot \text{с}$ ;  $\mu_{10} = 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}$  (вода);  $c = 0,025$ ;  $Q = 0,01517 \text{ м}^3/\text{с}$ ;  $p_o = 28 \text{ МПа}$ ;  $p_r = 12 \text{ МПа}$ ;  $\alpha_2 = 0,4$ ;  $\alpha_3 = 0,6$ ;  $\alpha_4 = 0,8$ ;  $m_r = 3 \%$ ;  $r_c = 0,1 \text{ м}$ ;  $R_r = 600 \text{ м}$ . Частина даних відповідає умовам вигодського покладу Долинського нафтового родовища, в який через водонагнітальну свердловину №231-Д здійснювалося запомповування водної суспензії пом'якшувача. Результати розрахунку і зіставлення з фактичними даними (розсіювання даних зумовлено зупинками насосних агрегатів через їх технічний стан) показано на рис. 5.62, звідки можна висувати про добрий збіг величин.



Рис. 5.62 – Зміна тиску нагнітання високодисперсної суспензії у свердловину №231-Д

На сьогодні відомо багато способів, технологічних схем і технологій виконання ремонтно-ізоляційних робіт на основі використання різних тампонажних, ізоляційних чи водообмежувальних матеріалів. При цьому одні і ті ж тампонажні матеріали можуть бути придатними для виконання різного виду ізоляційних робіт (ізоляція окремих пластів, усунення законних перетікань тощо). Нижче основні технології ремонтно-ізоляційних робіт (РІР) умовно згруповано або за особливостями їх реалізації (колтюбінг, охолодження ПЗП тощо), або за механізмом утворення тампону (тверде тіло, гель, пакер тощо), або за основним компонентом тампонажної суміші (цементний розчин, ПАА, НКСС тощо), або за призначенням (створення вибійного корка, створення міжсвердловинних потоковідхилювальних бар'єрів і т. ін.). Слід відмітити, що доцільно окремі особливості тих чи інших технологій творчо переносити на інші технології, які нижче в основному подано в інтерпретації їх авторів.

### **6.1 Методи і технологічні схеми виконання ремонтно-ізоляційних робіт шляхом тампонування**

---

Найпоширеніші методи виконання ремонтно-ізоляційних робіт у свердловинах – це методи тампонування, які ґрунтуються на використанні рідинних ізоляційних (тампонажних) матеріалів.

#### Методи тампонування

Залежно від *мети* виконання ремонтно-ізоляційних робіт можна виділити такі *методи тампонування*:

- 1) для відключення нижніх пластів – створення у стовбурі свердловини непроникного корка (моста, пробки) в межах товщини пласта, розкритої перфорацією;
- 2) для відключення окремих інтервалів неоднорідного пласта і верхніх пластів – створення у відключених інтервалі або пласті непроникної облямівки (екрана) по периметру свердловини в межах товщини інтервалу або пласта, розкритої перфорацією;
- 3) для виправлення неякісного цементного кільця – заповнення порушень (тріщин, різних пустот), які є в цементному кільці, ізолювальним матеріалом;

4) для усунення порушень обсадної колони – заповнення порушень, що є в цементному кільці та обсадній колоні (за наявності цементного кільця), або створення міцного тампону за обсадною колоною в інтервалі її порушення (чи в інтервалі відсутності цементного кільця);

5) для нарощування (допідняття) цементного кільця – заповнення вільного простору між стінкою свердловини і обсадною колоною (або кондуктором) в інтервалі відсутності цементного кільця;

6) для кріплення слабкоцементованих порід у привибійній зоні пласта – створення в межах товщини порушеної зони міцного, проникного фільтра, що обмежує винесення породи (піску) із пласта і забезпечує приплив рідини.

### Вимоги до технології робіт

Технологія РІР являє собою перелік основних операцій під час виконання ремонтних робіт у строгій технологічній послідовності їх та із вказівкою застосовуваного обладнання, інструменту і режиму запомпювання тампонажних матеріалів, часу очікування після їх протискування в зону ізоляції і т. д.

Технологічна схема ремонтних робіт визначає умови і порядок запомпювання робочих розчинів ізоляційного (тампонажного) матеріалу у свердловину і протискування його в інтервал ізоляції: розташування нижнього кінця насосно-компресорних труб (НКТ) відносно інтервалу ізоляції, застосування пакера, виконання контрольного зрізування тощо.

Одні і ті ж методи, ізоляційні матеріали і технологічні схеми можна застосовувати для виконання РІР різних видів у конкретних свердловинах.

Технологію виконання РІР вибирають, виходячи із передбачуваного виду РІР, придатних для цього способів ізоляційних робіт, ізоляційних матеріалів, роз'єднувального пристрою (пакера) і технологічної схеми РІР у відповідності з геолого-промисловою характеристикою кожної конкретної свердловини.

Спосіб ізоляційних робіт, ізоляційний матеріал, конструкція роз'єднувального пристрою, технологічна схема і сама технологія РІР взаємозумовлюють і визначають один одного. У кожному окремому випадку їх належить вибирати з урахуванням великого комплексу показників: виду РІР; геолого-фізичних особливостей продуктивного пласта, пласта-обводнювача і розрізу свердловини; умов розробки експлуатаційного об'єкта, конструкції свердловини, її технічного стану і гідродинамічної обстановки в ній; існуючого досвіду виконання РІР на даному підприємстві, оснащеності технікою, матеріалами тощо.

*Гідродинамічна обстановка у свердловині визначається:*

- а) одночасною спільною розробкою декількох пластів одною сіткою свердловин;
- б) відмінністю геолого-фізичних характеристик одночасно розроблюваних пластів (товщини, проникності, пластового тиску тощо);
- в) наявністю пластів (інтервалів порушень обсадної колони) з великою поглинальною здатністю;
- г) наявністю гідродинамічного зв'язку між пластами по неякісному цементному кільцю і по каналах за стовбуром свердловини;
- г) відмінністю пластових тисків у різних пластах;
- д) розробкою окремих продуктивних пластів за високого пластового тиску, який перевищує гідростатичний;
- е) перевищенням пластового тиску над гідростатичним тиском;
- є) зміною температури.

Складна гідродинамічна обстановка у свердловинах зумовлює виникання перетікань рідини між пластами зразу після припинення запомповування тампонажного матеріалу у свердловину. Перетікання рідини між пластами виникають внаслідок різниці зведених тисків між ними, а саме:

а)  $p_{\text{зап}} > p''_{\text{пл}}$  і  $p_{\text{зап}} > p'''_{\text{пл}}$ , але  $p''_{\text{пл}} \neq p'''_{\text{пл}}$  – перетікання розпочнеться зразу ж після зниження тиску у свердловині;

б)  $p_{\text{зап}} > p''_{\text{пл}}$ , але  $p_{\text{зап}} < p'''_{\text{пл}}$  – перетікання відбуватиметься під час запомповування тампонажного розчину, де  $p_{\text{зап}}$ ,  $p''_{\text{пл}}$ ,  $p'''_{\text{пл}}$  – зведені тиски (зведені до одної абсолютної відмітки глибини) відповідно на вибої під час запомповування, в одному і другому пластах.

У першому наближенні зміну тиску  $\Delta p(r, t)$  у будь-якій точці пласта на відстані  $r$  від свердловини в момент часу  $t$  після початку збурення тиску можна описати основною формулою пружного режиму фільтрації [49]:

$$\Delta p(r, t) = \frac{Q}{4\pi\varepsilon} \ln \frac{2,25\chi t}{r^2}, \quad (6.1)$$

де  $Q$  – постійна об'ємна витрата запомповуваної рідини;  $\varepsilon$  – коефіцієнт гідропровідності пласта;  $\chi$  – коефіцієнт п'езопровідності пласта.

Нехай  $r = \text{const}$  і  $t = \text{const}$ , тоді маємо, що зміна тиску  $\Delta p$  є тим більшою, чим менша величина  $\varepsilon$  і більша величина  $\chi$ , тобто між різними пластами (за значинами коефіцієнтів  $\varepsilon$  і  $\chi$ ) виникатиме різниця тисків, яка призводитиме до перетікання рідини із одного пласта в інший.

Перетікання рідини між пластами призводить до додаткового розбавлення робочого розчину ізоляційного матеріалу цією рідиною з повною чи частковою втратою його ізолювальної здатності і з утворенням у тампони циркуляційних каналів. Якщо тривалість часу отвердіння розчину сягає декількох годин, то такого перетікання достатньо для додаткового роз-

бавлення ізоляційного матеріалу і утворення в ньому циркуляційних каналів між пластами. Разом з тим розбавлення водою (чи нафтою) призводить до зміни тривалості часу отвердіння, погіршення якості затверділого матеріалу.

Розбавлення ізоляційного матеріалу відбувається і в насосно-компресорних (чи обсадних) трубах, тобто у свердловині, під час запомповування його в пласт. Можна назвати два механізми розбавлення ізоляційного матеріалу рідинами, які рухаються в трубах перед ним (у голові його) і після нього (у хвості), а саме:

а) утворення „клинку” однієї рідини в іншій (конвективний шлях), який супроводжує дифузія рідин на межі розділу їх (основною причиною утворення клину є параболічний профіль швидкостей у трубі);

б) турбулентна дифузія у випадку пульсації швидкостей рідини, що призводить до руйнування клину й інтенсивного перемішування рідин.

Розмір перехідної зони в трубах (зони змішування рідин) є пропорційним кореню квадратному із часу  $t$  руху рідин у них і становить 30-150 м (наприклад, для смоли ТСД-9 становить 120 м).

Результати температурних вимірювань у свердловині під час виконання в ній РІР показали, що розподіл температури вздовж її стовбура (термограма) значно відрізняється від природної геотерми в даному районі. Величина різниці температур між термограмою і геотермою залежить від тривалості попередньої роботи свердловини, дебіту або приймальності і їх змін, температури видобуваної рідини (газу) або запомповуваної води, тривалості простоювання свердловини перед РІР тощо.

Початкова температура ізоляційного матеріалу (розчину) на поверхні змінюється залежно від погодно-кліматичних і технологічних умов. Температура ізоляційного матеріалу вздовж стовбура свердловини в процесі запомповування змінюється залежно від витрати і тривалості запомповування, теплофізичних властивостей матеріалу і гірських порід, температури матеріалу на гирлі і діаметра труб, по яких здійснюється запомповування.

У залежності від температурних змін у свердловині під час виконання РІР, а також від температури, об'єму і режиму запомповування робочих розчинів можна виділити три випадки зміни температури запомповуваних розчинів, які повинні враховуватися при плануванні і виконанні РІР:

1) температури запомповуваного робочого розчину на поверхні, вздовж стовбура свердловини під час руху його і в момент підходу до інтервалу ізоляції залишаються нижчими за температуру в цьому інтервалі;

2) температура запомповуваного робочого розчину на поверхні є вищою за температуру в інтервалі ізоляції, однак у момент підходу до цього інтервалу температура розчину стає нижчою за температуру в ньому;



3) температура запомповуваного робочого розчину на поверхні, вздовж стовбура свердловини під час його руху і в момент підходу до інтервалу ізоляції залишається вищою за температуру в цьому інтервалі.

Якщо ж ізоляційний розчин запомповується в простір за обсадною колоною труб, то його температура може набути температури інтервалу ізоляції через наявність великої площі теплообміну між розчином і гірськими породами.

Для раціональної побудови технології ремонтно-ізоляційних робіт при її плануванні повинен урахуватись весь обсяг робіт, які будуть виконані у свердловині, особливо в разі виконання одночасно декількох видів РІР, наприклад виправлення негерметичного цементного кільця і відключення одного із пластів, ізоляція декількох порушень обсадної колони в різних інтервалах тощо.

У разі виконання РІР у свердловинах із складною гідродинамічною обстановкою *основна вимога*, яка ставиться до технологічної схеми РІР, – це забезпечення умов запомповування робочого розчину ізоляційного матеріалу у свердловину і протискування в інтервал ізоляції із збереженням його ізолювальних властивостей, тобто попередження (або зведення до мінімуму) додаткового розбавлення розчинів. Останнє досягається заповненням свердловини однаковою (за густиною) рідиною (в НКТ і в затрубному просторі); використанням робочих розчинів ізоляційного матеріалу з густиною і в'язкістю, які однакові з густиною і в'язкістю свердловинної рідини (котра заповнює свердловину); застошуванням роз'єднувальних (буферних) корків під час запомповування ізоляційних матеріалів по НКТ; побудовою технологічної схеми РІР без виконання контрольних зрізувань запомпованих робочих розчинів, застошуванням тільки розбурюваних пакерів.

До *основних параметрів технології РІР* відносяться: а) об'єм запомповуваного в простір за обсадною колоною розчину ізоляційного матеріалу; б) тиск запомповування; в) швидкість запомповування; г) властивості рідини для глушіння свердловини.

Об'єм робочого розчину залежить від геологічної і гідродинамічної характеристик пласта, властивостей використовуваного ізоляційного матеріалу і поставленої мети РІР. В ідеальних умовах (однакова проникність по товщині пласта) для відключення пласта достатньо заповнити кільцевий простір між стінками свердловини і обсадної колони. У реальних умовах через анізотропію пластів і наявність зон поглинання необхідний об'єм розчину збільшують і встановлюють для кожного родовища дослідним шляхом.

Тиск запомповування в разі відсутності пакера у свердловині визначають за допустимою значиною тиску щодо механічної міцності обсадної колони труб даного діаметра і марки сталі з урахування її технічного

стану. Якщо застосовують пакер, то тиск запомповування визначається величиною тиску опресування НКТ і гирлового обладнання, а також технологічними можливостями насосних агрегатів. У випадку запомповування рідинних тампонажних матеріалів тиск запомповування не повинен перевищувати тиску гідравлічного розриву пласта.

Швидкість запомповування вибирають такою, щоб тривалість часу запомповування ізоляційного матеріалу в простір за обсадну колону не перевищувала тривалості часу втрати його текучості (часу тужавіння тампонажного розчину).

Густина рідини для глушіння свердловини повинна забезпечувати можливість виконання РІР без відкритого її фонтанування і попередити забруднення привибійної зони пласта.

Обґрунтування рецептур робочих розчинів ізоляційного матеріалу проводиться з урахуванням температурних змін у свердловині під час виконання РІР. У малодебітних видобувних свердловинах вхідною температурою належить брати середню температуру пласта за геотермою даного родовища. При виконанні РІР в інтервалах, розташованих вище інтервалу продуктивного пласта, вхідну температуру необхідно уточнювати за даними спеціальних досліджень. У водонагнітальних свердловинах завжди вхідну температуру належить уточнювати шляхом спеціальних вимірювань.

### Технологічні схеми робіт

РІР із застосуванням методів, які ґрунтуються на використанні рідинних ізоляційних матеріалів, виконують за такими основними технологічними схемами.

*Схема 1* передбачає запомповування робочого розчину ізоляційного матеріалу у свердловину по колоні НКТ, опущеній на глибину нижче розміщення підшови інтервалу перфорації ізольованого пласта (негерметичність цементного кільця, порушення обсадної колони). Робочий розчин запомповують у НКТ за відкритого затрубного простору, виводять у затрубний простір із НКТ і піднімають дещо вище необхідного рівня у свердловині. Потім за закритого затрубного простору робочий розчин протискають за обсадну колону повністю або із розрахунку перекриття ізольованого інтервалу мостом, а відтак свердловину герметизують.

За *схемою 2* розчин ізоляційного матеріалу запомповують у свердловину по колоні НКТ, нижній кінець якої знаходиться вище запланованого рівня залишення моста у свердловині. Робочий розчин запомповують до башмака НКТ за відкритого затрубного простору, який потім закривають, а розчин запомповують у стовбур свердловини та зразу ж витискають за обсадну колону із розрахунку перекриття ізольованого інтервалу мостом,

а відтак свердловину герметизують. З метою попередження прихоплювання башмака НКТ ізоляційним матеріалом протискування робочого розчину за обсадну колону краще здійснювати одночасно через НКТ і затрубний простір.

За *схемою 3* розчин ізоляційного матеріалу запомпують безпосередньо по обсадній колоні. Схема призначена для виконання РІР, коли потрібно запомпувати великі об'єми ізоляційного матеріалу за умов високої приймальності інтервалу ізоляції (усунення порушень герметичності обсадної колоні, нарощування цементного кільця за обсадною колоною, відключення пластів, ліквідація свердловин і інш.).

*Схема 4* передбачає запомпсування розчину ізоляційного матеріалу безпосередньо в кільцевий простір між обсадною колоною і кондуктором. Схема, в основному, призначена для виконання РІР із нарощування цементного кільця за обсадною колоною.

РІР за технологічними схемами 1 і 2 можна виконувати із застосуванням пакерів. Тоді стосовно до свердловин зі складною гідродинамічною обстановкою застосовують лише розбурювані пакери.

За необхідності виконання РІР одночасно в декількох інтервалах стовбура свердловини найдоцільніше послідовно виконувати ремонтні роботи в кожному інтервалі так:

а) у разі роз'єднування пластів (або усунення порушень герметичності обсадних колон) у свердловинах шляхом створення цементних облямівок – зверху вниз;

б) у разі роз'єднування пластів у свердловинах шляхом встановлення поодиноких розбурюваних пакерів – знизу вгору;

в) у разі роз'єднування пластів у свердловинах шляхом встановлення здвоєних розбурюваних пакерів або шляхом одночасного створення моста знизу і встановлення одного розбурюваного пакера зверху – у будь-якій послідовності.

### Водоізоляційні рідинні матеріали

Для виконання запланованої програми РІР використовують в основному робочі розчини ізоляційних матеріалів, які володіють доброю фільтрівністю в дрібні тріщини, в порушення суцільності труб і цементного кільця, в пористе середовище з утворенням у них ізолювального матеріалу з усього об'єму запомпованого розчину. Для виконання РІР, за винятком робіт із відключення пористих пластів і окремих їх інтервалів, котрі не містять тріщин, повинні використовуватися робочі розчини ізоляційних матеріалів, що утворюють ізолювальний матеріал, який володіє міцністю і доброю адгезією з породою, цементним каменем та матеріалом обсадних труб.

У свердловинах зі складною гідродинамічною обстановкою для досягнення поставленої мети виконують РІР у декілька етапів (операцій), які передбачають послідовну ізоляцію окремих частин відключуваних пластів і їх інтервалів, перекриття порушень герметичності в цементному кільці, обсадній колоні. При цьому спочатку ізолюють проникніші інтервали, а потім – менш проникні.

З метою усунення порушень герметичності обсадних колон в інтервалах відсутності цементного кільця і розташування поглинальних горизонтів, усунення інтенсивних перетікань між пластами та інших ускладнень спочатку створюють тампони, які обмежують приймальність інтервалів порушення і попереджують додаткове розбавлення та поглинання послідовних порцій запомповуваного робочого розчину ізоляційного матеріалу. Як матеріал для створення тампонів можна використати високов'язкі і гелеподібні рідини (наприклад, глинистий розчин, емульсії, трифазні піни, високомолекулярні речовини типу гіпану, поліакриламідів і ін.), а також суспензії.

Для виконання РІР, пов'язаних із відключенням пластів або з усуненням порушень суцільності в цементному кільці та обсадній колоні, які відрізняються за поглинальною здатністю, на перших етапах ремонтних робіт доцільно використовувати робочі розчини ізоляційних матеріалів більшої в'язкості, а на останніх – меншої.

Для виконання всіх видів РІР на будь-якому їх етапі доцільно використовувати робочі розчини ізоляційних матеріалів із мінімальним часом переходу цих матеріалів у нетекучий стан, що наближається до часу тривалості затискування розчину в простір за експлуатаційну колону.

На практиці при реалізації технології РІР може не забезпечуватися висока надійність водоізоляції. Зокрема, тампонажна суміш не завжди втримується в зоні ізоляції через значний перепад тиску на водоізолювальний тампон. При цьому ймовірність винесення тампона у стовбур свердловини підвищується зі збільшенням коливання вибієного тиску, тобто через розхитування тампона в результаті високочастотних коливань градієнта тиску малої амплітуди (амплітуда обернено пропорційна частоті). Такі коливання можуть виникати, наприклад, у ході насосної експлуатації свердловини внаслідок поступового накопичення газу в затрубному просторі, який при періодичному прориванні через насос у насосно-компресорні труби призводить до значної зміни вибієного тиску. Певну роль у зміні вибієного тиску відіграє і двофазний рух рідини (нафти і води) у привибійній зоні та в інтервалі перфорації і в експлуатаційній колоні до свердловинного насоса, тобто відносний рух нафти і води.

Також низька ефективність РІР може бути зумовлена діями пластових флюїдів на водоізолювальний тампон: нафтові кислоти і розчинені у пластовій воді солі можуть руйнувати структуру тампона.

Одною з причин низької ефективності РІР може бути тріщинуватість пластів. Тріщини є шляхами поглинання будь-якої рідини. Розміри тріщин змінюються зі зміною тиску запомповування („динамічна тріщинуватість”), що повинно враховуватися при плануванні і виконанні РІР. Цим можна пояснити не тільки запомповування в пласти багатьох ізоляційних матеріалів, у т. ч. грубодисперсних матеріалів, але й винесення із пласта утвореного тампона під час експлуатації свердловини. Для тампонування обводнених тріщин слід використовувати різні суспензії, дисперсні системи.

Ряд методів ізоляції розроблено, виходячи із загальних уявлень про будову і механізм обводнювання продуктивних пластів без урахування геолого-фізичних особливостей будови, ступеня виробленості продуктивних пластів, гідродинамічних умов виконання РІР. У загальному випадку під час запомповування будь-якої рідини в пласт (у т. ч. і ізоляційного матеріалу, незалежно від того, селективний він, неселективний чи селективної дії) вона буде поглинатися в першу чергу найбільш проникними, а, значить, уже виробленими і обводненими інтервалами. Досягнення водоізоляційного ефекту підтверджує висновок, що селективне вибіркове поглинання запомповуваного ізоляційного матеріалу обводненими інтервалами пласта зумовлено геологічною будовою пласта.

Хімічні водоізоляційні матеріали можуть подаватися в привибійну зону пласта (ПЗП) у вигляді розчинів, двофазних емульсій і суспензій. Фазовий стан робочої суміші, яка запомповується в ПЗП, залежить від властивостей ізоляційного матеріалу. Найпоширені реагенти – речовини класу акрилових полімерів – запомповують у пласт у вигляді водних розчинів різної концентрації (табл. 6.1).

Таблиця 6.1 – Концентрації водоізоляційних матеріалів на основі акрилових полімерів

Реагент	Концентрація робочого розчину, %
Кополімер метакрилової кислоти з її діетиламонієвою сіллю (МАК-ДЕА)	10
Гідролізований поліакрилонітрил (гіпан)	8,5-10
Поліакриламід (ПАА)	1,5-2
Комплекс:	
гіпан	0,04
аміфлок	0,04

Об’єм запомповуваної рідини знаходиться в прямій залежності від товщини перфорованої зони пласта, тобто для певного об’єкта проектується показник питомого запомповування  $q_3$  – кількість робочої суміші на одиницю перфорованої товщини пласта ( $\text{м}^3/\text{м}$ ). Цей показник на практиці коливається в широких межах (табл. 6.2).

Таблиця 6.2 – Питома витрата водоізоляційних матеріалів

Реагент	Показник $q_3$ , м <sup>3</sup> /м	Тип свердловини
Реагент ТСЕ	0,27	Видобувна
Реагент ТСМ + ТСЕ (1:1)	0,20-0,35	Видобувна
Реагент ТСМ	0,25	Видобувна
Гіпан	0,063-0,7	Видобувна
ПАА	0,25-0,41	Нагнітальна
МАК-ДЕА	5	Видобувна

Ця таблиця відображає фактичні питомі об'єми запомповування робочих розчинів. У більшості випадків, особливо для нагнітальних свердловин, фактичний об'єм запомповування є значно нижчим проектного. Це пов'язано з дефіцитністю ряду матеріалів і проблемою запомповування великих об'ємів розчину в умовах „набору в'язкості” (підвищення в'язкості з часом) та твердіння запомповуваного середовища. Останню спеціалісти називають проблемою управління процесом підготовки та запомповування. Її вирішують вибором потужних насосних агрегатів і систем агрегатів; вибором оптимальної послідовності операцій; встановленням раціонального технологічного режиму; додаванням уповільнювачів схоплення водоізоляційного розчину.

## 6.2 Технологія виконання водоізоляційних робіт із застосуванням колтюрінгових устатковань

Традиційні технології здійснення водоізоляційних робіт у свердловинах із застосуванням технологічних (насосно-компресорних) труб звичайно є високовитратними, тривалими в часі і в багатьох випадках призводять до погіршення колекторських властивостей продуктивних (нафто- і газонасичених) пластів. Новою і найбільш прогресивною є технологія із застосуванням колтюрінгових устатковань, котра описана вперше в наших монографії і підручнику [109, 231].

### Загальна характеристика колтюрінгових устатковань

Традиційним підходом до буріння, експлуатації і ремонту свердловин є застосування муфтових трубних колон, які збираються із окремих труб, що почергово опускаються у свердловину чи піднімаються із неї. Принципово новим підходом є застосування одної суцільної неперервної колони гнучких труб (КГТ), власне, довгої гнучкої труби, причому також і з реалізацією схем роботопридатного обладнання в підземних умовах. Ремонтне устаткування із застосуванням колони гнучкої труби (англ.

Coiled Tubing – агрегат з „неперервною намотуваною трубою”, колтюбінгове устаткування чи в перекладі колоннотрубне устаткування – КТУ, коротко – колтюбінг, причому слово „колтюбінг” використовується і для позначення довговимірних труб у бунтах діаметром до 400-600 мм для прокладання безшовних трубопроводів) змонтовано на одному високопрохідному автомобілі і оснащено гнучкою, намотаною на барабан колоною безмуфтової довговимірної труби (БДТ). Так появилася нова технологія виконання всього комплексу ремонтних робіт [109, 231].

Колтюбінг почали застосовувати спочатку для здійснення найбільш простих операцій підземного ремонту свердловин (ПРС) – очищення колони труб і вибоїв свердловин від піщаних корків. У ході впровадження даної технології використовували КГТ із зовнішнім діаметром 19 мм, а в даний час створено бурові устаткування, що працюють з колонами діаметром 114,3 мм, які володіють достатньо високою циклічною міцністю. Із проміжними значинами діаметрів КГТ у діапазоні 19-114,3 мм можна здійснювати практично весь набір операцій підземного ремонту свердловин і буріння. Як правило, гнучкою колоною для ремонту свердловин є труби із зовнішнім діаметром 25,4 мм і товщиною стінки 1,65 мм, опресовані на тиск 35 МПа.

Нижній напрямний кінець КГТ має зкошену гостру форму, тому може зупинятися, наприклад, у виступах різьових з’єдинн НКТ, що ускладнює нормальне опускання колони. У зв’язку з цим на нижній частині неперервної колони монтується пристрій, який має поворотний механізм (напрямний штифт і паз). Застосовуючи такий пристрій, у випадку зустрічі перешкоди колону припіднімають і опускають, в результаті чого нижній скошений кінець обертається і скеровується у вільну порожнину каналу НКТ.

Сучасне обладнання для переміщення труб дає змогу здійснювати опускання – піднімання колони зі швидкістю до 76 м/хв. Звичайно, швидкість спуско-піднімальних операцій змінюється від 30 до 55 м/хв. Обладнання для переміщення труб має різні розміри і конструкцію, але, в основному, всюди використовуються фрикційні колодки, які затискають трубу або переміщують її. На устаткуваннях, оснащених гнучкими колонами труб, застосовують різні превентори: від простих пристроїв із гумовим вкладнем до пристроїв з п’ятьма або шістьма комплектами плашок [602].

Області застосування колтюбінга чи колони гнучких труб охоплюють виконання підземного ремонту, експлуатацію свердловин і вирішення питань, пов’язаних із транспортуванням вуглеводневої продукції. Для підземного ремонту свердловин колтюбінг застосовують з метою освоєння свердловин, підземного (поточного і капітального) ремонту, діяння на пласт і привибійну зону, забурювання додаткових стовбурів і т.д. Для

експлуатації свердловин колону гнучких труб застосовують як ліфтову колону з метою піднімання рідини в процесі видобування нафти і як сифонну трубу в процесі видобування газу, в устаткуваннях відцентрових насосів, струминних насосів і серійних штангових насосів (з використанням гідроприводу через КГТ), в нагнітальних свердловинах. З допомогою КГТ можна виконувати роботи з нагрівання замерзлих промислових трубопроводів, що транспортують рідину чи воду, з очищення великих нафтових ємностей від осаду. Крім того, КГТ використовують як обсадні колони (переважно в горизонтальних свердловинах), хвостовики, робочі колони для намивання гравійних фільтрів, внутрішньопромислові трубопроводи.

У цілому, нові технології, які базуються на застосуванні довговимірної безмуфтової труби, можна реалізувати в таких областях нафтогазовидобування, а саме: а) поточний і капітальний ремонт об'єктів (ліквідація відкладів парафіну, солей, гідратів, піщаних корків; оброблення привибиїної зони різними розчинами; ловильні операції у свердловинах; ремонтне цементування; ізоляційні роботи; встановлення цементних корків і пакерів, опускання геофізичних приладів, перфорація тощо); б) освоєння свердловин (у т. ч. із використанням пінних систем); в) експлуатація КГТ у нагнітальних свердловинах; г) застосування КГТ в устаткуваннях занурених відцентрових електронасосів; г) експлуатація струминних насосів на КГТ; д) експлуатація серійних штангових насосів із використанням гідроприводу через КГТ; е) облаштування нафтопромислової мережі.

За час застосування колони гнучких труб (понад 35 років) виявилися і багаторазово підтверджувалися на практиці переваги даної технології виконання робіт порівняно з традиційною, а саме:

- забезпечення герметичності гирла свердловини на всіх етапах здійснення внутрішньосвердловинних операцій, починаючи з підготовки комплексу ремонтного устаткування, і аж до його згортання;

- можливість виконання робіт у нафтових і газових свердловинах без попереднього глушіння їх;

- відсутність необхідності освоєння і викликання припливу із свердловин, у яких виконувалися роботи з використанням колони гнучких труб;

- скорочення тривалості часу опускання та піднімання внутрішньосвердловинного устаткування на проектну глибину;

- скорочення тривалості виконання підготовчих і завершальних робіт до 2 годин;

- зручність застосування на морських платформах та естакадах з обмеженими розмірами робочих майданчиків, так як при виконанні робіт із КГТ не потрібні вежі і щогли, які є необхідною складовою традиційного нафтогазопромислового устаткування;



– забезпечення можливості буріння, опускання вибійних інструментів і приладів, а також виконання операцій з підземного ремонту в горизонтальних, похило-спрямованих і дуже викривлених свердловинах;

– безпека проведення спуско-піднімальних операцій, так як у даному випадку не потрібно здійснювати згвинчування - розгвинчування різьбових з'єднань і переміщати насосно-компресорні труби (НКТ) на поміст;

– значне поліпшення умов праці робітників бригад підземного ремонту в ході виконання всього комплексу операцій;

– дотримання високих вимог щодо екології в ході проведення всіх операцій з ремонту і буріння свердловин, зокрема, за рахунок менших розмірів комплексів устаткування для цих цілей порівняно з традиційними (менше порушується поверхневий шар ділянки землі);

– відсутність нафтогазопроявів і відкритих фонтанів (повне виключення забруднення присвердловинних майданчиків нафтою та різними реагентами);

– відсутність операцій розгвинчування і згвинчування труб й пов'язаних з ними розливань рідини (закрита система циркуляції рідини);

– істотний економічний ефект у результаті застосування колони гнучких труб як під час ремонту, так і в ході виконання бурових робіт (кольтюбінгові технології дають змогу в 2-5 раз скоротити тривалість часу і зменшити витрати на будівництво і ремонт свердловин);

– підвищення ефективності ремонтних робіт на родовищах із складними географічними і кліматичними умовами (райони акваторій, арктики і т.д.), із аномальними властивостями флюїдів.

Усі ці переваги нової технології реалізуються в ході виконання видів робіт, зазначених у табл. 6.3, у якій подано також орієнтовні обсяги проведення кожної операції стосовно до загального обсягу всіх виконуваних робіт. У даний час у світі щорічно виконують близько тисячі операцій у свердловинах із застосуванням колон гнучких труб. В Україні застосування кольтюбінга поки що є незначним [231].

Устаткування для реалізації технологій із застосуванням КГТ є „привом”, що забезпечує різке підвищення ефективності процесів ремонту і буріння свердловин, особливо в разі виконання робіт на родовищах зі складними географічними і кліматичними умовами, наприклад, у Мексиканській затоці, Канаді, Північному морі, Західному Сибіру, на Алясці й узбережжі Льодовитого океану, на морських родовищах.

Природно, що за допомогою цього комплексу ще, в певній мірі, не досягнуто параметрів і режимів робіт, які забезпечує традиційне устаткування. Однак, переваги КГТ і нові технічні рішення, що сприяють їх удосконаленню, дають змогу постійно розширювати область застосування даного устаткування і підвищувати ефективність виконання робіт.

Таблиця 6.3 – Види і обсяги виконання робіт із застосуванням колтюрінгових устатковань

Види робіт	Частка кожного виду робіт у загальному балансі, %	
	США і Канада	Росія
Підземний ремонт свердловин	95	100
У тому числі:		
видалення глино-піщаних корків		
у колоні НКТ електровідцентрового насоса	10	82,9
у затрубному просторі устаткування штангового насоса	-	3,5
очищення вибою, продування свердловин	50	6,7
кислотне оброблення	10	1
ловильні роботи	13	1,74
цементування свердловин	5	-
каротаж і перфорація	7	-
перфорація НКТ	-	2,4
Буріння горизонтальних ділянок стовбура свердловини і забурювання другого стовбура	2	-
Інші операції	3	-

*Примітка.* Прочерки в графах означають, що ці види робіт із застосуванням колтюрінга практично ще не освоєно.

Наприклад, застосування колони гнучких труб внесло радикальні позитивні зміни в практику буріння нафтових і газових свердловин, особливо під час їх завершення, а також у технологію виконання каротажних досліджень, робіт із розкриття пласта в дуже викривлених і горизонтальних свердловинах.

Перспективи подальшого застосування КГТ зумовлені, зокрема, наступними факторами:

а) на даний час створено устаткування, що дає змогу працювати з колонами гнучких труб практично всіх необхідних діаметрів і довжин на високих швидкостях опускання і піднімання;

б) забезпечено довговічність КГТ в умовах нейтральних і корозійно-активних рідин.

Висока ефективність робіт, що виконуються із застосуванням КГТ, безумовно, вплине на стратегію і тактику розробки родовищ у майбутньому. Насамперед, це стосується експлуатації родовищ, розташованих у віддалених і важкодоступних районах, а також таких, пластова рідина яких має аномальні властивості. Крім того, за подальшого удосконалення устаткування, що забезпечує роботу КГТ, можна досягти високої ефективності виконання всього комплексу робіт, пов'язаних із бурінням, освоєнням, експлуатацією і ремонтом горизонтальних свердловин.

Колтбюінгові устаткування виробляють і застосовують компанії Varco (у її складі Hydra Rig – провідний лідер у світі), NATIONAL OILWELL ASEP, Stewart & Stevenson, BAKER HUGHES, ZAKLAD ROBOT GORNICZYCH, NATIONAL DRILLING COMPANY, OIL TECHNOLOGY OVERSEAS та інші.

У Беларусі групою компаній ФІД – лідером у країнах СНД з розробки і виробництва колтбюінгового обладнання – розроблено і випускається ряд колтбюінгових устатковань для ремонту і буріння свердловин із гнучкими трубами діаметром від 19 до 73 мм для роботи у свердловинах глибиною (довжиною) до 5000 м [263]. Устаткування класифікуються за тяговим зусиллям механізму подавання труби (інжектора): М10 – 100-120 кН, М20 – 200-240 кН і т.д. (табл. 6.4).

Устаткування серій М10 і М20 призначені для виконання технологічних робіт. Вони відрізняються технічними характеристиками, базовими шасі, максимальною глибиною проведення технологічних операцій і т. д. Це обладнання може працювати на свердловинах усіх типів (умовно-вертикальних, похило-спрямованих, горизонтальних) і виконувати такі операції, як:

- ліквідація відкладів парафіну, гідратних і піщаних корків у НКТ;
- оброблення привибуїної зони, подавання технологічних розчинів, спеціальних рідин, у тому числі лужних і кислотних розчинів і газів;
- опускання у свердловину обладнання для проведення геофізичних досліджень;
- встановлення цементних мостів;
- виконання робіт з ізоляції пластів і ще понад 50 операцій.

Окрім того, колтбюінгове обладнання дає змогу застосовувати устаткування для виконання робіт у діючих свердловинах; виконати вимоги екологічної безпеки за рахунок попередження витікання пластових і технологічних рідин застосуванням закритої системи циркуляції; зменшити період підготовчих і завершальних операцій при виконанні ремонтних робіт; подати прилади та інструменти в будь-яку точку стовбура горизонтальної свердловини.

Устаткування серії М40 призначені для завершення операції буріння свердловин, забурювання других стовбурів, похилого і горизонтального буріння при від’ємному перепаді тиску в системі свердловина-пласт. Їх також можна застосовувати для виконання технологічних і ремонтно-відновлювальних робіт.

За оцінками Тюменського нафтового інституту впровадження колтбюінгових технологій дасть змогу скоротити в 3-5 разів тривалість часу виконання ремонтних робіт порівняно із традиційним ремонтом (табл. 6.5). Термін окупності колтбюінгового обладнання виробництва групи компаній

Таблиця 6.4 – Колтубінгові устаткування виробництва СЗАТ „Фидмаш”

Показники	М1002	М1001	М10	М10А	М1003	М20	М2001	М2002	М40	М4001
Призначення	Для ремонту свердловин	Для ремонту свердловин	Для ремонту свердловин	Для ремонту свердловин	Для ремонту свердловин	Для ремонту свердловин	Для ремонту свердловин	Для ремонту свердловин	Для буріння і ремонту свердловин	Для буріння і ремонту свердловин
Базове шасі	КАМАЗ-53228	МАЗ-631708	МАЗ-631705	МАЗ-631708	Навіарачіні МАЗ-998640	МЗКТ-652712	Тягач сідельний МАЗ-6425, напівпрічні МАЗ-9379	Навіарачіні МАЗ-9379-15	Навіарачіні МАЗ-9379-15	Навіарачіні МЗКТ-99891
Привід насосної станції	Від двигуна базового шасі	Від двигуна базового шасі	Від двигуна базового шасі	Від двигуна базового шасі	Від автономного силового блоку	Від двигуна базового шасі	Від двигуна сідельного тягача	Від автономного силового блоку	Від автономного силового блоку	Від автономного силового блоку
Модель двигула	КАМАЗ-740.13260	ЯМЗ-7511	ЯМЗ-238Д	ЯМЗ-7511	ЯМЗ-7511	ЯМЗ-7511	ЯМЗ-7511	ЯМЗ-7511	ЯМЗ-7511	ЯМЗ-7511
Потужність двигула, к.с.	260	400	330	400	400	400	400	400	400	400
Максимальний тиск на гирлі свердловини, МПа	до 35	до 70	до 70	до 70	до 70	до 70	до 70	до 70	до 70	до 70
Максимальне тягове зусилля шкестора, кН	100	120	120	120	120	240	240	240	400	440
Діаметр труби, мм	до 38,1	до 38,1	до 44,45	до 44,45	до 44,45	до 44,45	до 44,45	до 50,8	до 73,0	до 73,0
Місткість барабану, м:										
при діаметрі труби 19,05 мм	6400	7500	9900	9900	9900	17100	19700			
при діаметрі труби 25,4 мм	3500	4200	5500	5500	5500	9600	11000			
при діаметрі труби 33,5 мм	2000	2500	3300	3300	3300	5400	6500			
при діаметрі труби 38,1 мм	1600	1800	2400	2400	2400	4200	4800			
при діаметрі труби 44,45 мм	—	—	1800	1800	1800	3500	3700			
при діаметрі труби 50,8 мм	—	—	—	—	—	—	—			
при діаметрі труби 60,3 мм	—	—	—	—	—	—	—			
при діаметрі труби 73,0 мм	—	—	—	—	—	—	—			
Швидкість подавання БДТ, м/с:										
максимальна	0,50	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,9	0,9
мінімальна	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,005	0,005
Максимальна висота фонтанної арматури, м, не менше	3,5	5	3,5	5	5	5	5	5	—	—
Максимальна висота фонтанної вантажопідіймальності установлювача обладнання, кН	40 (на 3 м)	60 (на 3 м)	45 (на 2 м)	60 (на 3 м)	60 (на 3 м)	60 (на 3 м)	60 (на 3 м)	60 (на 3 м)	—	—
Габаритні розміри, мм, не більше:										
довжина	10900	10900	12450	12900	14100	13000	17600	16600	17700	18700
ширина	2500	2500	2500	2500	2500	2500	3070	3070	3070	3070
висота	3900	4200	4000	4200	4200	4500	4500	4500	4500	4500
Маса тона, кг	24000	33700	34250	34250	33000	46000	55000	60000	62000	68000

ФІД (Беларусь), як правило, не перевищує 1 року, а в окремих випадках становить менше 3 місяців.

Таблиця 6.5 – Зіставлення тривалостей виконання різних ремонтних робіт із застосуванням колтюбінгу і без нього

Найменування робіт	Тривалість робіт (вахто-години)	
	Без застосування колтюбінгу	Із застосуванням колтюбінгу
Ремонтно-ізоляційні роботи	490	48
Кислотне оброблення	228	82
Додаткова перфорація	251	145
Промивання вибою і гідратних корків	147	73
Оброблення привибійної зони розчинниками	240	96
Промивання піщаних корків	397	111
Очищення НКТ	501	106

Мобільне колтюбінгове устаткування серії М10 (див. табл. 6.4) є базовим у типорозмірному ряді колтюбінгових устаткувань з тяговим зусиллям інжектора до 120 кН, а також прототипом усіх решти устаткувань групи підприємств під керівництвом Беларського фонду розвитку і підтримки винахідництва і раціоналізації (ФІД). Колтюбінгове устаткування мають такий комплект: барабан із гнучкою трубою, інжектор із герметизатором, установлювач обладнання, чотириплашковий блок превенторів, гідросистему, вибійний інструмент і кабіну оператора, які змонтовані на шасі з формулою коліс 6х6, виробництва Мінського автозаводу (МАЗ). Устаткування типу М10 можуть працювати з трубами діаметром від 19,5 мм довжиною до 3000 м і до 38,1 мм з довжиною від 1600 до 2400 м; конструктивно можливо використання гнучкої труби діаметром 44,45 мм і довжиною до 1800 м. Оптимальним для цього устаткування є застосування гнучкої труби діаметром до 38,1 мм і довжиною до 2400 м. Мобільне колтюбінгове малогабаритне устаткування модифікації М1002 випускається на шасі КАМАЗ, є „найлегшим” в усьому типорозмірному ряді і призначено для роботи з трубою діаметром до 38,1 мм за глибин до 1500 м; переміщується із заправленою в інжектор трубою; усі підготовчі роботи на свердловині виконуються із виносного пульта; тривалість часу розгортання – менше 30 хв. У колтюбінговому устаткуванні М1003, розрахованому на роботу з гнучкою трубою діаметром до 44,45 мм, підвісне обладнання змонтовано на напівпричепі, а устаткування М1001 конструктивно оптимізовано в сторону зменшення габаритних розмірів і вагових характеристик.

Мобільне колтюбінгове устаткування серії М20 (див. табл. 6.4) змонтовано на повноприводному шасі з формулою коліс 8х8, призначено для роботи в регіонах з погано розвинутою дорожною інфраструктурою і має

тягове зусилля інжектора 240 кН. Найбільш оптимальним є застосування гнучкої труби діаметром 38,1 мм і довжиною до 4000 м, хоч технічні характеристики дають змогу застосовувати труби діаметром до 44,45 мм і довжиною до 3100 м. В устаткуваннях модифікацій M2001 і M2002 підвищене обладнання розміщено на нерозривній зв'язці „тягач+напівпричіп”.

Мобільне колтюбінгове устаткування серії M40 (див. табл. 6.4) розраховано на роботу з гнучкою трубою діаметром до 73 мм і може застосовуватися для буріння нових свердловин та повторного розкриття пласта. Але найбільшу технічну і економічну ефективність устаткування забезпечує при бурінні других похилих і горизонтальних стовбурів в існуючих свердловинах, причому при від'ємному перепаді тиску в системі „свердловина-пласт”.

Додатково можуть постачатися: а) устаткування для перемотування гнучкої труби; б) пристрій для стикового зварювання гнучкої труби; в) додаткові бунти гнучкої труби; г) монтажний свердловинний майданчик; г) універсальний вузол намотування для роботи з гнучкою трубою з електричним кабелем всередині; д) укриття вузла намотування; е) радіостанція.

Разом з тим до недоліків колтюбінга слід віднести: а) обмежений термін служби неперервної труби, особливо великих діаметрів; б) обмеження за тяговим зусиллям, навантаженням на долото і великі гідравлічні втрати тиску по довжині труби; в) певні обмеження на можливість транспортування устаткування через габаритні розміри і масу барабана з гнучкою трубою.

### Основні виконувані технологічні роботи з ремонту свердловин

*Промивання вибою свердловини від піску.* Під час вибору устаткування для видалення піску потрібно мати на увазі, що довжина колони гнучких труб, що містяться на котушці барабана агрегату, повинна бути не меншою за глибину вибою свердловини.

Очищення експлуатаційної колони (чи вибою) від піску здійснюють за допомогою внутрішньосвердловинного устаткування, схему якого для виконання даної операції показано на рис 6.1.

Біля гирла свердловини розташовують агрегат із колоною гнучких труб, насосний агрегат, буферну ємність для накопичення промивної рідини, що піднімається зі свердловини.

Технологія ремонту передбачає виконання таких видів робіт: а) визначення технічного стану свердловини (дослідження з відбиранням проб на різних режимах її роботи, відбивання глибини поточного вибою); б) опускання гнучкої труби до верху піщаного корка; в) промивання піщаного корка шляхом подавання в гнучкі труби промивної рідини (для профілактики

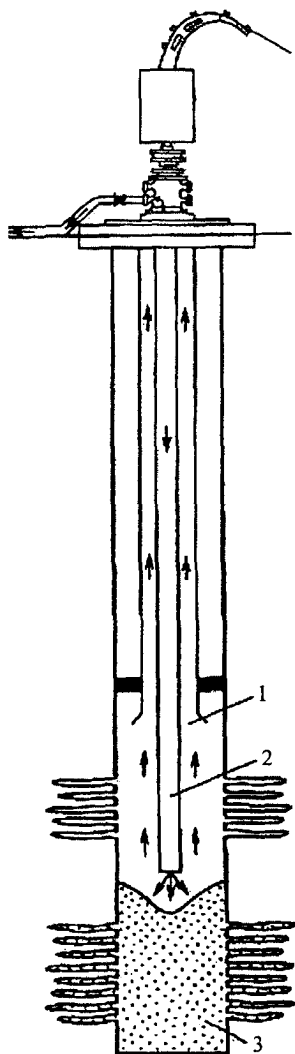


Рис. 6.1 – Схема внутрішньосвердловинного устаткування для промивання вибою свердловини: 1 – рідина з частинками піску, що піднімається на поверхню; 2 – полімерний гель, що заповнюється у свердловину; 3 – пісок

гідратуутворення в разі потреби додається метанол); г) продування газової свердловини на факельний відвід з метою видалення пластового піску зі стовбура свердловини і витягнення гнучких труб; д) дослідження свердловини після виконання ремонту [562].

Основною вимогою до промивної рідини є її здатність виносити тверді частинки зі свердловини, що необхідно і в процесі буріння, і в ході підземного ремонту свердловини. Під час роботи з колонами гнучких труб виконання цієї вимоги набуває особливої важливості, оскільки застосування їх накладає певні обмеження на ефективність даного процесу. Як промивні рідини використовують два типи рідин – ньютонівські і неньютонівські. До першої групи відносяться вода, сольові розчини на водній основі, вуглеводневі рідини (дизельне паливо, очищена нафта і т.п.). Усі вони мають постійну в'язкість. Другу групу складають бурові розчини і гелі. Для них характерною є наявність залежності в'язкості від умов їх руху, вони мають яскраво виражені релаксаційні властивості, а залежність між швидкістю і напруженням зсуву в них нелінійна.

Окрім названих рідин використовують також газ і піни. Як рідини для утворення піни використовують воду або нафту, а газом служить азот. Для утворення стійкої піни додають невелику кількість ПАВ (до 5-6 %).

В умовах низьких температур дисперсійним середовищем може бути 20-30 % водометанольний розчин.

Використання піни як промивних рідин зумовлено прагненням знизити гідростатичний тиск на пласт у ході виконання технологічних операцій. Важливою властивістю піни є її здатність утримувати в завислому стані великі тверді частинки, що не притаманно іншим типам промивних рідин. Для промивання свердловин, що мають кут нахилу понад  $30^\circ$ , використання піни є

небажаним, тому що під час розпадання їх в процесі піднімання по колоні ліфтових труб відбувається утворення застійних зон у місцях, де колона гнучких труб дотикається до внутрішньої поверхні ліфтових труб. У ряді випадків може утворюватися спадний потік рідини, спрямований зверху вниз, що переносить частинки піску назад на вибій. Запобігти цьому явищу можна, якщо забезпечити турбулентний режим руху промивної рідини по всьому поперечному перерізу ліфтової колони. Цьому сприяє додавання до промивної рідини газоподібного азоту.

Промивним агентом використовують також і газ, у переважній більшості випадків – це азот. До позитивних його властивостей варто віднести нетоксичність, інертність, незначне розчинення у воді та вуглеводневих рідинах. Використання газу дає змогу різко знизити величину гідростатичного тиску на вибій свердловини.

Використання газу і піни потребує складніших режимів роботи устаткування. У разі використання їх, як правило, необхідно забезпечувати дроселювання висхідного потоку на виході з гирлової арматури.

Швидкість висхідного потоку в ході роботи з КГТ, як і за будь-якого промивання, повинна перевищувати швидкість осідання в ній твердих частинок. Ця умова справедливою є для вертикальних свердловин і похилих ділянок у свердловинах з відхиленням від вертикалі до  $45^\circ$ . Для пологіших і тим більше горизонтальних ділянок свердловини процес винесення твердих частинок є набагато складнішим. У таких випадках відбувається утворення застійних зон у місцях контакту гнучкої труби зі стінкою свердловини чи експлуатаційною колоною. У цій зоні частинки піску осідають, хоч середня швидкість руху є достатньою. Для запобігання цього явища чи зведення його негативного ефекту до мінімуму необхідно забезпечувати достатню турбулентність потоку висхідної рідини.

Для оцінки можливості винесення твердих частинок потоком рідини використовують поняття усталеної швидкості осідання частинок. Аналіз показує, що стала швидкість осідання для частинок піску розміром 0,84 мм становить 0,128 м/с, а для 2 мм – 0,274 м/с. Оскільки гранулометричний склад піску в корку є досить різноманітним, то розрахунки проводять з урахуванням максимальних розмірів піщинок, які виносяться на поверхню. Вважається, що для забезпечення піднімання піску у вертикальній свердловині швидкість висхідного потоку рідини повинна перевищувати сталу швидкість осідання в 1,5-2 рази, а в горизонтальних ділянках – у 10 разів. Якщо ньютонівська рідина не забезпечує винесення піску, необхідно використовувати піну чи газ.

Основним фактором, який обмежує швидкість руху промивної рідини у висхідному потоці, є гідродинамічні втрати тиску на тертя в КГТ. Для їх



подолання потрібно розвивати такий тиск на вході в колону, котрий обмежується лише міцністю труб. У більшості випадків основна частина гідродинамічних втрат тиску у внутрішньосвердловинному устаткуванні припадає на колону гнучких труб. Гідравлічний опір кільцевого простору  $\epsilon$ , приблизно, на порядок меншим від цих втрат. Варто мати на увазі, що за концентрації твердих частинок у рідині до  $360 \text{ кг/м}^3$  в'язкість останньої практично не змінюється і в розрахунках її можна розглядати як чисту рідину. Понад зазначену межу необхідно враховувати властивості рідини, котрі змінюються.

Наявність твердих частинок у промивній рідині, яка піднімається по кільцевому простору, призводить до підвищення гідростатичного тиску на вибої. Їх присутність зумовлює збільшення тиску на насосі, який подає технологічну рідину в КГТ. У випадку використання для контролю за тиском стрілкових манометрів зі шкалою, котра розрахована на максимальні величини, цей приріст може бути і непомітним оператору. Однак якщо густина рідини вибрана недостатньо точно і присутня небезпека поглинання її пластом, то може виникнути наступна ситуація. У разі збільшення гідростатичного тиску технологічна рідина буде надходити в пласт. При цьому її витрата у висхідному потоці зменшиться, а густина останньої буде увесь час зростати, що спричинить за собою подальше збільшення гідростатичного тиску. Цей процес буде йти доти, поки не настане повна втрата циркуляції, пісок опуститься по кільцевому простору вниз і відбудеться прихоплення піском колони гнучких труб. Тому в процесі планування операцій з промивання глино-піщаних корків необхідно передбачати можливість відтікання робочої рідини в пласт і мати її запас.

Концентрація твердих частинок, котрі складають корок, в технологічній рідині, яка піднімається по кільцевому простору, визначається швидкістю переміщення КГТ в корку. Під час видалення одиночного сипкого корка концентрація твердих частинок у рідині, що піднімається,  $\epsilon$  малою і практично не чинить впливу на гідростатичний тиск. У разі очищення колони в інтервалі досить великої довжини з декількома корками потрібно контролювати витрату технологічної рідини, яка витікає з кільцевого простору. У тому випадку, якщо витрата рідини зменшується чи припиняється взагалі, необхідно підняти колону, продовжуючи запомповування рідини в КГТ до поновлення циркуляції.

Фахівці американських і канадських фірм, що виконують подібні роботи, рекомендують обмежувати швидкість опускання КГТ до  $9-12 \text{ м/хв}$ , якщо місцезнаходження корка невідомо. Якщо воно встановлено, то швидкість може бути збільшеною до  $18 \text{ м/хв}$ . У процесі опускання КГТ повинна підтримуватися неперервна циркуляція рідини. Не бажано також залишати КГТ нерухомо протягом тривалого часу.

Після розмивання корка чи його ділянки потрібно продовжувати промивання без зміни глибини підвішування КГТ доти, поки з кільцевого простору не буде винесено весь пісок. Під час подальшого опускання колони варто контролювати навантаження на транспортер – воно повинно монотонно збільшуватися пропорційно глибині опускання. Періодично через кожні 300 м доцільно перевіряти зусилля, необхідне для підймання колони.

У процесі руйнування щільного корка може виникнути ситуація, коли корок сприйме вагу КГТ і її переміщення припиниться. Таке положення однозначно відбивається на показах індикатора ваги колони і манометра, що реєструє тиск, який розвивається помпою: покази першого приладу зменшуються, а другого – збільшуються. Після визначення верхньої межі корка колону гнучких труб припіднімають на 3-5 м і збільшують подавання промивальної помпи до розрахункової величини. Швидкість переміщення колони в процесі руйнування подібного корка становить 1-3 см/с. Якщо цей інтервал достатній для утворення об'єму, в якому пісок знаходиться в завислому стані за рахунок турбулізації рідини потоком, що витікає з КГТ, то на вході в колону ліфтових труб швидкість піднімання різко зростає і процес винесення піщаних частинок йде нормально. Якщо ця умова не дотримується, то верхня межа розташування завислих частинок знаходиться нижче башмака ліфтової колони. У цьому випадку пісок не буде виноситися на поверхню. Для забезпечення ефективнішого винесення піску використовують піни чи полімерні гелі, котрі готуються на водній основі, мають підвищені опори зсуву і низьку в'язкість.

Під час опускання КГТ для досягнення башмака ліфтової колони і підходу до ймовірного місцезнаходження піску швидкість опускання зменшують до середньої значини. Момент зіткнення наконечника гнучкої труби з піщаним корком визначають за індикатором навантаження – величина зусилля в місці підвішування труби різко зменшується, а тиск, що розвивається промивальною помпою, зростає.

Для підвищення ефективності процесу руйнування корка використовують насадки на КГТ різних конструкцій. Усі вони базуються на гідромоніторному ефекті, а відрізняються кількістю отворів і напрямком. Втрати тиску на подібних насадках можуть сягати 17 МПа.

Для зменшення гідростатичного тиску на пласт під час видалення піщаних корків існують способи, які базуються на застосуванні струмінної помпи, що опускається на двох коаксіально розташованих колонах гнучких труб. При цьому проблеми з винесенням піску не виникає, тому що швидкості і спадного, і висхідного потоків промивної рідини є досить великими. Перевагою такого способу є і те, що гідростатичний тиск рідини, яка знаходиться у свердловині і діє на пласт, може бути зведений

до мінімуму. Застосування даного способу промивання може бути реалізовано тільки за достатнього внутрішнього діаметра труб, у яких здійснюється переміщення двох коаксіальних колон гнучких труб.

Промивання піщаного корка в газових свердловинах можна здійснити за одним із двох варіантів технології, які відрізняються за способом отримання піни [231].

За першим варіантом технології у свердловині, яка простоює (тиск на гирлі знижують), піну отримують запомповуванням піноутворювальної рідини і газу через ежектор (рис. 6.2, а). Недоліком цього способу є наявність великих гідравлічних втрат по довжині гнучких труб за підвищених витрат внаслідок малого внутрішнього прохідного перерізу, що може призвести до руйнування структури піни.

За другим варіантом у процесі промивання піщаного корка в працюючій свердловині утворення піни відбувається безпосередньо у свердловині на виході з башмака гнучких труб під час змішування піноутворювальної рідини з газом, що надходить із пласта, при цьому свердловина працює на факельний відвід (рис. 6.2, б). У даному випадку об'єм піни регулюється зміною витрати піноутворювальної рідини і дроселюванням зворотної лінії зміною діаметра штуцера на факельному відводі. Недоліком цього способу є неможливість його застосування в п'єзометричних, спостережних і поглинальних свердловинах, а також у випадках, коли свердловина простоює в результаті самоглушіння.

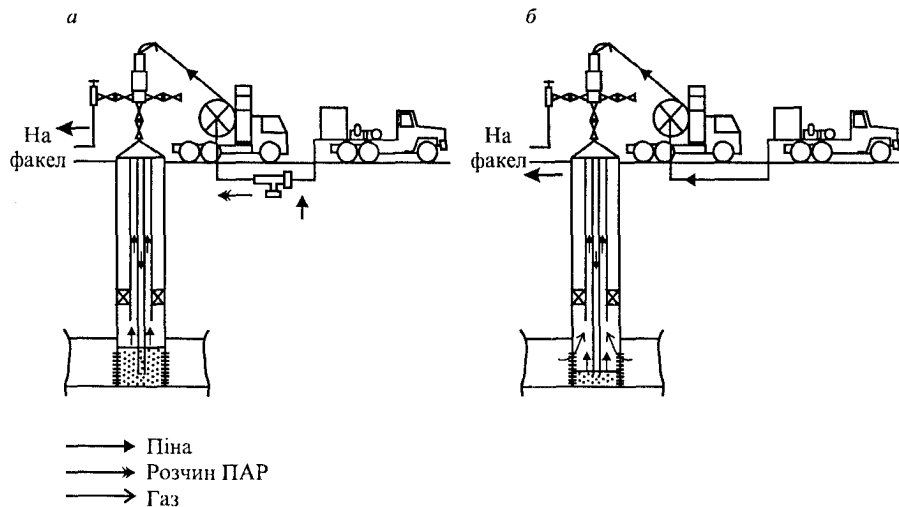


Рис. 6.2 – Схема промивання піщаних корків піною у газових свердловинах із застосуванням колгтюбінгових устаткувань: а – у свердловині, що простоює; б – у працюючій свердловині

Усі описані проблеми виникають і вирішуються в процесі прямого способу промивання, коли технологічна рідина подається до корка через колону гнучких труб. Незважаючи на поради не допускати потрапляння у внутрішню порожнину КГТ піску й інших компонентів корка, є думка про доцільність виконання зворотного промивання. Усі питання про переваги і недоліки прямої і зворотної схем промивань під час видалення корків досить добре розроблено для традиційних способів ПРС [231]. У даному випадку вони залишаються справедливими.

Основним побоюванням і аргументом проти використання схеми зворотного промивання є можливість закупорювання КГТ продуктами, що складають корок. Окрім того, під час подавання рідини в кільцевий простір може настати втрата стійкості колони гнучких труб у верхній частині і зім'яття. Практичні експерименти і попередні розрахунки режимів виконання зворотного промивання показують, що в даному випадку можна використовувати тільки нестисливі технологічні рідини. Природно, що зворотні клапани на КГТ і які-небудь інші пристрої, які пропускають рідину в одному напрямку по колоні і всьому шляху її течії, встановлюватися не повинні.

Якщо свердловина обладнана штангово-насосним устаткуванням, то КГТ опускають у кільцевий простір між колоною НКТ і експлуатаційною колоною, хоч тут є ризик заклинення КГТ у кільцевому просторі (рис. 6.3).

*Розбурювання корків.* Для видалення щільних корків, утворених із піску, парафіну і кристалогідратів, а також із цементу в колонах ліфтових чи експлуатаційних труб застосовують технології, які передбачають їх розбурювання. Загальну схему розташування внутрішньосвердловинного устаткування для його здійснення показано на рис. 6.4, а схему для видалення корків у колоні ліфтових труб – на рис. 6.5. Остання охоплює встановлені на колоні гнучких труб стабілізатор (він виконує і функції центратора), вибійний двигун й породоруйнівний інструмент, що руйнує корок. Породоруйнівним інструментом слугують долота стираючого типу з алмазним чи твердостопним озброєнням. Вибір саме цих типів доліт зумовлений особливостями режиму роботи вибійного двигуна – велика кількість обертів за малого осьового навантаження. Для розбурювання корків з метою зниження реактивного моменту застосовують вибійні двигуни з меншим, ніж для буріння на КГТ, крутним моментом, оскільки для описуваних операцій використовують гнучкі труби діаметром 38 і 44 мм. Найбільш характерними є наступні параметри двигунів:

Параметри	Діаметр КГТ, мм	
Крутний момент, Н·м	38	44
Частота обертів хв. <sup>-1</sup>	360	400 – 550
Подавання рідини, л / с	2,5 – 5,7	4,4 – 6,9

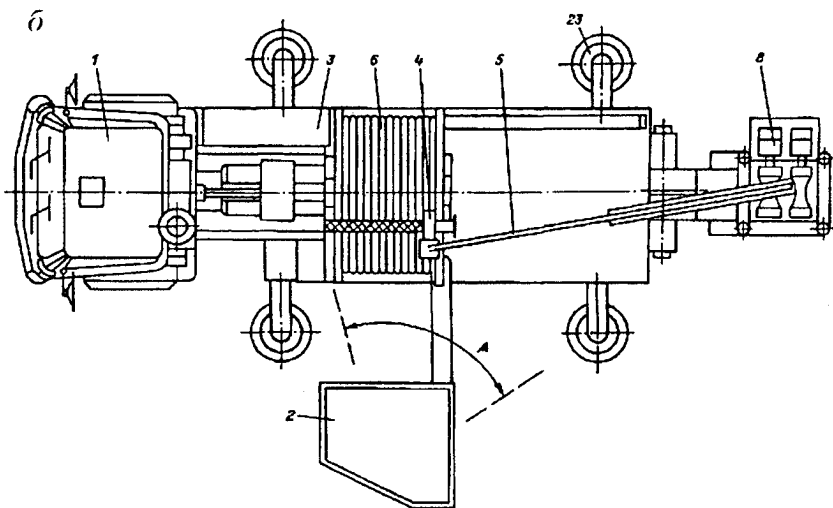
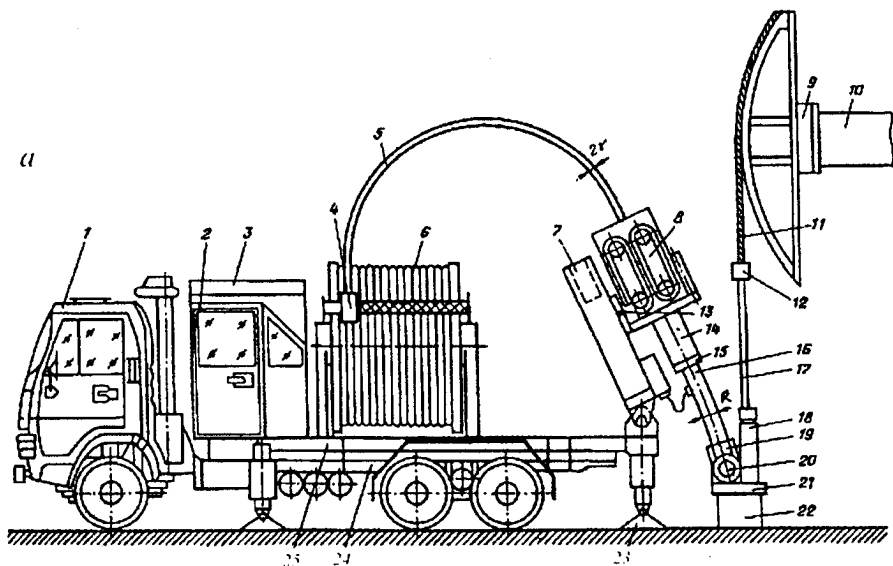


Рис. 6.3 – Агрегат для опускання та підймання неперервної колони гнучких труб: 1 – транспортна база (автомобіль); 2 – поворотна (на 90°) кабіна оператора на консолі; 3 – бак масляної системи; 4 – укладач; 5 – колони гнучких труб; 6 – барабан; 7 – опори; 8 – ежектор; 9 – головка балансира; 10 – верстат-гойдалка (балансира); 11 – канатна підвіска; 12 – траверса; 13 – рухома платформа; 14 – герметизатор гирла; 15 – лубрикатор; 16 – криволінійний порожнистий елемент (зігнута труба); 17 – гирловий шток; 18 – сальник; 19 – додатковий ущільнювальний вузол; 20 – шарнір; 21 – ексцентрична шайба; 22 – гирло свердловини; 23 – чотири аутригери; 24 – рама транспортної бази; 25 – рама агрегату

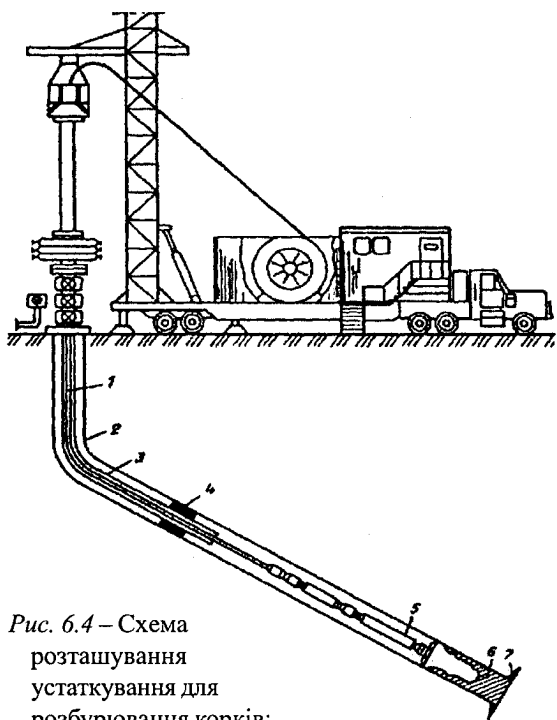


Рис. 6.4 – Схема розташування устаткування для розбурювання корків:

1 – колона гнучких труб; 2 – експлуатаційна колона; 3 – колона насосно-компресорних труб; 4 – пакер; 5 – вибійний двигун із породоруйнівним інструментом; 6 – цементний чи щільний піщаний корок, який необхідно зруйнувати; 7 – вибій свердловини

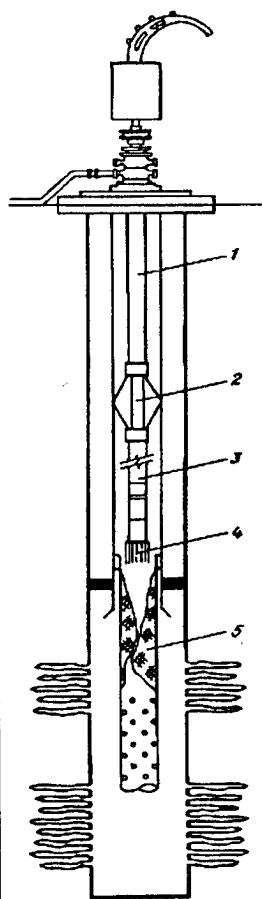


Рис. 6.5 – Схема внутрішньосвердловинного устаткування, що застосовується при розбурюванні корків у порожнині ліфтових труб: 1 – колона гнучких труб; 2 – стабілізатор (центратор); 3 – вибійний двигун; 4 – породоруйнівний інструмент (долото стираючого типу); 5 – корок, що руйнується (залишки цементу чи щільний піщаний корок)

Компоновка устаткування на вибої може складатися з наступних елементів (зверху вниз): з'єднувального пристрою, зворотного клапана, гідравлічного роз'єднувача, циркуляційного перевідника, вибійного двигуна, породоруйнівного інструменту. Даний набір відповідає компоновці, що застосовується для виконання ловильних робіт. Основна відмінність у разі реалізації даної операції полягає у використанні циркуляційного перевідника, що забезпечує напрямок потоку технологічної рідини в кільцевий простір, минаючи вибійний двигун і породоруйнівний інструмент.

Перевідник вмикають після виконання робіт із розбурювання з метою ефективного промивання кільцевого простору. Циркуляційний перевідник приводиться в дію після посадки в сидло кульки, що скидається, і зрізання шпильок. Високі оберти, що забезпечуються вибійним двигуном, визначають необхідність застосування стабілізатора, який запобігає вібрацію нижньої частини КГТ і всього інструменту.

Наземне устаткування складається з гирлового устаткування, агрегату з КГТ і насосного агрегату з ємністю для технологічного розчину. Особливістю гирлового устаткування для розбурювання корків є наявність шлюзу довжиною до 12 м, за допомогою якого комплект інструменту вводиться у свердловину.

Для здійснення буріння (див. рис. 6.2) в експлуатаційній колоні використовують такий же комплект наземного і внутрішньосвердловинного устаткування, з тією лише відмінністю, що породоруйнівним інструментом слугує розширювач, нижче якого встановлюють долото малого діаметра („пілотна фреза”). Останнє служить для задавання напрямку і центрування розширювача під час його роботи (див. рис. 6.4).

У даний час використовуються комплекти інструментів, що дають змогу розбурювати корки в колонах труб діаметром до 168 мм із застосуванням вибійних двигунів діаметром 73 мм.

Під час виконання операцій на глибинах, віддалених від башмака колони ліфтових труб, використовують стабілізатор, що забезпечує взаємодію з більшим, ніж у попередньому варіанті компонування, діаметром труб.

Часто виконують роботи з розширення стовбура свердловини, тобто роботи для видалення цементного каменю, що залишився після цементування перфораційних отворів, цементних мостів, залишків цементу, що встиг затвердіти до того, як розчин був вимитий з порожнини труб, щільних піщаних корків.

Як технологічну (промивну) рідину можна використовувати технічну чи морську воду з невеликими додатками полімерів, наприклад, біозан. Запомповування загущеної полімером рідини може проводитися тільки в процесі інтенсивного промивання свердловини.

Після здійснення розбурювання для виконання робіт із розширення стовбура застосовують породоруйнівний інструмент типу фрез і розширювачів. З останніх найбільш ефективними є розсувні розширювачі. Вони бувають двох типів – з фіксованими і нефіксованими в робочому стані різальними елементами. Розширювачі першого типу забезпечують проходження звужених ділянок. У внутрішній порожнині КГТ створюється тиск, який, діючи на поршень і переміщаючи його, забезпечує переведення різальних елементів у робочий стан. До недоліків таких конструкцій варто

віднести складність витягування розширювача після виконання операцій. У розширювачів другого типу різальні елементи знаходяться у висунутому стані тільки за наявності тиску в порожнині КГТ.

Як правило, розширювач озброюють пілотною фрезою з меншим діаметром, ніж він сам, і встановлюють її нижче розширювача. Ця фреза напрямляє роботу розширювача і виключає руйнування стінок колон труб, у порожнині яких виконують буріння.

До цієї групи робіт відносяться і випадки застосування механічних різаків (рис. 6.6). Їх застосування виявляється ефективнішим, ніж застосування вибухових, хімічних і піскоструминних пристроїв. Доцільна область застосування їх обмежена діаметрами труб до 112 мм. Схема компонувань внутрішньосвердловинного устаткування при цьому відповідає розглянутим вище. Різак являє собою металорізальний інструмент із шарнірно закріпленими різцями. Останні мають гідравлічний привод і висуваються під час вмикання вибійного двигуна. Час виконання операції для НКТ діаметром 78 мм становить 10-20 хв.

Усі розглянуті роботи можна виконувати як у процесі функціонування свердловини, так і після її закриття. У будь-якому випадку глушіння свердловини не вимагається. Опускання інструменту у свердловину проводять на максимальній швидкості, а подавання технологічної рідини повинно бути таким, щоб не викликати розкриття інструменту. Перед посадкою на вибій подавання технологічної рідини варто зменшувати до 0,5-0,7 л/с. Після цього інструмент піднімають у ту зону свердловини, де гарантовано відсутні корок, цементний камінь на стінках труб і інші нарости. Саме в цій зоні повинен розкриватися інструмент, інакше різальні елементи можуть не зайняти свого робочого стану. Потім збільшують подавання технологічної рідини до значини, за якої відбувається розкриття інструменту.

Після цього за номінального для конкретно застосовуваного вибійного двигуна подавання технологічної рідини починають розбурювання. У

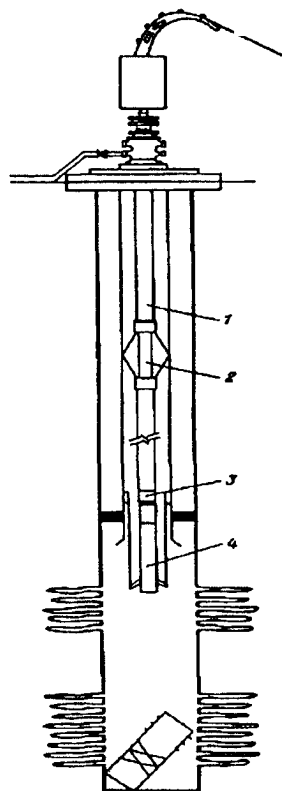


Рис. 6.6 – Схема внутрішньосвердловинного устаткування, що застосовується для роботи з механічним різакем: 1 – колона гнучких труб; 2 – стабілізатор (центратор); 3 – вибійний двигун; 4 – різак



тому випадку, якщо породоруйнівний інструмент не треба переводити в робочий стан, описана операція відсутня.

Найбільш оптимальним режимом роботи є безперервний, тобто за відсутності різких падінь кількості обертів породоруйнівного інструменту і стрибків тиску на виході з промивальних насосів. Якщо раптом відбувається зупинка вибійного двигуна, то необхідно зменшити подавання технологічної рідини, підняти КГТ на 5-10 м, відновити циркуляцію технологічної рідини і повільно опустити колону до зіткнення інструменту з вибоєм. Одним із показників зупинки вибійного двигуна є різке збільшення тиску технологічної рідини на 4-5 МПа.

Тверді інтервали розбурюють зі швидкістю 0,3-0,6 м/год., суцільний цемент – 4,5-9 м/год., залишки цементу на стінках чи цементне кільце – до 15 м/год. Навантаження на інструмент плавно зростає в міру початку розбурювання і виходу на усталений режим і може бути доведено для руйнування піщаних корків до 4-4,5 кН, а твердих інтервалів – до 1 кН.

Для підвищення ефективності очищення стовбура свердловини доцільно після проходження кожних 15-30 м корка припиняти процес його руйнування, піднімати інструмент і проводити інтенсивне промивання.

Через 8-15 годин роботи з руйнування корка необхідно зробити зупинку, підняти інструмент і відрізати 20-30 м колони гнучких труб. Ця операція аналогічна операціям, які виконуються в ході ловильних робіт. Її мета – забезпечення подальшої роботи транспортера і барабана на ділянці труб, які не піддавались втомі. Одночасно з цим здійснюють заміну породоруйнівного інструменту і проводять зовнішній огляд пристроїв, що входять у комплектування.

Названі вище цифри є орієнтовними і повинні обов'язково уточнюватися з урахуванням характеристик конкретного устаткування, застосованого для виконання операції.

*Викликання припливу і освоєння свердловини газліфтним методом.* Одним із способів зменшення протитиску на пласт для викликання припливу є видалення рідини, яка заповнює свердловину, за допомогою газліфта. Для цього в НКТ опускають колону гнучких труб, по якій у свердловину подають газ чи аеровану рідину. Піднімання свердловинної рідини здійснюється по колоні ліфтових труб, якими обладнана свердловина.

Для виконання таких операцій, окрім агрегату для роботи з КГТ, до гирла свердловини під'єднують додаткове устаткування – ємність для азоту, компресор для його заповнення і зливну ємність, якщо не можна використати трубопровід системи збирання продукції свердловини.

Перед початком роботи над гирлом свердловини монтують комплект устаткування – превентор, гирловий ущільнювач, транспортер. Діаметр колони гнучких труб повинен відповідати діаметру ліфтової колони, щоб

гідрравлічний опір кільцевого каналу, по якому піднімається суміш, був досить низьким. Інакше тиск, який необхідний для подолання гідродинамічного опору, може перевищити пластовий і газ буде запомповуватися в пласт. В останньому випадку утвориться так звана „азотна подушка”. Так, колоні ліфтових труб із умовним діаметром 73 мм відповідають гнучкі труби із зовнішнім діаметром 25-33 мм.

Запомповування азоту розпочинають відразу або після занурення КГТ не більше ніж на 100-200 м і не припиняють протягом усього процесу опускання КГТ і викликання припливу. Подають азот із поступовим збільшенням витрати до 14-20 м<sup>3</sup>/хв. При цьому тиск запомповування газу постійно контролюють і в ході занурення труби в рідину його збільшують.

Для поліпшення спінювання рідини і підвищення ефективності процесу можна додавати поверхнево-активні речовини.

Після опускання гнучкої труби до рівня нижніх перфораційних отворів протягом певного проміжку часу забезпечують роботу газліфта. Цей процес слід підтримувати доти, поки по колоні ліфтових труб не стане підніматися пластова рідина.

Далі, продовжуючи подавання газу, розпочинають піднімання колони. При цьому необхідно контролювати склад рідини, яка надходить із свердловини, і дебіт останньої.

Після піднімання гнучких труб до глибини 100-200 м подавання газу може бути припинене, якщо процес фонтанування продовжується.

*Кислотне оброблення привибійної зони пласта.* Кислотне оброблення з використанням устаткування КГТ проводять як і за традиційними технологіями, головним чином, для діяння кислоти на карбонатні породи, що складають продуктивний пласт, і для підвищення його проникності.

Наземний комплекс устаткування, крім агрегату з КГТ і стандартного гирлового устаткування, повинен містити агрегат для кислотного оброблення свердловин, що має спеціалізований насос і ємність для зберігання кислоти. У деяких технологіях кислотного оброблення передбачено підігрівання кислоти.

У процесі виконання даної операції КГТ опускають на глибину знаходження інтервалу перфорації при забезпеченні неперервної циркуляції води. На наступному етапі у свердловину через КГТ запомповують розрахунковий об'єм кислоти, після чого її протискують у пласт. При запомповуванні і протискуванні кислоти викидна засува на арматурі колони ліфтових труб повинна бути закритою. Це забезпечує проникання реагенту через перфораційні отвори в пласт.

Процес запомповування і протискування необхідно проводити при максимальному можливому подаванні рідини. При здійсненні цих процесів

необхідно стежити за тим, щоб тиск у зоні перфораційних отворів не перевищував тиск, за якого відбувається гідророзрив пласта. Після витримання свердловини під тиском протягом заданого періоду часу викидну засуву відкривають, КГТ піднімають і починається циркуляція води.

Практика застосування устаткування з КГТ показує, що витрата реагентів при обробленні привибійної зони в цьому випадку зменшується порівняно з традиційними технологіями на 25-30 %.

*Селективне діяння на пласт.* Об'єктом селективного діяння на пласт є або перфораційні отвори, розташовані на певному рівні, або зона негерметичності експлуатаційної колони, через отвори якої у свердловину надходить вода. Подібні операції здійснюють для запомповування цементу, поінтервального кислотного оброблення.

Для виконання цих робіт на колоні гнучких труб опускають здвоєний пакер і вище нього на точно визначеній висоті – локатор. Після опускання пакера нижче розрахункового рівня колону гнучких труб піднімають доти, поки локатор не зафіксує її необхідного положення.

Потім пакер приводиться в робоче положення і зовнішні поверхні камер щільно притискаються до стінок експлуатаційної колони.

На наступному етапі робіт відкриваються отвори, через які порожнина колони гнучких труб з'єднується з простором між пакерами. У нього запомповується необхідна технологічна рідина і за необхідності – протискувальна. Після витримки свердловини протягом певного часу тиск зменшується, пакер переводиться в транспортне положення і витягається на поверхню.

Особливістю конструкції інструменту, застосовуваного при виконанні описаних операцій, є пакер, герметизаційний елемент якого в транспортному положенні забезпечує переміщення устаткування в колоні ліфтових труб діаметром 89 мм. Відстань між кожним із пакерів, що утворюють спарений пакер, вибирають відповідно до довжини інтервалу свердловини, обробляти який будуть у конкретному випадку.

*Встановлення цементного корка.* Необхідність встановлення цементного корка може бути зумовлена, наприклад, проривом підшовних пластових вод. У цьому випадку цемент нагнітають безпосередньо в перфораційні отвори, розташовані у певному інтервалі.

Наземне устаткування повинне включати, крім традиційного набору, цементувальний насос і ємність для цементного розчину.

Встановлення цементного корка може здійснюватися безпосередньо в порожнині експлуатаційної колони. У цьому випадку попередньо в інтервал ізоляції експлуатаційної колони намивають пісок, зверху встановлюють розділювальний корок, після чого запомповують необхідний об'єм цементного розчину.

Якщо цемент запоповують у пласт, то виконують наступні операції:

а) колону гнучких труб опускають таким чином, щоб обріз труби знаходився в зоні перфораційних отворів, які підлягають ізоляції (опускання колони виконують з одночасним забезпеченням циркуляції води);

б) запоповують розрахунковий об'єм цементного розчину;

в) піднімають гнучку трубу на 8-10 м і закривають засуву на виході з колони НКТ;

г) використовуючи воду як протискувальну рідину, цементний розчин запоповують у пласт.

*Перфорація обсадних колон.* На колоні гнучких труб можуть бути опущені перфоратори, які забезпечують прострілювання горизонтальної свердловини на інтервалі до 300 м, при цьому також можна знижувати гідростатичний тиск у свердловині

*Ловильні роботи.* На першому етапі виконання ловильних робіт доцільно спробувати виконати їх за допомогою комплекту інструментів, що опускаються на тросі. Якщо це зробити не вдається, то застосовують устаткування з КГТ. Ефект від застосування останніх полягає насамперед у створенні більшого стискувального зусилля, ніж це вдається створити інструментом, що опускається за допомогою канатної техніки. Крім того, можливість забезпечення циркуляції рідини полегшує здійснення ловильних операцій. І, нарешті, якщо й у цьому випадку виконати ловильні роботи не вдається, застосовують традиційні технології з використанням агрегатів підземного (капітального) ремонту свердловин.

До недоліків технології з використанням КГТ у порівнянні з технологією, реалізованою агрегатами капітального ремонту свердловин, відносяться неможливість обертання колони, а також менші зусилля, ніж зусилля, що створюються традиційними конструкціями. Так, при застосуванні КГТ діаметром 44 мм із товщиною стінки 3,2 мм граничне зусилля становить лише близько 170 кН.

Використання КГТ вимагає застосування спеціальних інструментів, спроектованих із урахуванням названих особливостей роботи з колоною. Так, зокрема з'єднувач є необхідним для кріплення інструменту до колони гнучких труб. Необхідність застосування спеціального з'єднувача зумовлена неможливістю нарізання на гнучких трубах різі для передачі зусиль. Тому використовувати нарізні з'єднання, подібні застосовуваним при роботі з НКТ, не можна. В основному використовують клинові конструкції.

### Водоізоляційні роботи в газових свердловинах

Водоізоляційні роботи в сеноманських газових свердловинах ВАТ „Ямбурггаздобыча” без їх глушіння і витягування підземного обладнання (НКТ і пакера) з допомогою колтубінгового устаткування М-10 виконус

ЗАТ „Корпорация Севергазсервис” (Російська Федерація) (М. Гейхман та інш.).

Перед початком ремонтних робіт слід мати такий стан свердловини: а) експлуатаційний пакер є герметичним; б) свердловина працює з підвищеним винесенням пластової води і піску; в) рівень рідини в статичних умовах знаходиться біля нижніх отворів перфорації; г) поточний ГВК у межах куща свердловин прямими вимірювання не виявляється; ґ) НКТ перекривають інтервал перфорації; д) глибина поточного вибою відповідає місцезнаходженню нижніх отворів перфорації; е) порушення колони НКТ геофізичними методами не виявляються.

Роботи виконують у такій послідовності.

1. Для видалення піщаного корка до свердловини подають колтубінгове устаткування М-10, комплект факельної і нагнітальної ліній, необхідний об'єм піноутворювальної рідини, насосний агрегат, паропересувне устаткування.

2. Після монтажу обладнання опусканням великої довгорозмірної труби з одночасним нагнітанням піноутворювальної рідини у свердловину промивають піщаний корок до штучного вибою з виведенням піни на факел.

3. Виконують спеціальні геофізичні дослідження в межах вибій – покрівля продуктивного пласта для визначення інтервалу виконання ізоляційних робіт.

Отримати вірогідну інформацію про стан свердловини без витягування НКТ дає змогу комплекс досліджень за допомогою гамма-каротажу та локатора муфт (уточнення конструкції свердловини) і термометрії (записування зі швидкістю 20-50 м/год. для визначення профілю припливу за кривими відновлення температури).

4. Здійснюють перфорацію „хвостовика” НКТ над покрівлею ізоляційного моста.

5. Визначають необхідний об'єм тампонажного матеріалу шляхом запомповування в'язкої рідини через безмуфтову довговимірну трубу на вибій свердловини з контролем рівня рідини в НКТ ехолотом МС-401.

6. Продувають свердловину до повного винесення в'язкої рідини із свердловини.

7. Виконують тампонування свердловини уточненим об'ємом водоізоляційного розчину шляхом запомповування через довговимірну трубу на вибій з контролем рівня водоізоляційного розчину в НКТ ехолотом МС-401.

8. Пускають свердловину для роботи в шлейф після очікування затвердіння водоізоляційного розчину.

Досвід робіт із застосуванням довговимірних безмуфтових труб показав, що колтубінгові технології мають ряд переваг над традиційними

технологіями. Їх застосування дає змогу: а) зберегти колекторські властивості газонасиченого пласта в умовах АНПТ; б) значно скоротити тривалість часу на виконання робіт (тривалість часу на виконання робіт 10 діб); в) зменшити вартість ремонту свердловин.

### **6.3 Технологія ізоляції водоприпливів без підняття ліфтових труб із використанням гелеутворювальної суміші (ГУС) або вуглеводнево-цементного розчину (ВЦР)**

---

#### Характеристика технології

Традиційні технології виконання водоізоляційних робіт у свердловинах передбачають піднімання ліфтових (експлуатаційних) труб і наступне опускання для виконання ремонту технологічних труб.

Ізоляція зон водоприпливів за технологією без підняття ліфтових труб [570] є прогресивнішою і виконується без глушіння свердловини, демонтажу гирлового обладнання та застосування піднімальних устатковань, що дає змогу до виконання РІР зберегти природний розподіл флюїдів у привибійній зоні і фільтраційну характеристику пласта, зменшити енергоматеріальні витрати на виконання одного ремонту. Технологію можна застосовувати і за загальною традиційною схемою виконання ізоляційних робіт із підніманням ліфтових труб.

Технологія призначена для ізоляції пластів та флюїдопроникних каналів у заколонному просторі фонтанних, газліфтних і нагнітальних свердловин, які є джерелами обводнювання продукції у видобувних свердловинах і причинами непродуктивного запомповування рідини в нагнітальних свердловинах. Вона реалізується методом тампонування під тиском із використанням гелеутворювальної суміші з дрібнодисперсним наповнювачем (ГУС) та вуглеводневих цементних розчинів (ВЦР). Характеристику сумішей та умов їх використання подано в табл. 6.6.

Технологія забезпечує обмеження водоприпливу незалежно від ступеня мінералізації вод, які підлягають ізоляції, і застосовується за геостатичної температури в інтервалі ізоляції від 20 до 100°C. Ізоляцію здійснюють через існуючий інтервал перфорації, який є у свердловинах. У залежності від виду ізоляційних робіт та використовуваного тампонажного матеріалу розташування НКТ у свердловині може бути на рівні нижніх чи верхніх отворів перфорації. Якщо НКТ розміщені значно вище інтервалу перфорації, то ізоляційні роботи можуть також виконуватися після

Таблиця 6.6 – Характеристика тампонажних сумішей (ВЦР і ГУС) та умов їх використання

Показники	ВЦР	ГУС
1. Основні компоненти	ВЦР: нафта (дизпальне), портландцемент, нейоногенна ПАР. Рідина розчинення: прісна вода, нейоногенна ПАР, гідроксид натрію (калію), кальцинована сода	Прісна вода, поліакриламід (ПАА), біхромат натрію, кероген, гіпосульфід натрію
2. Характеристика робочого розчину: густина, кг/м <sup>3</sup> температурний інтервал використання, °С час очікування затвердіння: у холодних свердловинах, год. у гарячих свердловинах, год. Реологічна характеристика за даними: конуса АзНДІ, см лійки ВБР-1, с	1900-1600 20-100  72 48  20-22 20-22	1070-1030 20-100  48 24  близько 20-22 150-220
3. Характеристика затверділої суміші: міцність на стискання через 24 год. за 60 °С, МПа герметичність затампованого порового простору з коефіцієнтом проникності 0,9-2,5 мкм <sup>2</sup> , МПа/м	Твердий камінь 4-10  -	Гідрогель -  1,5-2,6
4. Види РІР	а) ізоляція каналів перетікання флюїдів по заколонному простору; б) ізоляція ПЗП, ускладненої каверноутворенням; в) зменшення приймальності перед ремонтом	а) вирівнювання профілю приймальності; б) герметизація перфорованого пласта; в) ліквідація заколонних перетікань; г) зменшення приймальності перед ремонтом
5. Фонд свердловин (способи експлуатації)	фонтанний; газліфтний; нагнітальний	фонтанний; нагнітальний
6. Характеристика приймальності свердловини: під час нагнітання рідини поглинає переважно пласт навпроти інтервалу перфорації поглинають канали перетікання в заколонному просторі приймальність перед виконанням ізоляційних робіт, л/с	Вид РІР: а, б, в  Понад 2	Вид РІР: а, б, в  Менше 10

Показники	ВЦР	ГУС
7. Технологічна схема ізоляції	1) ВЦР нагнітається в ПЗП з наступним вимиванням залишку із свердловини і запомповуванням рідини затвердіння в ПЗП (вид РІР: а, б); 2) ВЦР без залишку (порційне запомповування) нагнітається в ПЗП з наступним запомповуванням рідини затвердіння (вид РІР: а, в)	1) ізоляція розкритого інтервалу проникних порід (вид РІР: б)  2) ізоляція найбільш проникної частини розкритих порід (порційне запомповування, вид РІР: а, в, г)
8. Місцезнаходження кінця НКТ відносно інтервалу перфорації: на рівні нижніх отворів перфорації на рівні верхніх отворів перфорації	Вид РІР: а, б, в  Вид РІР: а, в (порційне запомповування ВЦР)	Вид РІР: а, б, в, г  Вид РІР: а, в (порційне запомповування ГУС)

допускання НКТ до необхідної глибини. Застосування технології у газліфтних свердловинах допускається після закриття клапанів, установлених на ліфтових трубах з метою створення умов герметичності НКТ. Ізоляційні роботи можуть також виконуватися у штангово-насосних свердловинах. Підготовку НКТ вигідно проводити однією бригадою ПРС чи КРС послідовно на декількох свердловинах.

Для усунення заколонної циркуляції технологія застосовується незалежно від ступеня поглинання рідини продуктивними пластами, які розташовані навпроти інтервалу перфорації, що забезпечується використанням суміші ВЦР, котра не погіршує їх фільтраційних характеристик.

Технологія застосовується, коли наявною є достовірна інформація про причини і шляхи обводнювання, герметичними є ліфтові труби і експлуатаційна колона вище інтервалу перфорації, свердловина не обладнана пакерами, що роз'єднують трубний і затрубний простори. Вона може застосовуватися практично незалежно від приймальності зони ізоляції, що забезпечується збільшенням вмісту дисперсної фази тампонажних сумішей до досягнення консистенції, необхідної для конкретних умов.

### Використання ГУС

Для реалізації технології із використанням ГУС необхідно обладнати затрубний, трубний та міжколонний простори манометрами, перевірити



герметичність гирлової запірної арматури та визначити приймальність пласта (фільтра).

Композицію ГУС готують змішуванням водного розчину ПАА з коефіцієнтом в'язкості 150-200с за лійкою ВБР-1 (приблизно 1,5-2,0% розчин), керогену і рівних кількостей 10% водних розчинів біхромату і гіпосульфиту натрію за наступного співвідношення компонентів, % мас.:

ПАА	від 1,5-2,0
біхромат натрію	від 1,0-6,0
гіпосульфит натрію	від 1,0-6,0
кероген	від 10 до 30
прісна вода	решта

Таблиця 6.7 – Гелеутворювальна суміш (ГУС) із малодисперсним наповнювачем

Кількість реагентів, мас. %					Час гелеутворення, хв. при температурі		
Вода	ПАА	Біхромат натрію	Кероген	Гіпосульфит натрію	20°C	60°C	100°C
67,5	1,5	0,50	20	0,50	1440	50	15
82,6	2,0	0,20	15	0,20	1800	600	30
77,5	1,5	0,50	20	0,50	1440	60	10
78,0	1,5	0,25	20	0,25	900	40	10
97,2	2,0	0,40	–	0,40	180	14	5

*Примітка:* зліва направо перераховано реагенти в порядку їх змішування при приготуванні ГУС

Базові рецептури ГУС і їх властивості подано в табл. 6.7. Введення наповнювача керогену призводить до істотного сповільнення термінів початку гелеутворення при температурі до 40°C. Вище цієї температури терміни початку гелеутворення такі ж, як і в ГУС без наповнювача.

Підбір рецептур проводять у відповідності із необхідними термінами початку гелеутворення за температурних умов свердловини. Час початку гелеутворення композиції ГУС, технологічно допустимий за температур у свердловині від 40 до 100°C, можна регулювати шляхом одночасної зміни вмісту біхромату і гіпосульфиту натрію, а також шляхом зміни рН розчину ПАА в межах від 4 до 9 введенням кислоти (соляної чи сірчаної) або лугів (їдкого натру чи калію). При збільшенні вмісту зшиваючих реагентів (біхромату або гіпосульфиту натрію) і зниження величини рН (до 4) терміни гелеутворення скорочуються і навпаки.

Рідинний 8% ПАА (ТУ 6-01-1049-76) надходить, як правило, в поліетиленових мішках по 50 кг. Для приготування 1 м<sup>3</sup> 2% розчину ПАА необхідно в 0,750 м<sup>3</sup> води розчинити 250 кг 8% ПАА. Порошкоподібний (гранульований) 50% ПАА постачається в поліетиленових мішках по 20 кг.

Для приготування 1 м<sup>3</sup> 2% розчину необхідно 40 кг сухого 50% ПАА розчинити в 0,960 м<sup>3</sup> води (див. також §§ 2.5.2, 2.4.6).

Кероген являє собою дрібнодисперсний порошок коричневого кольору із насипною густиною 1350 кг/м<sup>3</sup>. Густина речовини керогену становить 2650 кг/м<sup>3</sup>; питома поверхня біля 5000 см<sup>2</sup>/г; дисперсність: понад 0,200 мм – 6,4%; 0,160 мм – 5%; 0,125 мм – 4%; 0,100 мм – 9,2%; 0,080 мм – 9,35%; 0,063 мм – 10,2% і 60,5% менше 0,063 мм. Кероген є продуктом сланцепереробної промисловості і виробляється двох марок: „Кероген-70” і „Кероген-90” (ТУ 38-10940-75). Кероген-70 включає 70% органічних речовин і 30% неорганічних, Кероген-90, відповідно, 90% органічних і 10% неорганічних. Елементний склад органічної частини містить біля 77% – С, 8% – Н, решта О, S і N. Елементний склад мінеральної частини містить 28-30% СаО, 30-35% SiO<sub>2</sub>, 10-12% Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, 4-5% Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, 2-3% MgO, 4-5% K<sub>2</sub>O і біля 0,2% Na<sub>2</sub>O. Для приготування ГУС можна використовувати як Кероген-70, так і Кероген-90 (див. також § 2.4.6).

Біхромат натрію Na<sub>2</sub>CrO<sub>4</sub> (ГОСТ 2651-78) є кристалічним порошком помаранчевого кольору з густиною 2500 кг/м<sup>3</sup> (див. § 2.2.18).

Гіпосульфит натрію, чи точніше тіосульфат натрію, Na<sub>2</sub>S<sub>2</sub>O<sub>3</sub>·5H<sub>2</sub>O (ГОСТ 233-76-244-76) являє собою кристалічний порошок.

Приготування ГУС здійснюють у такій послідовності: готують водний розчин ПАА і в ході перемішування доливають 30-40 % розчин біхромату натрію Na<sub>2</sub>CrO<sub>4</sub>, потім додають необхідну кількість керогену і, в останню чергу, під час перемішування суміші додають гіпосульфит натрію Na<sub>2</sub>S<sub>2</sub>O<sub>3</sub> (30-40 % водний розчин), з введенням якого починається реакція гелеутворення, тому останній вводиться безпосередньо перед запомповуванням ГУС у НКТ.

Для приготування і запомповування ГУС насосний агрегат обв'язують з автоцистерною і ємністю для промивної рідини (нафти), а від нього прокладають нагнітальні лінії до НКТ і затрубного простору (рис. 6.7).

Приготування ГУС проводять з допомогою цементувального агрегату ЦА-320 (ТУ 26-02-706-76). У вимірну ємність агрегату подають розрахунковий об'єм води і створюють кругову циркуляцію через приймальну вимірну ємність. У приймальну вимірну ємність поступово подають розрахункову масу ПАА і періодично перемішують протягом 2-3 годин.

Доцільніше завчасно приготувати розчин ПАА за 1-2 доби до РІР у спеціальній ємності чи глиномішалці МГ-4 (ТУ 26-02-232-70). Дальше вводять у розчин ПАА необхідну кількість розчину біхромату натрію та керогену і ретельно перемішують одержану суміш протягом 10-12 хв. Після введення розчину гіпосульфиту натрію і додаткового перемішування протягом 10 хвилин суміш готова до використання.

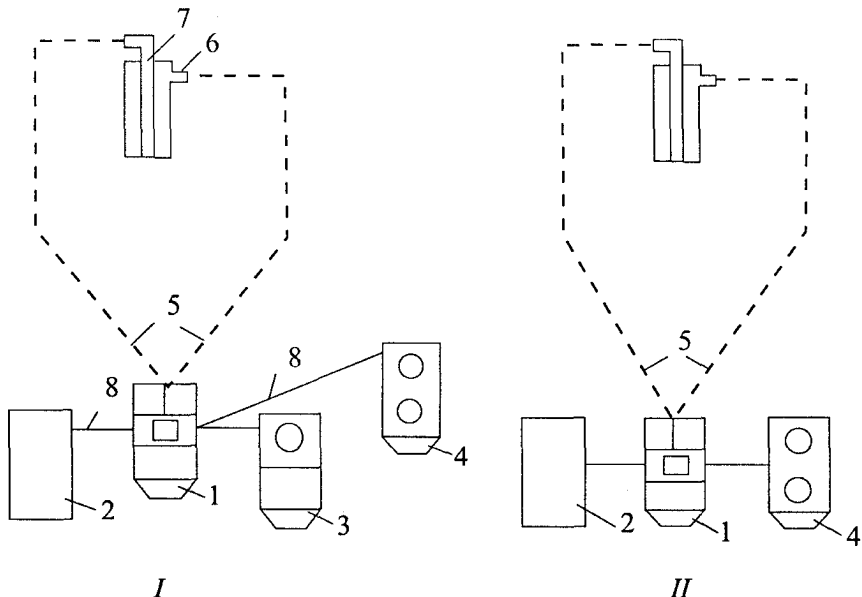


Рис. 6.7 – Схеми встановлення обладнання і його обв’язування для проведення технологічного процесу: I – використання ВЦР; II – використання ГУС (або ГТМ-3): 1 – ЦА-320; 2 – ємність (амбар) для промивної рідини (нафти); 3 – осереднювальна ємність (глиномішалка); 4 – автоцистерна (для РО, ГУС, ГТМ або води); 5 – нагнітальні лінії; 6 – затрубний простір свердловини; 7 – трубний простір свердловини; 8 – приймальні лінії ЦА-320

Суміш ПАА, біхромату натрію і керогену можна приготувати за часом і доставляти до свердловини автоцистерною, а додавання до неї гіпосульфату натрію повинно проводитися тільки безпосередньо перед запомповуванням ГУС у свердловину.

Дальше запомповують ГУС у НКТ і протискують її в зону перфораційних отворів, а відтак через перфораційні отвори в привибійну зону пласта.

Нагнітання ГУС без наповнювача здійснюється з урахуванням термінів схоплювання (гелеутворення). Нагнітання ГУС із наповнювачем здійснюється до настання сталого тиску, який не знижується в затрубному просторі і близький до тиску опресування обсадної колони. У тих випадках, коли необхідно досягти високого ступеня герметичності породи, яка ізолюється (випробовують репресією тиску), то необхідно проводити послідовне запомповування ГУС без наповнювача, а потім ГУС із наповнювачем, що дасть змогу здійснити тампонування порід гідрогелем на велику глибину.

Ізоляційні роботи з використанням ГУС можуть виконуватися як із вимиванням залишку тампонажної суміші зі свердловини, так і з повним запомповуванням ГУС у привибійну зону. В останньому випадку здійснюється так зване „порційне” запомповування тампонажної суміші, яке застосовується у випадку необхідності ізоляції найпроникніших інтервалів порід.

Гелеутворювальна суміш призначена для герметизації інтервалів пласта переважно із „низькою” приймальністю (менше 5 л/с). За відсутності даних про приймальність рекомендується вибирати об’єм ГУС із розрахунку 0,5-1,0 м<sup>3</sup> на 1 пог. м ізолюваної товщини пласта. Концентрація керогену в ГУС для конкретних геолого-технічних умов знаходиться в прямій залежності від приймальності свердловини.

ГУС може використовуватись для вирівнювання профілю приймальності в нагнітальних свердловинах, герметизації перфорованого пласта, ліквідації заколонних перетікань і зменшення приймальності перед ремонтом. Об’єм суміші в цих випадках визначається в залежності від результатів геофізичних досліджень індивідуально для кожної свердловини.

Ефект ізоляції при використанні ГУС досягається в результаті насичення порід гелеутворювальним матеріалом. Фільтраційна кірка, що формується із наповнювача, підвищує тампонувальний ефект, оскільки поступово знижує проникність поглинальних зон аж до повного закупорення вже в процесі нагнітання суміші в ПЗП. Наявність наповнювача дає змогу ізолювати весь розкритий проникний пласт незалежно від ступеня проникнісної неоднорідності по товщині. Після перетворення суміші в гідрогель, ізолювана зона виявляється герметичною як при опресуванні (при репресії тиску), так і при викликанні припливу (при депресії тиску).

Окрім рекомендованої тампонажної суміші ГУС, за даною технологією без підняття ліфтових труб можна використати й інші матеріали з аналогічними властивостями.

### Використання ВЦР

Технологія з використанням ВЦР призначена для ізоляції каналів перетікання флюїдів у заколонному просторі, ізоляції привибійної зони пласта, ускладненої каверноутворенням, і зменшення приймальності свердловини перед ремонтом. Оброблення привибійної зони, ускладненої каверноутворенням, проводиться з метою ізоляції зон водоприпливів та перенесення фільтра в межах експлуатаційного пласта.

Під час ізоляції привибійної зони НКТ повинні знаходитися на рівні нижніх чи верхніх отворів перфорації. Якщо НКТ розташовані на рівні

нижніх отворів перфорації, то залишок тампонажної суміші вимивають на поверхню. У разі розташування НКТ на рівні верхніх отворів у свердловині нижче НКТ може утворитися цементний міст. Краще, якщо НКТ розташовані на рівні нижніх отворів, тоді надлишок тампонажної суміші вимивають на поверхню і створюють умови для нагнітання рідини розбавлення з розподілом по всій товщині інтервалу перфорації.

ВЦР являє собою суспензію мінерального в'язучого (портландцементу), замішаного на вуглеводневій рідині (нафта, дизпальне). У ряді випадків до суспензії додають ПАР, яка сприяє зниженню в'язкісних характеристик і нафтоцементного відношення, підвищенню густини і седиментаційної стійкості ВЦР. Домішка ПАР також полегшує заміщення вуглеводневої рідини у ВЦР на воду при їх змішуванні (див. також § 2.2.14).

Суспензія ВЦР не здатна схоплюватися і тверднути без участі води, в тому числі при високих температурах. Здатність портландцементу у ВЦР схоплюватися і тверднути відновлюється після заміщення нафти водою, при ретельному перемішуванні або шляхом фільтрації води через нафтоцементне „тісто”. При спокійному контактуванні із водою ВЦР не схоплюється протягом достатньо тривалого часу.

Домішка води в нафті понад 1% призводить до швидкого загуснення суспензії ВЦР до нетекучого стану.

ВЦР набуває фізико-механічні властивості близькі до властивостей водоцементних розчинів (із В/Ц = 0,4-0,5) після заміщення водою понад 25-30% нафти. Реальне заміщення нафти у ВЦР при використанні рекомендованого складу рідини отвердіння (РО) сягає 90%. Час очікування тужавіння (ОТЦ) ВЦР не менше 72 годин для „холодних” свердловин (температура 20-40°C) і не менше 48 годин для „гарячих” свердловин (температура 40-100°C).

Склад ВЦР: безводна нафта, портландцемент, ПАР. Склад РО: прісна вода, ПАР, гідрофілізатор. Базові рецептури ВЦР, РО та їх властивості подано в табл. 6.8.

Для приготування ВЦР слід використовувати нафту з коефіцієнтом в'язкості менше 20 мПа·с, що характеризується смолистістю менше 10% і кислотністю менше 1,0 мг КОН на 1 г нафти. Перевагу слід віддавати нафті із меншою смолистістю. У залежності від кислотності нафт регламентуються наступні домішки ПАР у ВЦР і склади РО.

Приготування ВЦР на малоактивних (кислотність від 0,05-0,2 мг КОН на 1 г нафти) і активних (кислотність від 0,2-1,0 мг КОН на 1 г нафти) нафтах слід проводити без додавання ПАР. До складу РО у цьому випадку входить прісна вода і луг (гідроксид натрію або калію) – 0,3%.

При приготуванні ВЦР на неактивних (кислотність менше 0,05 мг КОН на 1 г нафти) нафтах додають неіоногенну ПАР (типу дисольван,

Таблиця 6.8 – Базові рецептури тампонажних матеріалів – вуглеводневих цементних розчинів (ВЦР) – та їх властивості

Вуглеводнева рідина <sup>1</sup>	Рідина <sup>2</sup>	Тип ПАР у ВЦР	Густина ВЦР, 10 <sup>3</sup> кг/м <sup>3</sup>	Склад рідини отвердіння (РО)		Міцність при сти-сканні, МПа, через 24 год. при 60°C
	Цемент			гідрофілізатор	ПАР-деемульгатор	
Нафта активна, $k^3 = 0,2-1,0$	0,30-0,35	Відсутня	1,8-1,9	Їдкий натр або калій – 0,3% (або кальцинована сода 2-3%)	немає	7-10
Нафта малоактивна, $k = 0,05-0,2$	0,35-0,40	Відсутня	1,7-1,8	Їдкий натр або калій – 0,1-0,3% (або кальцинована сода 2-3%)	проксамін-385, проксанол-186, дисольван або превоцел – 0,1-0,2%	5-7
Нафта неактивна $k < 0,05$ (дизельне пальне)	0,40-0,45	Превоцел, МЛ-72, дисольван або ОП-4; 0,3-0,5%	1,6-1,7	Те ж	проксамін-385, проксанол-186, дисольван або превоцел – 0,2-0,3%	4-6

*Примітка:* 1 – смолистість нафт повинна бути менше 10%; 2 – подано співвідношення рідина/цемент, при якому розтікання за конусом АЗНДІ становить біля 19-22 см; 3 –  $k$  кислотність нафти в мг КОН на 1 г нафти.

превоцел та ін.) в кількостях 0,1-0,3% від маси сухого цементу. Рідина отвердіння в цьому випадку містить прісну воду, деемульгатор – неіоногенну ПАР (типу проксамін-385, проксанол-186, діпроксамін-157 за ТУ 6-14-19-480-83 та ін.) – 0,1% і гідрофобізатор (луг або соду) – 0,3%.

При приготуванні ВЦР із використанням „злежаного” портландцементу необхідно застосовувати відомі методи механічної диспергації й активації, зокрема за допомогою одноструминного гідроактиватора. Конструкція одноструминного гідроактиватора (рис. 6.8) включає в себе корпус 1 із вмонтованим патрубком 4, всередині якого за допомогою втулки 2 встановлено металокерамічну конусоїдальну насадку 3. Із протилежної сторони знаходиться заглушка 6. На патрубках 4 і 5 кріпляться швидкороз’ємні з’єднання, за допомогою яких гідроактиватор включається в нагнітальну лінію. Діаметр насадки – 12 мм, відстань від насадки до заглушки – 60 мм. Струмінь тампонажного розчину, пройшовши через насадку, з великою швидкістю вдаряється в перешкоду, після чого суспензія різко змінює напрям свого руху і виходить через

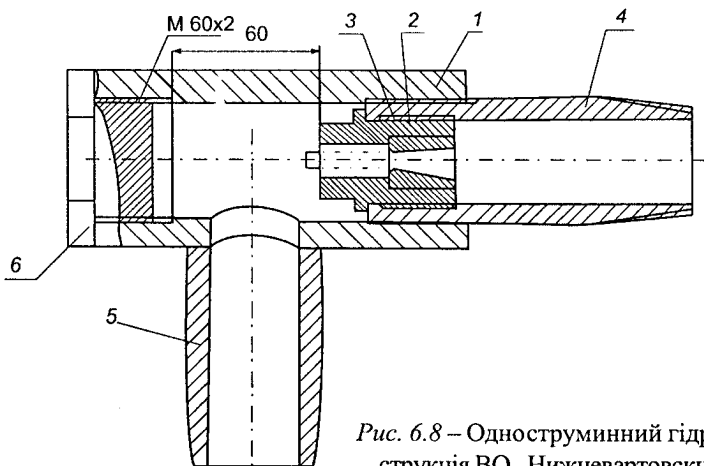


Рис. 6.8 – Одноструминний гідроактиватор (конструкція ВО „Нижневартовскнефтегаз”

патрубок 5 в осереднювальну ємність або робочу лінію. При пропомповуванні тампонажного розчину через одноструминний гідроактиватор необхідно забезпечити режим роботи насоса таким чином, щоб перепад тиску на гідроактиваторі був не менше 4-5 МПа.

Розрахункову кількість нафти з додаванням (за необхідності) ПАР та портландцементу ретельно перемішують в осереднювальній ємності (глиномішалці). Приготування ВЦР в осереднювальній ємності можна проводити як на дільниці цеху (бази) КРС завчасно, так і безпосередньо біля свердловин перед виконанням ізоляційних робіт (див. рис. 6.7). Контролювання параметрів ВЦР здійснюють вимірюванням розтічності та густини. Розтічність визначають за допомогою конуса АЗНДІ (розтічність повинна бути не менше 18 см), а густину – ареометром АТ-ЗПП (густина повинна дорівнювати розрахунковій у відповідності з нафтоцементним відношенням).

У процесі підготування до роботи на свердловині необхідно провести контрольний експрес-аналіз. Для цього на невеликому об'ємі нафти (0,5-2,0 л) замішують портландцемент з періодичним контролем густини суспензії. Після досягнення необхідної густини проводять вимірювання розтічності за допомогою конуса АЗНДІ, значина якої повинна бути близькою до розтічності ВЦР, одержаної в лабораторних умовах. Приготовлену пробу витримують за температури 30-50°C протягом 10-20 хв. За наявності в нафті води нижче допустимої норми суспензія ВЦР зовні не змінює своїх властивостей і зберігає свої реологічні характеристики. Інакше спостерігаються коагуляція цементу, випадання суспензії в осад чи помітне підвищення її реологічних параметрів. Нафта для приготування ВЦР повинна завозитися з пунктів її зневоднення і не повинна

містити води більше 1 %. Підбирання рецептури ВЦР за густиною та розтічністю проводять у лабораторних умовах.

Рідину отвердіння (РО) готують в ємності з додаванням до води розрахункової кількості необхідних реагентів.

Після підготовки свердловини запомповують ВЦР у НКТ та пропомповують його в інтервал фільтра (рис. 6.9). У випадку, якщо свердловина перед РІР заповнена водою, перед тампонажною сумішшю і після неї необхідно запомпувати безводні буферні рідини на вуглеводневій основі (нафта, дизпальне) у кількості 0,3-0,5 м<sup>3</sup>. Відтак затискують ВЦР за обсадну колону через фільтр. Тампонажні роботи виконують до повного насичення привибійної зони за сталого тиску в затрубному просторі. Рекомендується під час протискування ВЦР у привибійну зону надлишковий тиск у затрубному просторі піднімати до максимально допустимого, а потім знижувати до атмосферного (метод змінних тисків – МЗТ). Таку зміну тиску необхідно повторити 3-4 рази, що сприяє відділенню вуглеводневої основи з ВЦР та ущільненню цементного „тіста”, яке утворюється в каналах і кавернах привибійної зони.

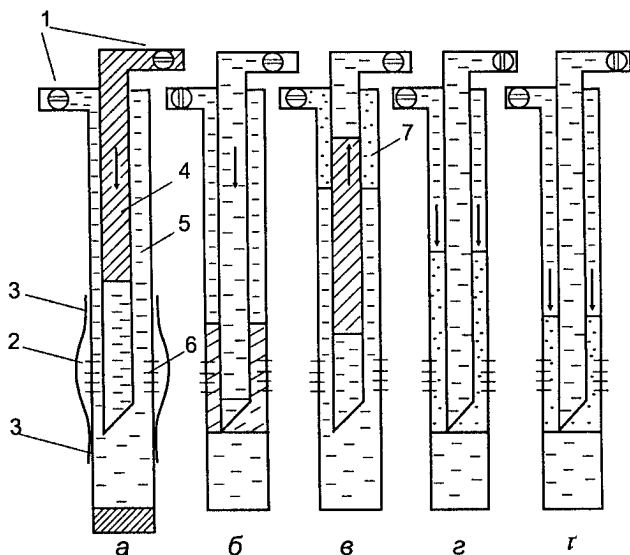


Рис. 6.9 – Схема технологічного процесу ізольаційних робіт із використанням ВЦР:

1 – засуви; 2 – каверна в ПЗП; 3 – можливі канали перетікань у заколонному просторі; 4 – ВЦР; 5 – промивна рідина (нафта); 6 – перфораційні отвори фільтра; 7 – рідина отвердження (РО); а – запомповування ВЦР у свердловину; б – затискування ВЦР у ПЗП; в – вимивання залишку ВЦР на поверхню, доставка РО до фільтра „зворотню” циркуляцією; г – затискування РО у ПЗП; д – оцінка приймальності (повторне затискування РО)



Для запобігання ущільнення цементу в затрубному просторі навпроти перфораційних отворів, а також для збільшення глибини проникання в канали перетікання, промивають зону фільтра нафтою шляхом запомповування нафти в затрубний простір свердловини за відкритої, а потім закритої засуви на трубному (НКТ) просторі (метод „обманливого” зрізування). Дана операція можлива в разі повного заповнення свердловини нафтою.

Усталення тиску підтверджує герметичність обсадної колони вище верхніх отворів перфорації.

Відтак вимивають надлишки ВЦР зворотним промиванням з протитиском на гирлі, утилізують у спеціальну ємність, а потім використовують для тампонування на інших свердловинах.

Після цього подають рідину отвердіння до інтервалу фільтра шляхом запомповування в затрубний простір і проводять нафільтровування цієї рідини в привибійну зону за мінімальної продуктивності насосного агрегату. Об’єм затискуваної рідини отвердіння в привибійну зону уточнюють у процесі оброблення свердловини. Процес нафільтровування рідини отвердіння проводять в 3-4 цикли з періодичними зупинками між ними на 5-10 хвилин.

Потім свердловину зупиняють для затвердіння суміші за тиску нафільтровування.

Відтак відновлюють циркуляцію, промивають свердловину, випробовують на герметичність заізольований інтервал опресуванням чи створенням депресії тиску, яка дорівнює півторакратній значині депресії тиску працюючого горизонту, згідно із затвердженим технологічним режимом роботи свердловини.

Примусове твердіння ВЦР забезпечується послідовним запомповуванням рідини отвердіння. У процесі нагнітання ВЦР у порожнини, які підлягають ізоляції (тампонуванню), відбувається інтенсивне відфільтровування рідинної фази ВЦР у проникні породи, утворюється щільний шар нафтонасиченої цементної маси („тіста”). Утворення шару відбувається до повного заповнення порожнин у привибійній зоні, які плануються для ізоляції. Наступне запомповування рідини отвердіння дає змогу замінити вуглеводневу основу в цементній масі ВЦР на рідину розчинення і створити умови для гідратації портландцементу.

Ізоляційні роботи із використанням ВЦР можуть виконуватися як із вимиванням залишку тампонажної суміші зі свердловини, так і з повним запомповуванням ВЦР у привибійну зону. В останньому випадку проводиться так зване „порційне” запомповування тампонажної суміші, яке застосовується тільки для ізоляції заколонних перетікань і зменшення приймальності свердловини перед ремонтом.

Одночасно з ізоляцією каналів перетікання може відбуватися часткова ізоляція заколонного простору в інтервалі продуктивного пласта. Для руйнування каменю з ВЦР навпроти перфораційних отворів з метою одержання гідродинамічного зв'язку „свердловина – продуктивний пласт” рекомендується проводити оброблення привибійної зони сірчаною чи соляною кислотами 10-25 % концентрації.

Об'єм ВЦР для виконання ізоляційних робіт у свердловинах вибирають з досвіду робіт на конкретному родовищі, виходячи з наступних умов:

а) для ізоляції ПЗП, ускладненої каверноутворенням, необхідно досягнути сталого тиску під час нагнітання ВЦР у привибійну зону і близького до тиску опресування свердловини ( $p_{\text{опр}}$ ), при цьому об'єм ВЦР, як показує досвід, не повинен перевищувати  $3 \text{ м}^3$  для одної операції;

б) для ізоляції заколонних каналів перетікання в інтервалах пластів, ускладнених каверноутворенням, необхідно досягнути тиску нагнітання ВЦР у привибійну зону, близького до  $2/3 p_{\text{опр}}$ , а в інтервалах пластів з неускладненими умовами необхідно досягнути тиску, близького до тиску  $p_{\text{опр}}$ . В обох випадках ізоляції заколонних перетікань об'єм ВЦР становить  $1,0-2,5 \text{ м}^3$  для одної операції.

Об'єм рідини розчинення повинен бути не менше  $1,5$  об'єму ВЦР, запомпованого в привибійну зону.

За наявності високої стійкої приймальності (понад  $15 \text{ л/с}$ ) необхідно використовувати суспензію ВЦР підвищеної в'язкості (розтічність за конусом АзНДІ менше  $18 \text{ см}$ ) чи вводити до складу ВЦР прискорювач – гіпс ( $3-5 \%$ ).

Залишок ВЦР, вимитий зі свердловини на поверхню, утилізується в закритій ємності для наступного використання в інших свердловинах. Час зберігання ВЦР без доступу вологи є практично необмеженим. Для запобігання утворенню седиментаційного осаду під час зберігання рекомендується періодично перемішувати суспензію ВЦР.

### Вимоги з безпеки робіт і охорони довкілля

Токсикологічні характеристики тампонажних систем і їх утилізація повинні відповідати ГОСТ 12.007.76. Вміст пилу і парів токсичного складу в повітрі робочої зони повинен відповідати ГОСТ 12.1.005-76 (див. також гл. 9).

Токсична дія компонентів може мати місце в разі надходження їх у середину організму, вдихання парів, попадання на шкіру.

Обслуга повинна мати спецодяг: комбінезони (ГОСТ 12.4.036-78), фартухи робочі прогумовані (ГОСТ 12.4.029-76), рукавиці гумові (ГОСТ 20010-74), окуляри захисні (ГОСТ 12.4.013.75Е).

У разі попадання реагентів в очі необхідно негайно промити їх прісною водою, потім  $3 \%$  розчином бікарбонату натрію.

Прогрівання замерзлих рідинних компонентів суміші повинно проводитися парою. Використання для цієї мети відкритого вогню забороняється.

Компоненти суміші транспортуються і зберігаються в заводській упаковці чи в герметично закритих ємностях.

Перед проведенням операції із запомповування та протискування суміші у свердловину для запобігання попадання тампонажного розчину в навколишнє середовище нагнітальні лінії опресовують та перевіряють їх герметичність за тиску, який перевищує в 1,5 рази максимально очікуваний тиск.

При здійсненні водоізоляційних робіт за даною технологією без підняття ліфтових труб (без піднімальних споруд) можуть бути використані й інші ізоляційні матеріали (гіпан, поліакриламід і т. д.).

#### **6.4 Технологія обмеження припливу пластових вод із попереднім охолодженням привибійної зони пласта і використанням гіпано-формалінової суміші**

---

Попереднє охолодження привибійної зони пласта внаслідок різного впливу охолодження на нафту і воду призводить до істотного збільшення гідравлічного опору в нафтонасичених інтервалах пласта (порівняно з обводненими) і дає змогу в подальшому нагнітати тампонажні матеріали, в деякій мірі, селективно в обводнені інтервали пласта. Ефективність попереднього охолодження привибійної зони визначається вмістом парафіну в пластовій нафті і температурою початку його кристалізації.

Ця технологічна операція, як спосіб забезпечення селективності водоізоляційних робіт, є ефективною і доцільною стосовно до родовищ парафінистих нафт. Інакше її застосування можливе тільки в поєднанні із додатковим запомповуванням блокувальної рідини, котра містить парафін у кількості відповідно до геостатичної температури і коефіцієнта проникності порід в обводнених інтервалах пласта [243, 247, 248, 266]. Тобто, коли вміст парафіну в пластовій нафті є недостатнім або температура кристалізації є низькою порівняно із геостатичною температурою, то спочатку в привибійну зону пласта попередньо нагнітають високопарафіністу нафту.

Якщо різниця між пластовою температурою і температурою насичення нафти парафіном не перевищує 25 К, то охолодження здійснюють ендотермічним розчиненням у свердловині нітрату амонію  $\text{NH}_4\text{NO}_3$  (аміачної селітри) в кількості 10-25 кг на 1 м товщини пласта, який піддається обробленню. Для цього у свердловину, заповнену водою,

насосними агрегатами з допомогою безводної вуглеводневої рідини (нафта, газоконденсат, дизпальне і т. д.) у вигляді суспензії намивають аміачну селітру за відкритого затрубного простору. Аміачна селітра нижче башмака НКТ осідає в рідині-носії і випадає на вибій, де розчиняється у воді. Витрату рідини-носія  $Q$ , м<sup>3</sup>/хв, вибирають із умови:  $Q < 50F_3/\mu$ , де  $F_3$  – площа прохідного поперечного перерізу затрубного простору, м<sup>2</sup>;  $\mu$  – динамічний коефіцієнт в'язкості рідини-носія, МПа·с, а концентрацію аміачної селітри в рідині-носії беруть у 1,5-2 рази більшою, ніж піску для гідророзриву пласта. Відтак закривають свердловину для теплообміну на строк не менше, ніж на 2,5 год., нагнітають у свердловину прісну воду як буферну рідину в об'ємі 0,5 м<sup>3</sup> на 1 т аміачної селітри, а за нею вибраний водоізоляційний матеріал. У разі потреби після водоізоляційних робіт здійснюють теплове оброблення привибійної зони пласта для видалення відкладів парафіну.

Для нафт із температурою насичення парафіном до 290 К охолодження привибійної зони здійснюють шляхом заповнення свердловини твердим двоокисом (діоксидом) вуглецю CO<sub>2</sub> (сухий лід) із розрахунку 12 кг на 1 пог. м оброблюваного інтервалу, а для теплообміну свердловину закривають на 20-25 год.

Таким чином, спосіб попереднього охолодження ПЗП полягає в різкому відносному збільшенні гідравлічного опору в нафтонасичених зонах пласта (у порівнянні з обводненими) і запобіганню потрапляння ізоляційного матеріалу в них. Спосіб базується на використанні різних характеристик (інтенсивності) зміни в'язкостей нафти і води залежно від температури, а саме на тому, що у певному температурному інтервалі із зниженням температури нафта різко підвищує свою в'язкість, а в'язкість води зростає у незначній мірі.

Тампонажними матеріалами можуть бути будь-які тампонажні матеріали, які легко фільтруються в поровий простір пласта (гіпано-формалінова суміш, смоли, полімери тощо). Тут технологію розглядаємо на прикладі використання гіпано-формалінової суміші, характеристику якої подано раніше (див. § 2.4.3).

Водоізоляційні роботи з використанням, наприклад, гіпано-формалінової суміші виконують у такій послідовності:

а) свердловину заповнюють водою;

б) подають у свердловину аміачну селітру (нітрат амонію) NH<sub>4</sub>NO<sub>3</sub>, а в результаті ендотермічної реакції розчинення аміачної селітри у воді відбувається охолодження привибійної зони пласта;

в) з метою забезпечення необхідної глибини охолодження ПЗП за зниження температури на стінці свердловини на 20-28°C свердловину залишають у спокої для теплообміну, тривалість якого становить 2-3 год.;

г) підготовлюють і запомповують у привибійну зону до 30 м<sup>3</sup> гіпано-формалінової суміші.

Технологія забезпечує обмеження припливу пластових вод у середньому на 30 % з практичним збереженням продуктивності свердловин по нафті. Технології водоізоляції без попереднього охолодження привибійної зони у тих же умовах і з тими ж водоізоляційними матеріалами призводили до істотного зниження дебіту нафти.

## **6.5 Технологія створення в пласті гідроізолювального тампона із змінною напругою зсуву**

---

Відомо багато різних технологій створення гідроізолювальних тампонів (бар'єрів, екранів) у пласті з метою обмеження припливу контурної пластової води у свердловини на основі використання гелів, емульсій, пін, дисперсних систем і т. д. Ці матеріали можуть бути на основі різноманітних смол, розчинів полімерів, вуглеводневих сполук, кремнійорганічних речовин і т. ін. Але за існуючими технологіями не передбачається регулювання гідромеханічної стійкості гідроізолювальних тампонів за перепадів тиску, які виникають у процесі експлуатації свердловин. З цієї причини часто відбувається вимивання ізолювальних матеріалів із пласта у свердловину. Такі технології також не передбачають можливості збільшення розмірів гідроізолювальних тампонів за збереження при цьому їх стійкості, хоч відомо, що чим більші розміри створеного тампона в глибину пласта, тим більшими є коефіцієнт охоплення покладу заводненням, і, відповідно, коефіцієнт нафтовилучення в зоні дренажу свердловини. Окрім цього існуючими технологіями не враховується зміна градієнта тиску в околиці свердловини під час її експлуатації.

На таких засадах нами розроблено спосіб створення гідроізолювального тампона із змінною напругою зсуву [79, 516], тобто з регульованою гідромеханічною стійкістю проти руйнування його потоком пластових флюїдів, яка априорі задається залежно від вибраної глибини його створення і, відповідно, від існуючого градієнта тиску в пласті під час експлуатації свердловини. Цим забезпечується надійніше обмеження припливу води і разом з тим підвищення коефіцієнта нафтовилучення із зони дренажу свердловини. Обґрунтування способу полягає в наступному.

Стійкість гідроізолювального екрана в пласті характеризується граничним градієнтом тиску  $\gamma$  ізоляційного матеріалу, із якого екран утворено. Відомо, що градієнт тиску  $dp/dr$  у будь-якій точці пласта є обернено пропорційним відстані  $r$  від цієї точки до осі свердловини [49]. Залежність

градієнта тиску  $dp/dr$  від відстані  $r$  являє собою гіперболу:

$$\frac{dp}{dr} = \frac{p_k - p_c}{\ln \frac{R_k}{r_c}} \frac{1}{r}, \quad (6.2)$$

де  $p_k$  – тиск на зовнішній межі зони дренування пласта свердловиною;  $p_c$  – тиск на вибої свердловини;  $R_k$ ,  $r_c$  – радіуси відповідно зони дренування пласта свердловиною (контуру живлення) і свердловини.

У пласті з наближенням до працюючої свердловини градієнт тиску різко зростає і сягає максимальної значини на стінці свердловини. *Тампон буде гідромеханічно стійким* у тому випадку, якщо граничний градієнт тиску ізолювального матеріалу буде не меншим робочого градієнта тиску, який виникає в пласті під час експлуатації свердловини, тобто

$$\gamma \geq \frac{dp}{dr}. \quad (6.3)$$

Ізолювальний матеріал характеризується напругою зсуву  $\tau_0$ . Параметри  $\gamma$  і  $\tau_0$  пов'язані наступною залежністю [49]:

$$\gamma = a_c \frac{\tau_0}{\sqrt{k}}, \quad (6.4)$$

де  $a_c$  – безрозмірний структурний коефіцієнт, який залежить від структури порового простору ( $a_c = 0,0162 - 0,018$ );  $k$  – коефіцієнт проникності пропластка, в якому встановлюється гідроізолювальний екран,  $m^2$ .

Для того, щоб запомпувати в пласт рідинний водоізоляційний матеріал із граничним градієнтом тиску  $\gamma$  на відстань  $r_1$ , необхідно при запомповуванні матеріалу створити тиск на вибої  $p_c$ , значина якого описується рівнянням:

$$p_c - p_k = \gamma(r_1 - r_c), \quad (6.5)$$

перетворивши яке, отримуємо:

$$\frac{p_c - p_k}{\gamma} = r_1 - r_c. \quad (6.6)$$

Для того, щоб збільшити глибину запомповування (радіус екрана  $r_1$ ), необхідно або зменшити граничний градієнт тиску  $\gamma$  (взяти матеріал із меншою граничною напругою зсуву  $\tau_0$ ), або збільшити тиск  $p_c$  запомповування ізоляційного матеріалу. Використовувати матеріал із малою граничною напругою зсуву  $\tau_0$  не можемо, оскільки в подальшому при наступній експлуатації свердловини ізоляційний матеріал буде виноситися із пласта (наприклад, таке спостережено щодо гіпану). Можна збільшити тиск запомповування  $p_c$ , але кожний конкретний пласт характеризується певним тиском розкриття тріщин (тиском гідророзриву), а після розкриття

тріщин ізоляційний матеріал буде заповнювати їх і рухатись переважно по них, тобто не фільтруватиметься в пористій матриці породи і не утворюватиме гідроізолювального екрана по всій товщині обводненого пропластка. Разом з тим економічно є витратним створення гідроізолювального екрана, який складається з одного ізоляційного матеріалу з високою граничною напругою зсуву по всій довжині екрана. Із записаних формул слідує, що чим більшою є відстань  $r_1$  від свердловини до фронту екрана, тим меншою напругою зсуву може володіти матеріал, із якого він утворений. Така особливість враховується в існуючих способах створення гідроізолювальних екранів із „дозакріпленням” їх у невеликій околиці безпосередньо біля стовбура свердловини.

Отже, даний спосіб призначений для надійного обмеження припливу води, збільшення коефіцієнта нафтовилучення із пласта в зоні дренування свердловини та попередження винесення матеріалу гідроізолювального екрана в ході наступної експлуатації свердловини при економічному використанні водоізоляційних матеріалів. Це досягається завдяки тому, що в пласт послідовно вводять порціями водоізоляційні матеріали з різними критичними градієнтами тиску  $\gamma$  (з різними значинами напруги зсуву  $\tau_0$ ), значини яких є більшими робочого градієнта тиску, а введення порцій реагентів здійснюють у порядку зростання значини їх напруги зсуву із заданими об'ємами кожної порції.

*Суть способу ізоляції* припливу води, покладеного в основу даної технології, полягає в наступному. За результатами дослідження конкретної свердловини будують графік розподілу робочого (під час її експлуатації) градієнта тиску в пласті (рис. 6.10). За значинами цього градієнта тиску  $dp/dr$  підбирають такі гідроізоляційні матеріали, граничний градієнт тиску  $\gamma$  для яких буде більшим робочого градієнта тиску ( $\gamma > dp/dr$ ) в точці пласта з координатою  $r$ , куди вони будуть запомповані. Відтак задають декілька зон пласта (радіуси  $r_1, r_2$  і т. д., див. рис. 6.10), у які будуть по чергово запомповані відповідні матеріали із попередньо підібраних (у подальшому порція) із певними напругами зсуву  $\tau_0$ , значини яких задовольняють вимозі (6.4), а тиск запомповування кожної порції не перевищує тиску гідророзриву пласта або значного розкриття тріщин у ньому. Запомповування порцій здійснюють у порядку зростання їх значини напруги зсуву  $\tau_0$ . Глибина запомповування кожної порції досягається шляхом запомповування відповідних об'ємів порцій. Запомповування порцій здійснюють в обводнений пропласток, а решту пропластків паке-рують.

Запомпована порція ізоляційного матеріалу витісняє із пропластка наявну в ньому воду. Об'ємна витрата витісненої води при цьому за законом Дарсі становить [49]:

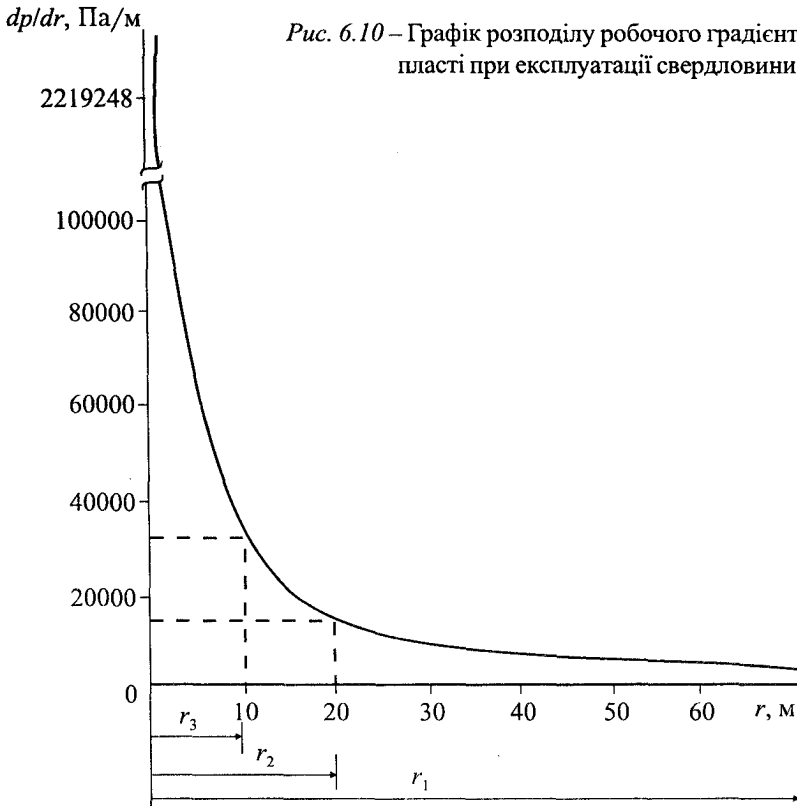
$$Q = 2\pi r h \frac{k_B}{\mu_B} \frac{dp}{dr}, \quad (6.7)$$

де  $Q$  – об’ємна витрата, м<sup>3</sup>/с;  $k_B$  – коефіцієнт проникності пропластка для води, м<sup>2</sup>;  $\mu_B$  – динамічний коефіцієнт в’язкості води, Па·с;  $h$  – товщина ізолюваного пропластка, м;  $dp/dr$  – градієнт тиску, Па/м;  $r$  – біжучий радіус пласта, м;  $p$  – тиск у точці з радіусом  $r$ , Па.

Інтегруючи, отримуємо втрату тиску у водній зоні пласта під час запомповування водоізоляційного матеріалу:

$$p_p - p_k = \frac{Q \mu_B}{2\pi k_B h} \ln \frac{R_k}{r_p}, \quad (6.8)$$

де  $p_k$  – тиск на межі зони дренування пласта свердловиною (на контурі живлення), Па;  $p_p$  – тиск на межі розділу зон води та ізоляційної рідини, Па;  $R_k$  – радіус зони дренування пласта свердловиною, м;  $r_p$  – радіус межі розділу між водою та ізоляційною рідиною.





Для будь-якої  $i$ -тої порції ізоляційної рідини об'ємну витрату її запишемо за узагальненим законом Дарсі:

$$Q = 2\pi r h \frac{k_{pi}}{\mu_{pi}} \left( \frac{dp}{dr} - \gamma_i \right), \quad (6.9)$$

де  $k_{pi}$  – коефіцієнт проникності ізолюваного пропластка для  $i$ -тої порції ізоляційної рідини після витіснення з нього води (беремо модель поршневого витіснення, при цьому задається розрахунковий запас по радіусу), м<sup>2</sup>;  $\mu_{pi}$  – динамічний коефіцієнт в'язкості ізоляційної рідини  $i$ -тої порції, Па·с;  $\gamma_i$  – граничний (початковий) градієнт тиску для  $i$ -тої порції ізоляційної рідини, Па/м.

Інтегруючи (6.9), отримуємо втрату тиску в зоні  $i$ -тої порції ізоляційної рідини під час запомповування її в ізолюваний пропласток:

$$p_{i+1} - p_i = \frac{Q \mu_{pi}}{2\pi k_{pi} h} \ln \frac{r_i}{r_{i+1}} + \gamma_i (r_i - r_{i+1}), \quad (6.10)$$

де  $i$  – номер порції (номер порядкового запомповування порцій ізоляційної рідини);  $p_i$  – тиск у пласті на зовнішній межі зони  $i$ -тої порції, Па;  $p_{i+1}$  – тиск у пласті на зовнішній межі зони  $(i+1)$ -тої порції або на внутрішній межі зони  $i$ -тої порції, Па;  $r_i, r_{i+1}$  – зовнішній і внутрішній радіуси зони  $i$ -тої порції, в м, причому при  $i = 1$   $r_i = r_p, p_i = p_p$ , при  $i = n$   $r_i = r_n, p_i = p_n, r_{n+1} = r_c$ , де  $r_c$  – радіус свердловини, м;  $p_{n+1} = p_{св}$ ;  $p_{св}$  – тиск на вибої свердловини у ході запомповування ізоляційної рідини;  $n$  – кількість вибраних порцій.

Внаслідок нерозривності потоку об'ємні витрати нестисливих води та ізоляційної рідини є рівними. Тоді загальну втрату тиску  $\Delta p_3$  в пропластку отримуємо додаванням втрат тиску в кожній зоні:

$$\begin{aligned} \Delta p_3 &= p_{св} - p_k = (p_p - p_k) + \sum_{i=1}^n (p_{i+1} - p_i) = \\ &= \frac{Q}{2\pi h} \left[ \frac{\mu_B}{k_B} \ln \frac{R_k}{r_p} + \frac{1}{k_{pi}} \sum_{i=1}^n \mu_{pi} \ln \frac{r_i}{r_{i+1}} \right] + \sum_{i=1}^n \gamma_i (r_i - r_{i+1}), \end{aligned} \quad (6.11)$$

звідки

$$Q = \frac{p_{св} - p_k}{\Omega}, \quad (6.12)$$

де  $\Omega = \frac{1}{2\pi h} \left[ \frac{\mu_B}{k_B} \ln \frac{R_k}{r_p} + \frac{1}{k_{pi}} \sum_{i=1}^n \mu_{pi} \ln \frac{r_i}{r_{i+1}} \right] + \sum_{i=1}^n \gamma_i (r_i - r_{i+1})$  – фільтраційний опір в ізолюваному пропластку.

З метою попередження гідравлічного розриву пласта або значного розкриття існуючих тріщин при запопмуванні необхідно дотримуватися умови:

$$\Delta p_3 < \Delta p_{p.t.}, \quad (6.13)$$

де  $\Delta p_{p.t.}$  – перепад (репресія) тиску на пласт, за якого відбувається розкриття тріщин чи гідравлічний розрив пласта;  $\Delta p_{p.t.} = p_{p.t.} - p_k$ ;  $p_{p.t.}$  – тиск розкриття тріщини чи гідравлічного розриву пласта (на вибої).

Об’єм ізоляційного матеріалу в кожній порції  $V_{pi}$  визначається за формулою:

$$V_{pi} = \pi h m (r_i^2 - r_{i+1}^2), \quad (6.14)$$

де  $m$  – коефіцієнт пористості ізолюваного пропластка.

Дана технологія має наступні переваги: 1) забезпечується створення гідромеханічно стійкого гідроізолювального екрана, оскільки граничний градієнт тиску ізоляційного матеріалу перевищує робочі градієнти тиску, що виникають у зоні пласта, в якій його встановлено; 2) поряд із підвищенням стійкості гідроізолювального екрана є змога збільшити його розміри шляхом збільшення кількості порцій матеріалу з різними значеннями напруги зсуву, а отже, і коефіцієнт нафтовилучення в зоні дренування свердловини; 3) передбачається економне використання ізоляційних матеріалів.

Покажемо приклад реалізації технології у свердловині за наявності одного обводненого пропластка (або коли інші пропластки відмежовано). Нафтова свердловина глибиною 2000 м і діаметром 0,146 м експлуатується штангово-насосним способом. Вибійний тиск становить 18 МПа, тиск на межі зони дренування пласта свердловиною 20 МПа; радіус зони дренування  $R_k = 70$  м; обводненість продукції свердловини 90%; обводнювання свердловини відбувається по пропластку-пісковіку товщиною  $h = 0,3$  м, коефіцієнт проникності якого  $k = 5 \cdot 10^{-12}$  м<sup>2</sup>, коефіцієнт пористості  $m = 0,24$ . Структурний коефіцієнт пористого середовища  $a_c = 0,0162$ . Перепад тиску розкриття тріщин  $\Delta p_{p.t.} = 13$  МПа.

Залежність розподілу робочого градієнта тиску в пласті від полярної координати  $r$  будемо за результатами вимірювань необхідних величин

$$\text{згідно з рівнянням (6.2): } \frac{dp}{dr} = \frac{p_k - p_c}{\ln(R_k/r_c)} \frac{1}{r} = \frac{(20 - 18) \cdot 10^6}{\ln 70/0,146} \frac{1}{r} = 324010,2 r^{-1}.$$

Дані розрахунків подано в табл. 6.9 і на рис. 6.10. Із залежності на рис. 6.10 слідує, що інтенсивне спадання робочого градієнта тиску  $dp/dr$  відбувається на відстані понад 10 м від стовбура свердловини. На відстані 70 м градієнт тиску становить усього 4628 Па/м, а на стінці свердловини  $dp/dr = 2219248$  Па/м. Залежність можна розділити на три ділянки з радіусами  $r_1, r_2, r_3$ : а) перша ділянка 20-70 м ( $dp/dr_1 = 16200-4628,7$  Па/м);

б) друга ділянка 10-20 м ( $dp/dr_2 = 32401-16200$  Па/м); в) третя ділянка 0,146-10 м ( $dp/dr_3 = 2219248-32401$  Па/м).

Таблиця 6.9 – Розрахункові значини робочого градієнта тиску  $dp/dr$  у залежності від просторової полярної координати  $r$

$r$ , м	$dp/dr$ , Па/м	$r$ , м	$dp/dr$ , Па/м
0,146	2219248	15	21600
1	324010,2	20	16200
2	162005	25	12960
3	108003,4	40	8100,3
4	81002,5	45	7200
5	64802	50	6480
6	54001,7	55	5891
7	46287	60	5400
8	40501,3	65	4984,7
9	36001	70	4628,7
10	32401		

Вибираємо ізоляційну рідину для третьої ділянки з найбільшим критичним градієнтом тиску  $\gamma_3 \geq dp/dr_3$ . Для цього підбираємо рідину з напругою зсуву  $\tau_{03}$ , тобто із (6.4) знаходимо:

$$\tau_{03} > \gamma_3 \sqrt{k}/a_c \geq 2219248 \sqrt{5 \cdot 10^{-12}} / 0,0162 \geq 306,3 \text{ Па.}$$

Для третьої порції використовуємо полімер, який фільтрується в пори пласта, наприклад матеріал „Комета” (див. § 2.4.9). Цей полімер розчиняємо у воді до досягнення значини напруги зсуву  $\tau_{01} = 310$  Па. Вимірювання напруги зсуву здійснюють за відомою методикою із використанням стандартного устаткування, наприклад REOTEST. Таку значину напруги зсуву має 60% розчин полімеру „Комета” (динамічний коефіцієнт в'язкості  $\mu = 320 \cdot 10^{-3}$  Па·с).

Для встановлення гідроізолювального екрана на другій ділянці (10-30 м) необхідно мати рідину із напругою зсуву

$$\tau_{02} > \gamma_2 \sqrt{k}/a_c \geq 32401 \sqrt{5 \cdot 10^{-12}} / 0,0162 \geq 4,48 \text{ Па.}$$

Використаємо для цього дешевший полімер, ніж „Комета”, наприклад поліакриламід (див. § 2.4.2), і готуємо його розчин з  $\tau_{02} \geq 4,48$  Па (таку значину напруги зсуву має 1,5% розчин; його динамічний коефіцієнт в'язкості  $\mu_{p2} = 53 \cdot 10^{-3}$  Па·с).

Для першої ділянки використаємо також розчин поліакриламід у напругою зсуву, рівною  $\tau_{01} > \gamma_1 \sqrt{k}/a_c \geq 16200 \sqrt{5 \cdot 10^{-12}} / 0,0162 \geq 2,2$  Па. Таку напругу зсуву має 0,1% розчин (динамічний коефіцієнт в'язкості розчину  $\mu_{p1} = 7 \cdot 10^{-3}$  Па·с).

Порядок запомповування реагентів та їх об'єми, які визначаються за (6.14), наступні: 1) розчин поліакриламід (0,1%),  $V_{p1} = 565 \text{ м}^3$ ; 2) розчин поліакриламід (1,5%),  $V_{p2} = 22,6 \text{ м}^3$ ; 3) розчин „Комета” (6%),  $V_{p3} = 22 \text{ м}^3$ .

Для дотримання умови (6.13) максимально допустиму витрату рідини під час запомповування визначаємо із (6.12):  $\Delta p_{p,т} \geq p_{св} - p_{к} = Q\Omega$ , тобто витрата запомповуваної рідини для попередження розкриття тріщин не повинна перевищувати  $Q \leq \Delta p_{p,т} / \Omega = 13 \cdot 10^6 / (4,46 \cdot 10^8) = 0,029 \text{ м}^3/\text{с}$ , де

$$\Omega = \frac{1}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,3} \left[ \frac{1 \cdot 10^{-3}}{5 \cdot 10^{-12}} \ln \frac{70}{60} + \frac{1}{5 \cdot 10^{-12}} \times \right. \\ \left. \times \left( 3 \cdot 10^{-3} \ln \frac{10}{0,146} + 40 \cdot 10^{-3} \ln \frac{20}{10} + 320 \cdot 10^{-3} \ln \frac{70}{20} \right) \right] + 1399 (70 - 20) + \\ + 4199 (20 - 10) + 2219248 (10 - 0,146) = 4,46 \cdot 10^8 \text{ (Па/с)/м.}$$

Тоді запомповування здійснюємо за допомогою двох насосних агрегатів 4АН-700 на третій передачі при 1400 об/хв. (діаметр плунжера 120 мм), при цьому витрата становитиме  $0,012 \cdot 2 = 0,024 \text{ м}^3/\text{с}$ . Час запомповування ізоляційних розчинів 7,04 годин. Відтак свердловину вводимо в експлуатацію.

У випадку, коли *необводнений пропласток не пакерують* (не відмежовують від інших пропластків), обґрунтування технології є наступним.

Припускаємо, що пласт складається із двох пропластків з різними коефіцієнтами проникності ( $k_1$  і  $k_2$ ). Оскільки швидкість фільтрації прямо пропорційно залежить від коефіцієнта проникності, то із пропластка з більшим коефіцієнтом проникності ( $k_1 > k_2$ ) витіснення нафти контурною водою відбувається швидше. Цей пропласток обводнюється, а менш проникний пропласток ще містить нафту. Нехай пропласток 1 повністю обводнився; із пропластка 2 надходить нафта, причому в ньому маємо водяну (точніше заводнену зону витіснення) і в околиці свердловини нафтову зону.

Для обмеження відбирання води із пропластка 1 запомповуємо у свердловину тампонажну в'язко-пластичну рідину в декілька порцій з різними напругами зсуву  $\tau_{0i}$ . Тампонажна рідина в загальному випадку буде надходити в обидва пропластки. Розглянемо окремо процес запомповування в кожний пропласток.

У пропластку 1 вода відтісняється від свердловини в'язко-пластичною ізоляційною рідиною. Для водяної зони об'ємна витрата води за законом Дарсі

$$Q_1 = \frac{k_{1в}}{\mu_{в}} \frac{dp}{dr} \cdot 2\pi r h_1, \quad (6.15)$$

де  $Q_1$  – об'ємна витрата,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;  $k_{1в}$  – коефіцієнт проникності пропластка 1 для води,  $\text{м}^2$ ;  $\mu_{в}$  – динамічний коефіцієнт в'язкості води,  $\text{Па}\cdot\text{с}$ ;  $h_1$  – товщина пропластка 1, м;  $dp/dr$  – градієнт тиску,  $\text{Па}/\text{м}$ ;  $r$  – біжучий радіус, м;  $p$  – тиск,  $\text{Па}$ .

Інтегруючи, отримуємо втрату тиску у водній зоні

$$p_{11} - p_k = \frac{Q_1 \mu_B}{2\pi k_{1B} h_1} \ln \frac{R_k}{R_{11}}, \quad (6.16)$$

де  $p_k$  – тиск на зовнішній межі зони дренування пласта свердловиною (на контурі живлення), Па;  $p_{11}$  – тиск на межі розділу зон води і в'язко-пластичної ізоляційної рідини, Па;  $R_k$  – радіус зони дренування, м;  $R_{11}$  – радіус межі розділу між водою і в'язко-пластичною рідиною, м.

Для будь-якої  $i$ -тої порції зони в'язко-пластичної рідини об'ємну витрату записуємо за узагальненим законом Дарсі:

$$Q_1 = \frac{k_{1p}}{\mu_{pi}} \cdot 2\pi r h_1 \left( \frac{dp}{dr} - \gamma_{li} \right), \quad (6.17)$$

де  $k_{1p}$  – коефіцієнт проникності пропластка 1 для в'язко-пластичної рідини після витіснення з нього води (беремо модель поршневого витіснення), м<sup>2</sup>;  $\mu_{pi}$  – динамічний коефіцієнт в'язкості в'язко-пластичної рідини  $i$ -тої порції, Па·с;  $\gamma_{li}$  – граничний (початковий) градієнт тиску для  $i$ -тої порції в'язко-пластичної рідини в пропластку 1, Па/м.

Інтегруючи (6.17), отримуємо втрату тиску в зоні  $i$ -тої порції в'язко-пластичної рідини під час її запопповування:

$$p_{li+1} - p_{li} = \frac{Q_1 \mu_{pi}}{2\pi k_{1p} h_1} \ln \frac{R_{li}}{R_{li+1}} + \gamma_{li} (R_{li} - R_{li+1}), \quad (6.18)$$

де  $i$  – номер порції;  $p_{li}$  – тиск у пласті на зовнішній межі зони  $i$ -тої порції, Па;  $p_{li+1}$  – тиск у пласті на внутрішній межі зони  $i$ -тої порції або на зовнішній межі зони  $(i + 1)$ -ої порції, Па;  $R_{li}$ ,  $R_{li+1}$  – зовнішній і внутрішній радіуси зони  $i$ -тої порції, м, причому при  $i = 1$   $R_{li} = R_{11}$ ,  $p_{li} = p_{11}$ , при  $i = n$   $R_{li} = R_{1n}$ ,  $p_{li} = p_{1n}$ ,  $R_{li+1} = r_c$ ,  $p_{li+1} = p_{cb}$ ;  $p_{cb}$  – тиск на вибої свердловини у ході запопповування в'язко-пластичної рідини, Па.

Внаслідок нерозривності потоку об'ємні витрати нестисливих води та в'язко-пластичної рідини є рівними. Тоді загальну втрату тиску в пропластку 1 записуємо додаванням втрат тиску в кожній зоні:

$$\begin{aligned} \Delta p_z &= p_k - p_{cb} = (p_{11} - p_k) + \sum_{i=1}^n (p_{li+1} - p_{li}) = \\ &= \frac{Q_1}{2\pi h_1} \left[ \frac{\mu_B}{k_{1B}} \ln \frac{R_k}{R_{11}} + \frac{1}{k_{1p}} \sum_{i=1}^n \mu_{pi} \ln \frac{R_{li}}{R_{li+1}} \right] + \sum_{i=1}^n \gamma_{li} (R_{li} - R_{li+1}), \quad (6.19) \end{aligned}$$

звідки

$$Q_1 = \frac{p_k - p_{cb}}{\Omega_1}, \quad (6.20)$$

де  $n_1$  – кількість порцій в'язко-пластичної рідини з різними напругами зсуву в пропластку 1;  $\Omega_1$  – фільтраційний опір в 1-ому пропластку, (Па·с)/м<sup>3</sup>,

$$\Omega_1 = \frac{1}{2\pi h_1} \left[ \frac{\mu_{\text{в}}}{k_{1\text{в}}} \ln \frac{R_{\text{к}}}{R_{11}} + \frac{1}{k_{1\text{п}}} \sum_{i=1}^{n_1} \mu_{\text{п}i} \ln \frac{R_{1i}}{R_{1i+1}} \right] + \sum_{i=1}^{n_1} \gamma_{1i} (R_{1i} - R_{1i+1}). \quad (6.21)$$

Аналогічно записуємо для пропластка 2, враховуючи початкову наявність двох зон (водяної і нафтової) в другому пропластку, тобто

$$\begin{aligned} \Delta p_3 &= p_{\text{к}} - p_{\text{св}} = (p_{20} - p_{\text{к}}) + (p_{21} - p_{20}) + \sum_{i=1}^{n_2} (p_{2i+1} - p_{2i}) = \\ &= \frac{Q_2}{2\pi h_2} \left[ \frac{\mu_{\text{в}}}{k_{2\text{в}}} \ln \frac{R_{\text{к}}}{R_{20}} + \frac{\mu_{\text{н}}}{k_{2\text{н}}} \ln \frac{R_{20}}{R_{21}} + \frac{1}{k_{2\text{п}}} \sum_{i=1}^{n_2} \mu_{\text{п}i} \ln \frac{R_{2i}}{R_{2i+1}} \right] + \\ &+ \gamma_{2\text{н}} (R_{21} - R_{20}) + \sum_{i=1}^{n_2} \gamma_{2i} (R_{2i+1} - R_{2i}) \end{aligned} \quad (6.22)$$

$$\text{або} \quad Q_2 = \frac{p_{\text{к}} - p_{\text{св}}}{\Omega_2}, \quad (6.23)$$

де  $n_2$  – кількість порцій в'язко-пластичної рідини з різними напругами зсуву в пропластку 2;  $\Omega_2$  – фільтраційний опір у 2-гому пропластку, (Па·с)/м<sup>3</sup>,

$$\begin{aligned} \Omega_2 &= \frac{1}{2\pi h_2} \left[ \frac{\mu_{\text{в}}}{k_{2\text{в}}} \ln \frac{R_{\text{к}}}{R_{20}} + \frac{\mu_{\text{н}}}{k_{2\text{н}}} \ln \frac{R_{20}}{R_{21}} + \frac{1}{k_{2\text{п}}} \sum_{i=1}^{n_2} \mu_{\text{п}i} \ln \frac{R_{2i}}{R_{2i+1}} \right] + \\ &+ \gamma_{2\text{н}} (R_{20} - R_{21}) + \sum_{i=1}^{n_2} \gamma_{2i} (R_{2i+1} - R_{2i}); \end{aligned} \quad (6.24)$$

$p_{20}$  – тиск у пласті на межі розділу вода-нафта, Па;  $p_{21}$  – тиск у пласті на межі розділу нафта – перша порція в'язко-пластичної рідини, Па;  $Q_2$  – об'ємна витрата в 2-му пропластку (тут і при інших величинах індекс 2 позначає пропласток 2), м<sup>3</sup>/с;  $h_2$  – товщина пропластка 2, м;  $k_{2\text{в}}$ ,  $k_{2\text{н}}$ ,  $k_{2\text{п}}$  – коефіцієнти проникності пропластка 2 для води, нафти (після витіснення води) і в'язко-пластичної рідини (після витіснення нафти), м<sup>2</sup>;  $\mu_{\text{н}}$  – динамічний коефіцієнт в'язкості нафти, Па·с;  $\gamma_{2\text{н}}$  – граничний градієнт тиску для нафти, Па/м;  $R_{20}$  – радіус межі розділу вода-нафта, м;  $R_{21}$  – радіус межі розділу нафта – перша порція в'язко-пластичної рідини, м.

Граничний градієнт тиску  $\gamma_{ji}$  зв'язаний із напругою зсуву  $\tau_{0i}$  і коефіцієнтом проникності  $k_j$  співвідношенням:

$$\gamma_{ji} = \alpha_{\text{с}} \frac{\tau_{0i}}{\sqrt{k_j}}, \quad (6.25)$$

де  $\alpha_{\text{с}}$  – безрозмірний структурний коефіцієнт, який залежить від структури порового простору ( $\alpha_{\text{с}} = 0,0162 - 0,018$ );  $j$  – індекс, що позначає номер пропластка,  $j = 1; 2$ ;  $k_j$  – коефіцієнт проникності  $j$ -ого пропластка після

витіснення в'язко-пластичною рідиною води в першому пропластку і нафти у другому пропластку, м<sup>2</sup>.

Із (6.5) слідує, що в'язко-пластична рідина в пропласток 2 не надходить за умови:

$$\Delta p_3 \leq \gamma_{2н} (R_{20} - R_{21}), \quad (6.26)$$

де  $R_{20} = R_n$ ;  $R_{21} = r_c$ ;  $R_n$  – початкове (перед запомповуванням) положення межі розділу нафта-вода по радіусу, м.

Тоді, підставляючи (6.26) в (6.20), знаходимо витрату запомповування в пропласток 1 за умови (6.26):

$$Q = Q_1 = \frac{\gamma_{2н} (R_n - r_c)}{\Omega_1}, \quad (6.27)$$

де  $Q$  – змінна об'ємна витрата запомповування в'язко-пластичної рідини у свердловину, м<sup>3</sup>/с.

Оскільки  $Q_1 + Q_2 = Q$  і на обидва пропластки створюється однаковий перепад тиску, то в результаті спільного розв'язування (6.20) і (6.23) знаходимо

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \frac{\Omega_2}{\Omega_1} \quad (6.28)$$

або

$$Q_1 = Q \frac{\Omega_2}{\Omega_1 + \Omega_2}; \quad (6.29)$$

$$Q_2 = Q \frac{\Omega_1}{\Omega_1 + \Omega_2}. \quad (6.30)$$

Із (6.29) і (6.30) слідує, що при постійній у часі загальній витраті запомповування  $Q$  (постійне запомповування поршневими агрегатами) витрати в кожному пропластку змінні у часі і залежать від співвідношення фільтраційних опорів. На будь-який момент часу  $t$  глибина надходження в'язко-пластичної ізоляційної рідини в кожний пропласток визначиться за формулами:

$$t = \frac{2\pi h_1 m_1}{\Delta p_3} \int_{r_c}^{R_{11}} \Omega_1 (R_{11}) R_{11} dR_{11}; \quad (6.31)$$

$$t = \frac{2\pi h_2 m_2}{\Delta p_3} \int_{r_c}^{R_{21}} \Omega_2 (R_{21}) R_{21} dR_{21}, \quad (6.32)$$

а співвідношення між радіусами  $R_{11}$  і  $R_{21}$  із виразу:

$$h_1 m_1 \int_{r_c}^{R_{11}} \Omega_1 (R_{11}) R_{11} dR_{11} = m_2 h_2 \int_{r_c}^{R_{21}} \Omega_2 (R_{21}) R_{21} dR_{21}, \quad (6.33)$$

де  $m_1, m_2$  – коефіцієнти пористості пропластків (по запомпованій рідині із урахуванням залишкової насиченості витіснюваною фазою);  $t$  – тривалість часу запомповування, с.

Для розрахунків задаємо  $R_{11} \geq r_c$ , із виразу (6.33) обчислюємо  $R_{21}$ , а за наступними формулами – радіуси  $R_{i+1} = \sqrt{R_{1i}^2 - V_{pi} / (\pi h_1 m_1)}$ ;  $R_{20} = \sqrt{R_n^2 - r_c^2 + R_{21}^2}$ ;  $R_{2i+1} = \sqrt{R_{2i}^2 - V_{p2i} / (\pi h_2 m_2)}$ , де  $V_{p1i}$ ,  $V_{p2i}$  – об’єми рідини  $i$ -тої порції, що надійшли у першій і другий пропластки, м<sup>3</sup>.

Оскільки  $V_{pi} = V_{p1i} + V_{p2i}$ ;  $V_{p1i} = \pi(R_{1i}^2 - r_c^2) h_1 m_1$ ;  $V_{p2i} = \pi(R_{2i}^2 - r_c^2) h_2 m_2$  то  $R_{1i}^2 h_1 m_1 + R_{2i}^2 h_2 m_2 = V_{pi} / \pi + r_c^2 (h_1 m_1 + h_2 m_2)$ , де  $V_{pi}$  – об’єм рідини  $i$ -тої порції, м<sup>3</sup>.

Розв’язуючи разом (6.18) і (6.22), знаходимо радіуси  $R_{1i}$  і  $R_{2i}$  на момент закінчення надходження  $i$ -тої порції в пласт, причому для  $i$ -тої порції в (6.33) як змінні величини беремо радіуси  $R_{1i}$  і  $R_{2i}$ .

Об’єм  $i$ -тої порції задаємо із наступних міркувань. При експлуатації свердловини необхідно отримати приплив нафти тільки із пропластка з меншим коефіцієнтом проникності (із пропластка 2), так як пропласток з більшим коефіцієнтом проникності (пропластком 1) обводнився. Тому створений перепад тиску  $\Delta p_0$  повинен задовольняти нерівність:

$$\gamma_{2n} (R_{20} - R_{21}) + \sum_{i=1}^{n_2} \gamma_{2i} (R_{2i} - R_{2i+1}) < \Delta p_0 \leq \sum_{i=1}^{n_1} \gamma_{1i} (R_{1i} - R_{1i+1}). \quad (6.34)$$

Отже, *суть даної технології* така. Перед введенням ізоляційного матеріалу в пласт попередньо будуюмо за результатами дослідження свердловини графік розподілу робочого градієнта тиску в пласті, а відтак за зміною робочого градієнта тиску послідовно порціями вводимо ізоляційні матеріали з різними граничними градієнтами тиску (з різними значинами напруги зсуву), які є більшими робочого градієнта тиску, причому введення реагентів здійснюємо в порядку зростання значини їх напруги зсуву. Об’єм кожної порції ізоляційного матеріалу з однаковою значиною напруги зсуву розраховуємо за формулою (6.14). Цим попереджується винесення матеріалу гідроізолювального тампона при економному витрачанні ізоляційних матеріалів. Технологія дає змогу створювати гідроізолювальні тампони у пласті-обводнювачі на значній відстані від свердловини.

Водоізоляційні роботи за даною технологією успішно проведено у свердловинах Глинсько-Розбишівського нафтового родовища (НГВУ „Полтаванафтогаз”).

Для *свердловини №29-Глинськ* за даними її роботи розраховано розподіл градієнта тиску в пласті  $dp/dr = 0,495/r$  (МПа/м). На кривій  $dp/dr$  виділили 4 зони із зовнішніми радіусами 150; 50; 20 і 1 м (внутрішній радіус внутрішньої, останньої зони рівний радіусу свердловини) з відповідними



градієнтами тиску 0,0033; 0,011; 0,0248; 0,495 і 7,078 МПа/м. Для кожної  $i$ -тої зони за більшою значиною градієнта тиску, яка відповідає внутрішньому радіусу  $i$ -тої зони, розрахували напруги зсуву ізоляційного матеріалу, котрі становили відповідно 1,02; 2,29; 45,9 і 656,8 Па. Тоді для ізоляції відповідно вибрали 0,3%-ний розчин поліакриламід (ПАА), 1,5%-ний розчин ПАА, водну суспензію пом'якшувача концентрацією 20 кг/м<sup>3</sup> і цементний розчин (остання порція) об'ємами 79; 7; 3 і 1 м<sup>3</sup>. Запомпювання здійснювали двома насосними агрегатами і одним цементозмішувачем із застосуванням цементувальної лійки, цементувального корита і ємностей.

Водоізоляційні роботи за даною технологією виконано також на *свердловині №198-Глинськ*. Геолого-технічні дані свердловини такі: кондуктор 219 мм опущено на глибину 899 м і зацементовано до гирла; 146-мм експлуатаційну колону опущено на глибину 2000 м і зацементовано до глибини 1123 м від гирла, товщина стінки та марка сталі експлуатаційної колони: 2000-1834 м – 10 мм, Д, 1834-1480 м – 8 мм, Д, 1480-0 м – 10 мм, Д; експлуатаційна колона опресована тиском 15 МПа; інтервал перфорації знаходиться на глибині 1827-1838 м, а штучний вибій – 1842 м; пластовий тиск становить 17,4 МПа (за станом на 18.05.1992 р.).

Свердловина введена в експлуатацію 20.06.1973 р. з горизонту П-3н (1841-1848 м, 1872-1877 м), фонтанним способом на 10-мм штуцері із середньодобовим дебітом безводної нафти 137 т/добу.

3.05-10.05.1975 р. встановили цементний міст під тиском; розбурили до глибини 1881 м; здійснили перфорацію в інтервалі 1841-1843 м, 1875-1878 м. 5.08.-11.08.1975 р. встановили цементний міст під тиском, розбурили цементний міст до глибини 1880 м, здійснили перфорацію в інтервалі 1876-1872 м, 1838-1827 м. У березні-квітні 1976 р. провели цементаж під тиском із використанням ізоляційних розчинів з нарощенням цементного моста до глибини 1864 м, а 18.08-24.08.1978 р. підняли обірвані НКТ. 25.10-29.11.1980 р. виконали селективну ізоляцію припливу пластової води; після ОТЦ цементного моста у свердловині не виявили. Дослідили свердловину на приймальність, при тиску 10 МПа приймальність є відсутньою. Провели перфорацію в інтервалі 1838-1837 м. Відтак виконали роботи з обмеження припливу пластової води гіпаном; роботи виявились ефективними. 13.07.1987 р. повторно виконали ізоляцію припливу пластової води гіпаном; ефект тривав протягом 8 місяців. 28.06.1988 р. знову виконали ізоляцію гіпаном; ефект тривав протягом 3 місяців. 27.03.1990 р. виконали роботу з обмеження припливу пластової води реагентами на основі неолу; ефект виявився короткотривалим. 15.11.1990 р. знову виконали роботи з обмеження припливу пластової води реагентами на основі ПАР; роботи виявились ефективними. За результатами промисло-

во-геофізичних досліджень від 16.12.1983 р. пласт в інтервалі 1826,4-1829,8 є проникним, пласти в інтервалах 1829,8-1831,8 м, 1831,8-1835,4 м не приймають аерованої рідини, а інтервал 1825,6-1831 м є продуктивним.

За станом на 01.12.1992 р. свердловина експлуатувалася газліфтним способом з дебітами нафти 5,1 т/добу, рідини – 90,6 т/добу, обводненість 94,3%, НКТ діаметром 73 мм встановлено на глибині 1783 м.

З метою обмеження припливу води і збільшення нафтовилучення у свердловині виконано роботи із створення гідроізолювального екрана в пласті на основі реагентів із різними напругами зсуву ( $\tau_0$ ) на кожній ділянці пласта від контуру до стінки свердловини.

За наявної під час експлуатації депресії тиску на пласт у свердловині №198-Глинськ вибрано наступні радіуси зон і типи запомповуваних ізоляційних реагентів:

у зоні радіусом 50-150 м – 75 м<sup>3</sup> 0,5% розчину поліакриламідy;

у зоні радіусом 20-50 м – 7 м<sup>3</sup> 1,5% розчину поліакриламідy;

у зоні радіусом 1-20 м – 2 м<sup>3</sup> водної суспензії пом'якшувача АСПГ концентрацією 25-30%;

у присвердловинній зоні пласта радіусом 1 м – 1 м<sup>3</sup> тампонажного цементного розчину.

Водоізоляційні роботи проведено у II кварталі 1993 року. Після піднімання НКТ в інтервалі 1832-1835 м було виконано перфорацію спецотворів перфоратором ПКС-80.

Розчин поліакриламідy 0,5% готували шляхом перемішування в ємності (місткість 25 м<sup>3</sup>) 24 м<sup>3</sup> води і 1 м<sup>3</sup> поліакриламідy, а в ємності (місткість 50 м<sup>3</sup>) 48 м<sup>3</sup> води з 2 м<sup>3</sup> поліакриламідy. Готували розчин поліакриламідy 1,5% концентрації, для чого в автоцистерну до 6,5 м<sup>3</sup> води запомпували 0,5 м<sup>3</sup> ПАА. Розчин перемішували при їх приготуванні протягом 2 годин.

Насосні агрегати обв'язали за схемою, поданою на рис. 6.11, а нагнітальні лінії опресували водою під тиском 27,5 МПа. У свердловину було запомповано 75 м<sup>3</sup> поліакриламідy 0,5% концентрації двома насосними агрегатами і 7,0 м<sup>3</sup> ПАА 1,5% концентрації одним насосним агрегатом при закритому затрубному просторі за тиску до 15,0 МПа. За допомогою цементувальної лійки двома насосними агрегатами було запомповано 2 м<sup>3</sup> водної суспензії гранульованого пом'якшувача АСПГ при подаванні на цементувальну лійку води агрегатом ЦА-320 на 3 передачі (АСПГ засипали в лійку протягом 2 хв.). Не зупиняючи процесу запомповування і використовуючи цементувальну лійку, запомповано 1 м<sup>3</sup> цементного розчину (згідно з рецептурою Полтавського тампонажного управління) за тиску до 15 МПа. Цементний розчин протиснули 5,5 м<sup>3</sup> пластової води. Зрізку цементного розчину виконали шляхом запомповування в між-

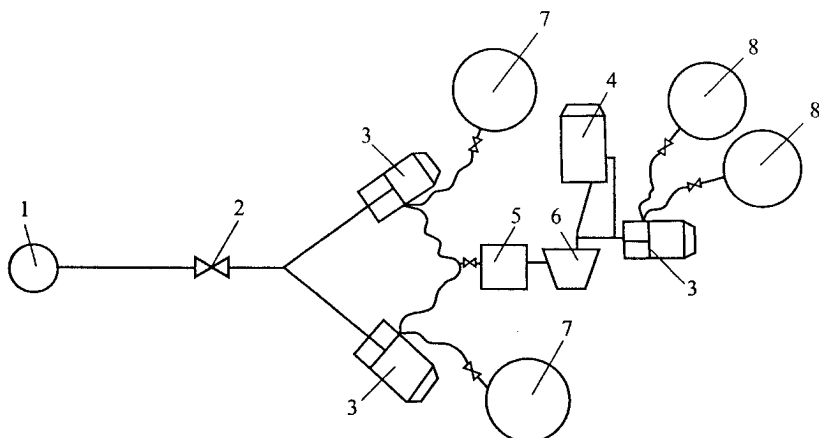


Рис. 6.11 – Схема обв’язки агрегатів і обладнання на свердловині для створення гідроізолювального екрана в пласті: 1 – свердловина; 2 – зворотній клапан; 3 – насосні агрегати; 4 – цементозмішувач; 5 – цементувальне корито; 6 – цементувальна лійка; 7 – смісь з 0,5% ПАР; 8 – смісь з пластовою водою

трубний простір  $6 \text{ м}^3$  пластової води. Далі НКТ припідняли до глибини 1760 м і свердловину закрили для очікування тужавіння цементу на 48 годин. Після ОТЦ відбили міст колоною НКТ на глибині 1831 м. Підняли НКТ і виконали перфорацію перфоратором ПКС-80 одинарної щільності в інтервалі 1825-1830 м і освоїли свердловину.

Водоізоляційні роботи виявилися ефективними: збільшено дебіт нафти і обмежено приплив пластової води.

Дана технологія, окрім ізоляції припливу води у видобувні свердловини, може застосовуватись для виконання робіт із локального тампонування інтервалів інтенсивного поглинання в нагнітальних свердловинах, для вирівнювання профілю приймальності.

## 6.6 Технологія селективної ізоляції обводнених пластів із використанням обернених бітумно-емульсійних і вапняно-бітумних розчинів як високов’язких слабкофільтрівних буферів

Суть способу ізоляції за даною технологією полягає у створенні спочатку навпроти нафтогазонасичених пластів (пропластків) фільтраційного бар’єра із буферної слабкофільтрівної рідини, а відтак у наступному селективному (нафтогазонасичені пласти уже тимчасово від-

ключені) запомповуванні в обводнені пласти (пропластки) ізоляційного матеріалу (розчину). Протискування ізоляційного матеріалу в обводнені пласти здійснюється також порцією слабкофільтрівної рідини, яка не здатна фільтруватися (проникати) в поровий простір порід пласта, з метою виключення надходження її в глибину пластів. Цими двома додатковими операціями (створенням бар'єру та протискуванням) і вибором слабкофільтрівних буферної та протискувальної рідин забезпечується певна селективність процесу водоізоляції.

Як слабкофільтрівну рідину використовують обернені бітумно-емульсійні та вапняно-бітумні розчини.

Рецептура оберненого бітумно-емульсійного розчину, що використовується у свердловинах з пластовими температурами  $\leq 45-50$  °С, така (в об'ємному відсотковому співвідношенні інгредієнтів):

Дизельне пальне	45-50
Емульгатор – кубовий залишок синтетичних жирних кислот	5-7
Каустична сода (кристалічна)	1-1,5
10% водний розчин хлористого кальцію	40-45

Рецептура вапняно-бітумного розчину, що використовується у свердловинах з пластовими температурами  $\leq 90-100$  °С, така (у відсотковому співвідношенні інгредієнтів):

Дизельне пальне	65-70
Вапно	12-15
Високоокислений бітум	15-20
Поверхнево-активна речовина (сульфонол)	2-3

Технологія призначена для селективного обмеження припливу пластових вод у нафтових та газових свердловинах і особливо є ефективною у свердловинах з нерівномірно дренованими пластами, загальна товщина яких перевищує 20-50 м (розробник НГВУ „Полтаванафтогаз”).

Принципову технологічну схему селективної ізоляції показано на рис. 6.12.

Після піднімання зі свердловини видобувного обладнання опускають технологічні насосно-компресорні труби (НКТ) до глибини розміщення водо- або газонафтового контакту, яку попередньо визначають промислово-геофізичними методами.

За відкритого затрубного простору в НКТ запомповують послідовно буферну високов'язку слабкофільтрівну рідину, яка практично не фільтрується в пористий пласт, водоізоляційний матеріал, і знову порцію високов'язкої слабкофільтрівної протискувальної рідини. Після досягнення ізоляційним матеріалом башмака НКТ затрубний простір закривають і,

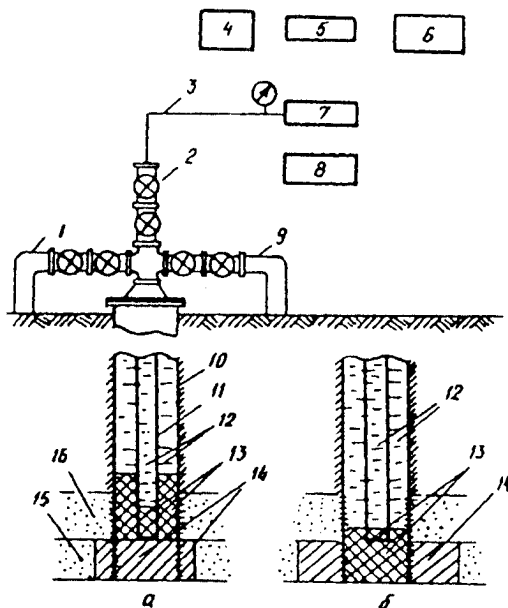


Рис. 6.12 – Технологічна схема селективної ізоляції обводнених пластів з використанням бітумно-емульсійного або вапняно-бітумного розчинів: 1 – викидна лінія; 2 – гирлова арматура; 3 – нагнітальна лінія; 4 – смінь із ізоляційним розчином; 5 – автоцистерна з буферною (бар’єрною) рідиною; 6 – смінь з протискувальною рідиною; 7 – насосний агрегат; 8 – автоцистерна з протискувальною рідиною; 9 – шлейф свердловини; 10 – обсадна колона; 11 – насосно-компресорні труби; 12 – протискувальна рідина; 13 – бар’єрна рідина; 14 – ізоляційний розчин; 15 – обводнений пласт; 16 – нафтогазонасичений пласт

створюючи тиск запомповуванням у НКТ необхідного (розрахункового) об’єму протискувальної рідини, протискують ізоляційний матеріал у пласт. При цьому високов’язка рідина знаходиться в затрубному просторі навпроти нафтової (чи газової) частини пласта і перешкоджає проникненню в нього ізоляційного матеріалу (див. рис. 6.12, а).

Насосний агрегат під’єднується до затрубного простору і зворотним промиванням вимивають на поверхню високов’язку рідину та залишок в НКТ невитраченого ізоляційного матеріалу. Відтак припіднімають башмак НКТ над нафтогазовим пластом і закривають свердловину на час затвердіння ізоляційного матеріалу. Після цього свердловину вводять в експлуатацію без виконання інших завершальних робіт (розбудування цементного моста і перестрілу нафтогазонасиченої частини пластів).

Запомповування другої порції високов’язкої слабкофільтрівної рідини вслід за ізоляційним матеріалом здійснюється тільки в тих випадках, коли внаслідок наявності низького пластового тиску і високої проникності пластів можливим є інтенсивне надходження ізоляційного розчину в глибину пластів. Відсутність у привибійній зоні пластів ізоляційного матеріалу може призвести до перетікань води і зниження ефективності ізоляційних робіт. Можливість поглинання ізоляційного матеріалу встановлюється в процесі його запомповування в пласт за інтенсивним спаданням тиску на гирлі свердловини після припинення протискування. У цьому випадку після запомповування рідин за описаною вище схемою

свердловину закривають без припіднімання НКТ і зворотного промивання. Під дією гідростатичного тиску стовпа рідини ізоляційний матеріал із експлуатаційної колони фільтрується в пласт, а його місце в колоні займає слабкофільтрівний розчин (див. рис. 6.12, б). Слабкофільтрівний розчин перешкоджає відтісненню ізоляційного матеріалу в глибину пластів.

Технологічна схема дає змогу ізолювати обводнені пласти, котрі залягають вище, нижче і між нафтогазонасиченими пластами, будь-якими водоізоляційними матеріалами, які використовуються в промисловій практиці (цементом, гіпсом, смолами і ін.).

У ході реалізації технології вдається запобігти проникання водоізоляційних матеріалів у нафтогазонасичені інтервали та їх проникання в глиб обводнених пластів. Це дає змогу виключити втрати нафти та газу і знизити витрати на капітальний ремонт свердловин у результаті усунення операцій: а) встановлення і розбурювання мостів у стовбурі свердловини; б) пробляння і шаблонування стовбура свердловини; в) повторної перфорації нафтогазонасичених інтервалів; г) кислотних оброблень свердловин після виконання ізоляційних робіт з метою відновлення продуктивності.

Ефективність технології на родовищах Полтавського нафтогазопромислового району становила понад 1 тис. т додаткового видобутку нафти із розрахунку на 1 свердловино-операцію (за даними 7 свердловино-операцій).

## **6.7 Технологія обмеження припливу води у фонтанних свердловинах із продовженням періоду фонтанування**

---

Позитивною властивістю полімерних гелів є можливість модифікації їх рсцептур у залежності від поставленої задачі. Так, полімерні гелетворювальні суміші можуть використовуватися в обводнених нафтових свердловинах для подавання в привибійну зону пласта, зберігання там та дозованого виділення протягом певного часу різних хімічних реагентів (ПАР, полімерів, інгібіторів соле- та парафіновідкладання), які підвищують ефективність експлуатації свердловини в ускладнених умовах. Для цього підбирається суміш, котра містить як додаток потрібний хімреагент, а гель якої в пластових умовах повільно розчиняється або розпадається за рахунок деструкції; при цьому проходить поступове, протягом деякого часу, виділення необхідного хімреагенту і надходження його у стовбур свердловини. Такий принцип реалізовано в даній технології оброблення обводнених фонтанних свердловин, коли присутність у про-

дукції фонтанної свердловини полімеру та ПАР полегшує запуск свердловини після оброблення, підвищує ефективність роботи газорідного піднімача та продовжує період стійкого фонтанування високообводнених свердловин.

Дана технологія призначена для обмеження припливу підшовної води і ґрунтується на порційно-последовному запопповуванні та протискуванні в пласт 8-16 м<sup>3</sup> розчину ПАА з додатком ПАР та 8-16 м<sup>3</sup> гелеутворювальної „рідкозшитої” суміші (ПАА, біхромат натрію або калію, гіпосульфит натрію) з ПАР.

На першому етапі проходить безпосереднє блокування шляхів припливу підшовної води у свердловину. У подальшому вода, обтікаючи створений екран, збагачується полімером та ПАР. Поступове розчинення та температурна деструкція „рідкозшитої” полімерної суміші забезпечує тривалість діяння додатку.

Технологія може застосовуватися в умовах гранулярного колектора з температурою 50-100°С.

Рекомендований вміст компонентів у 1 м<sup>3</sup> робочих розчинів для оброблення свердловин (див. § 6.3):

а) розчин полімеру з ПАР: ПАА – 30-60 кг; сульфенол – 30-70 кг.

б) рідкозшита полімерна суміш з ПАР: ПАА – 30-60 кг; біхромат натрію (калію) – 1-2 кг; гіпосульфит натрію – 1-2 кг; сульфенол – 50-75 кг.

Порядок розчинення компонентів такий: ПАА, хромпик, сульфенол, гіпосульфит натрію (гіпосульфит натрію додається до розчину безпосередньо перед запопповуванням у пласт).

## **6.8 Технології ремонтно-ізоляційних робіт із використанням неорганічних твердіючих тампонажних розчинів**

---

Характеристику неорганічних твердіючих тампонажних розчинів, на використанні яких базуються розглянуті нижче технології, подано у § 2.2 (том 1).

### **6.8.1 Технологія встановлення цементних корків у свердловинах**

#### Призначення корків

Цементні корки (пробки, вибійні мости) у свердловинах призначені для відключення нижньої частини стовбура свердловини, а також і проникних пластів, які прилягають до неї.

Цементні корки встановлюють з метою [499]:

- 1) ізоляції водонапірних, непродуктивних і виснажених пластів;
- 2) ізоляції відкритої частини стовбура свердловини нижче башмака обсадної колони труб у разі консервації або ліквідації пробуреної свердловини;
- 3) ізоляції зон поглинань і нафтогазоводопроявів під час буріння або ремонту свердловини;
- 4) забурювання нового стовбура;
- 5) створення опори для випробувача пластів або для секції обсадних труб у процесі кріплення свердловини;
- 6) ліквідації каверн або жолобних утворень під час буріння стовбура свердловини;
- 7) ізоляції випробуваних пластів при випробовуванні вищезалеглих горизонтів або у разі ліквідації чи консервації свердловини.

### Технологія встановлення корків

Встановлення цементних корків здійснюють шляхом заповнення вибраної частини стовбура цементним розчином. Технологія встановлення корків залежить від величини приймальності пласта.

Для встановлення цементного корка *в непоглинальних свердловинах* перш за все її промивають протягом 1,5-2 циклів для вирівнювання густин промивної рідини в НКТ і в затрубному просторі. Після цього запомпують у НКТ приготовлений розрахунковий об'єм цементного розчину (або іншого ізоляційного матеріалу) і протискають промивним розчином до рівноваги тисків стовпів рідини в НКТ і в затрубному просторі [499].

Приблизний об'єм протискувальної рідини (без урахування об'єму металу НКТ) визначають таким чином. Шляхом ділення об'єму запомпованого в НКТ цементного розчину (в л) на об'єм 1 м експлуатаційної колони (в л) визначають висоту стовпа, яку займе цементний розчин у колоні. Потім цю величину віднімають від загальної довжини опущених у свердловину НКТ. Одержану величину перемножують на об'єм 1 м НКТ і визначають об'єм протискувальної рідини. Для практиків відмітимо, що приблизний об'єм 1 м експлуатаційної колони труб дорівнює половині квадрата зовнішнього (умовного) діаметра колони в дюймах.

Тоді башмак НКТ припіднімають до верхньої межі встановленого корка і вимивають надлишки цементного розчину. Потім НКТ ще припіднімають на 20-30 м, свердловину заповнюють протискувальною рідиною і очікують тужавіння (затвердіння) цементу (ОТЦ). Якщо висока точність висоти розміщення цементного корка не потрібна, то контрольне вимивання цементного розчину можна проводити після припідняття башмака НКТ на 50-60 м над розрахунковим рівнем корка. Після перебігу



часу ОТЦ перевіряють глибину розміщення корка і його міцність посадкою НКТ, а герметичність корка – опресовуванням.

У разі глибини свердловини до 1500 м і розрахункового об'єму цементного розчину не більше 0,3 м<sup>3</sup> цементний корок можна встановлювати і без застосування цементувальних агрегатів шляхом подавання цементного розчину в НКТ через конусоподібну лійку відрами. Подальші роботи аналогічні вищеописаним.

Перед встановленням цементного корка в поглинальних свердловинах (приймальність понад 7 м<sup>3</sup>/(год·МПа)) необхідно спочатку здійснити обмеження поглинальної здатності пластів. Для цього використовують подрібнені, закупорювальні матеріали з розмірами частинок 5-10 мм (наприклад, деревинна тирса, кордне волокно тощо). Як рідина-носії рекомендуються глинистий розчин або водоцементна суспензія густиною 1100-1300 кг/м<sup>3</sup>.

Якщо загальна приймальність поглинальних пластів понад 30 м<sup>3</sup>/(год·МПа), то рекомендується спочатку здійснити запомповування 5-10 м<sup>3</sup> високов'язкої рідини з додаванням закупорювального матеріалу (дисперсного, подрібненого наповнювача, кольматанту). Цей матеріал вводять у рідину-носії безпосередньо перед запомповуванням в кількості 50-100 кг/м<sup>3</sup>. Запомповування закупорювального матеріалу потрібно продовжувати до відновлення повної циркуляції. Необхідний об'єм рідини з закупорювальним матеріалом у залежності від приймальності поглинальних пластів задають таким:

Приймальність поглинальних пластів, м <sup>3</sup> /(год·МПа)	<20	20-40	>40
Об'єм витраченої рідини із закупорювальним матеріалом, м <sup>3</sup>	15-20	25	40-45

Зразу ж після запомповування закупорювального матеріалу встановлюють цементний корок.

Завершальний етап робіт включає випробовування експлуатаційної колони на герметичність, її перфорацію в запланованих інтервалах продуктивного пласта, викликання припливу нафти і газу із пласта. У залежності від конкретних умов випробування експлуатаційних колон на герметичність здійснюють до розбурювання цементного моста або до і після його розбурювання.

#### Особливості роботи в поглинальних свердловинах з використанням спеціальних тампонувальних сумішей

Для встановлення корків у поглинальних свердловинах (особливо у свердловинах з відкритим вибоєм) можна використовувати такі ж матеріали, які використовують для усунення порушень герметичності обсад-

них колон і відключення пластів із поглинанням промивної рідини: гіпсогасовоцементну суміш, цементну тампонувальну пасту (ПТЦ), двофазні глинисті розчини, глинисто-смоляний в'язучий матеріал, синтетичні смоли з невеликим часом тужавіння тощо (див. вище § 2.2.14).

Суть використання гіпсогасовоцементних сумішей полягає в самочинному заміщенні вуглеводневої основи їх водою під час потрапляння суміші у водне середовище і швидкому схопленні суміші в інтервалі поглинання. Початок схоплювання суміші настає через 10-14 хв., гіпсогасовоцементний фактор дорівнює 0,7-0,8. Для запобігання осідання цементу і гіпсу до суміші необхідно додавати дисольван у кількості 15-16 кг/м<sup>3</sup>. Технологія використання цієї суміші полягає в наступному. В одну цементозмішувальну машину завантажують цемент, в іншу – гіпс. Обидві машини через трійник з'єднують з гирлом свердловини. Для створення нижнього роз'єднувального буфера (корка) запомповують дизельне пальне в об'ємі 2,5 м<sup>3</sup>. Водяними насосами цементувальних агрегатів його подають, попередньо обробивши дисольваном, у змішувальну машину. Приготовлені гасовоцементну і гасовогіпсову суміші через трійник запомповують у свердловину. Об'ємне співвідношення сумішей 1:1. Потім створюють верхній роз'єднувальний буфер (корок) з дизельного пального об'ємом 0,5 м<sup>3</sup>. Суміш протискують до інтервалу встановлення корка.

Цементну тампонувальну пасту (ПТЦ) одержують перемішуванням у трійнику-змішувачі цементних розчинів на водній і вуглеводневій основах. Час затвердіння ПТЦ регулюється додаванням до води замішування цементу прискорювачів схоплювання (наприклад, додаванням хлористого кальцію CaCl<sub>2</sub> в кількості 10 % скорочується початок схоплювання з 4 год. 15 хв. до 15 хв., а кінець схоплювання – з 6 год. 40 хв. до 1 год. 15 хв.).

Суть використання двофазних глинистих розчинів полягає в змішуванні гасовобентонітової суміші (ГБС) з глинистим розчином, у результаті чого проходить виділення вуглеводневої основи і глини із води. Вибором кількості ГБС у глинистому розчині можна регулювати в'язкість і густину глинистої маси. Для свердловин з інтенсивністю поглинання до 50 м<sup>3</sup>/год. рекомендована кількість глинопорошку в ГБС становить 700-800 кг/м<sup>3</sup>, а понад 50 м<sup>3</sup>/год. – 1200-1500 кг/м<sup>3</sup>. Практика показує, що в разі інтенсивності поглинання до 50 м<sup>3</sup>/год. необхідно 10-15 м<sup>3</sup> глинопорошку, понад 50 м<sup>3</sup>/год. – 20-30 м<sup>3</sup>. Приготування розчинів аналогічне приготуванню гіпсогасовоцементної суміші. Двофазні глинисті розчини у свердловину запомповують двома каналами: по НКТ і через затрубний простір.

### Приклад встановлення цементних корків

На Гнідинцівському родовищі накопичено значний досвід регулювання процесу розробки покладів методом обмеження відбору пластової води із видобувних свердловин шляхом ізоляції обводнених пластів (прошарків) із здійсненням цементних заливань і встановленням вибухових пакерів типу ВП [211].

Практикою розробки нафтових родовищ, які складені зонально- і шарово-неоднорідними колекторами, встановлено, що експлуатацію видобувних свердловин зовнішніх рядів необхідно продовжувати до обводненості продукції на 80-90 %, а внутрішніх – на 97-99 % (гранична значина). Проте численними дослідженнями і промисловими спостереженнями виявлено, що величина обводненості рідини, яка видобувається із свердловини, не завжди відповідає ступеню обводненості неоднорідних продуктивних пластів, розкритих перфорацією у свердловині [211]. Через значну проникнісну неоднорідність колекторів багатшарового об'єкта відбувається різношвидкісне вироблення запасів нафти за об'ємом покладу. У розрізах свердловин після тривалої розробки покладу виокремлюються пласти з різним ступенем виробленості запасів із величинами нафтонасиченості від початкової до залишкової значини. У таких умовах відключення свердловин тільки на підставі значини обводненості видобуваної рідини може призводити до залишення невироблених об'ємів покладу. Тому при відключенні обводнених свердловин слід перш за все керуватися ступенем виснаженості (виробленості) покладу в зоні дренування свердловини. На певних стадіях розробки відбір пластової води з покладів може в 20-50 разів перевищувати поточний відбір нафти. Тому обмеження припливу води здійснювали на основі достовірної інформації про характер і ступінь вироблення запасів нафти із продуктивних пластів з метою досягнення максимального коефіцієнта вилучення нафти із продуктивних пластів при значному зниженні водонафтового відношення.

Для вивчення характеру і умов обводнювання свердловин і пластів на родовищі систематично контролювали промислово-геофізичними методами (ІННК) положення ВНК у видобувних і контрольних свердловинах; досліджували видобувні свердловини глибинними дебітомірами; визначали інтервали припливу води глибинними вологомірами, а також коефіцієнти продуктивності окремих пластів нафтових горизонтів; проводили хімічний аналіз супутної пластової води; досліджували фонтанні свердловини гідродинамічними методами (криві відновлення тиску та індикаторні діаграми). Виконання вказаного комплексу досліджень і ретельний аналіз отриманих матеріалів уможливили встановити, що вироблення запасів нафти із продуктивних пластів Гнідинцівського родовища відбувалося пошарово. Вода до вибоїв свердловин надходила, як правило,

по нижніх, проникніших пластах. Верхні пласти в багатьох обводнюваних свердловинах практично не дренивались, оскільки надходження нафти з них у свердловини обмежувалося припливом великих об'ємів води із проникніших пластів. При цьому обводненість продукції підвищувалася настільки (95-97%), що створювалося враження повного вироблення запасів нафти із об'єкта в зоні дренивання видобувної свердловини. Характер і умови обводнювання видобувних свердловин зумовили вибір основного методу виконання водоізоляційних робіт.

Для ізоляції пластових вод у видобувних свердловинах у свій час проводили цементні заливання під тиском 10-12 МПа із залишенням цементного корка. При цьому в інтервал перфорації запомповували 200-300 л цементного розчину на водній основі. Цементний корок розбурювали до заданої глибини, наміченої за результатами комплексного дослідження. Цементний корок, як правило, встановлювали навпроти глинистих, ущільнених прошарків. При цьому особлива увага зверталася на збереження можливості подальшого дренивання ізольованих пластів (прошарків) видобувними свердловинами наступних рядів з метою дотримання основного принципу регулювання – збереження умов максимального охоплення дрениванням нафтонасичених об'ємів. Після водоізоляційних робіт у свердловинах проводили повторну перфорацію продуктивних пластів перфораторами типу ПК-103 по 10 пострілів на 1 м товщини.

На Гнідинцівському родовищі було проведено близько 240 свердловино-операцій з обмеження водоприпливів.

У 38 свердловинах, які розробляють *горизонт П-1+2*, виконали 90 ремонтно-ізоляційних робіт. Сума дебітів нафти, зведена до умовної дати після ремонтів, збільшилася з 1814,1 до 5295,5 т/добу, або на 3481,4 т/добу. Середня обводненість продукції свердловин після ремонту зменшилася з 89,4 до 62,7 %. Через 1 місяць роботи сума дебітів нафти залишалася достатньо високою і становила 2523,7 т/добу, а середня обводненість – 83,3 %. У результаті робіт з обмеження водоприпливів видобуток пластової води зменшився з 15365,8 до 8906,7 т/добу, або на 6459,1 т/добу, а через 1 місяць роботи був меншим початкового на 3722,5 т/добу. У ряді свердловин ремонтно-ізоляційні роботи виконували повторно. Із видобувних свердловин між першим і другим ремонтами відібрали 1406,3 тис. т нафти і 1829,8 тис. т пластової води. З одної свердловини видобули в середньому 56,2 тис. т нафти і 73,2 тис. т пластової води. За період між другим і третім ремонтами (13 свердловин) видобули 482,4 тис. т нафти і 957,4 тис. т пластової води. У середньому на одну свердловину припадало 37,1 тис. т нафти і 73,6 тис. т пластової води. За період між третім і четвертим ремонтами (7 свердловин) видобули 81,8 тис. т нафти і 1086,6 тис. т пластової води. Між четвертим і п'ятим ремонтом (2 сверд-

ловини) технологічний ефект знизився до 2 тис. т на одну свердловину, а водонафтове відношення становило 34,52 т/т (табл. 6.10).

Таблиця 6.10 – Результати ремонтно-ізоляційних робіт у видобувних свердловинах Гнідинцівського родовища

Показник	Горизонт			
	П-1+2	П-3	К-1	К-2
Кількість ремонтів, свердловино-операцій	90	93	45	10
Збільшення видобутку нафти, т/добу:				
після ремонту	3481	3551	2027	275
через рік після ремонту	710	1192	464	–
Зниження видобутку пластової води, т/добу:				
після ремонту	6459	7144	2502	973
через рік після ремонту	2737	2553	700	–
Технологічний ефект після першого ремонту, тис.				
на одну свердловину	56	45	30	76
сумарний	1406	1170	424	76
водонафтове відношення, т/т	1,30	1,70	1,46	4,7
Технологічний ефект після другого ремонту, тис. т:				
на одну свердловину	37	34	9	–
сумарний	482	505	34	–
водонафтове відношення, т/т	1,98	2,72	1,77	–
Технологічний ефект після третього ремонту, тис.				
на одну свердловину	12	2	2	–
сумарний	82	8	2	–
водонафтове відношення, т/т	13,28	18,77	27,36	–
Технологічний ефект після четвертого ремонту,				
на одну свердловину	2	5	–	–
сумарний	5	10	–	–
водонафтове відношення, т/т	34,52	18,73	–	–

У 46 видобувних свердловинах покладу *горизонту П-3* було виконано 93 свердловино-операції з ізоляції обводнених пластів (прошарків). У результаті робіт умовна сума дебітів нафти свердловин збільшилася з 2306,3 до 5857,5 т/добу, або на 3551,2 т/добу, а обводненість видобуваної рідини знизилася з 88,9 до 65,9 %. Через рік експлуатації сумарний дебіт свердловин становив 3498,4 т/добу, а вміст води 82,2 %. Видобуток пластової води з покладу зменшився з 18477,9 до 11333,5 тис. т/добу, або на 7144,4 т/добу. Через рік роботи із відремонтованих свердловин видобули пластової води на 2252,8 т/добу менше, ніж до ізоляції обводнюваних пластів. Повторні ремонти, виконані у свердловинах, виявилися менш ефективними.

У 26 видобувних свердловинах покладу *горизонту К-1* було проведено 45 свердловино-операцій з ізоляції обводнених пластів (прошарків). У

результаті ремонтів сумарний дебіт відремонтованих свердловин збільшився з 936,2 до 2962,9 т/добу, або на 2026,7 т/добу. Середня обводненість продукції знизилася з 87,1 до 56,3%. Через рік роботи сумарний дебіт нафти відремонтованих свердловин становив 1400,4 т/добу, а обводненість видобуваної рідини – 80%. Видобуток пластової води зменшився після ремонту з 6317,8 до 3815,5 т/добу, або на 2502,3 т/добу. Через рік видобували 5617,6 т/добу води, або на 700,2 т/добу менше, ніж до ремонту.

У свердловинах *горизонту К-2* провели 10 ремонтів з обмеження припливу пластової води. У результаті цього сумарний дебіт відремонтованих свердловин збільшився з 207,2 до 482,0 т/добу, або на 274,8 т/добу. Середня обводненість видобуваної рідини знизилася з 91,5 до 72,3 %. Проте через рік роботи сумарний дебіт нафти відремонтованих свердловин виявився нижчим за початкову значину, оскільки технологічний ефект продовжувався менше року. Це пояснюється іншим характером фільтрації флюїдів у покладі горизонту К-2. Витіснення нафти відбувалося при переважному напорі підшовної води, а не пошаровою фільтрацією, як у покладах П-1+2, П-3 і К-1. Застосований спосіб обмеження припливу пластової води не змінив характеру фільтрації рідини в пласті. Через короткий час у привибійній зоні знову утворилися конуси обводнення під напором підшовної води.

Ретельний аналіз робіт з ізоляції обводнених пластів (прошарків) у свердловинах за допомогою цементного заливання під тиском разом з високою ефективністю показав і певні недоліки даного способу ізоляції: високу вартість капітального ремонту свердловин; втрати нафти у видобутку, пов'язані з тривалими простоюваннями нафтових свердловин у ремонті; погіршення колекторських властивостей нафтонасиченої частини продуктивних пластів у привибійній зоні видобувних свердловин внаслідок кольматації. Кращим виявилось застосування вибухових пакерів в аспекті відсутності названих ускладнень.

Для підвищення герметичності відокремлювальних мостів у свердловинах пропонується під цементний розчин запопмовувати порошкоподібний термопластичний полімер, наприклад поліетилен у вигляді суспензії в рідині, густина якої перевищує густину полімеру, а температура плавлення його є меншою температури у свердловині [5].

### **6.8.2 Технології цементування свердловин під час капітального ремонту**

#### **Мета, способи і технології цементування**

*Метою цементування свердловин при виконанні капітального ремонту є ізоляція експлуатаційного об'єкта від проникання сторонніх вод*

(верхніх і нижніх), повернення на інший експлуатаційний об'єкт (вище- або нижчезалеглий горизонти) і усунення різних пошкоджень та дефектів в експлуатаційній колоні. Конкретніше, тампонування свердловин здійснюються у випадках, коли необхідно:

а) забезпечити ізоляцію продуктивних об'єктів від сторонніх вод;

б) створити цементний корок на вибої свердловини або цементний міст у колоні;

в) перекрити фільтр свердловини в разі переходу на інші горизонти;

г) створити цементні пояси в привибійній зоні пласта з метою надійної ізоляції продуктивного пласта і свердловини від високонапірних нижніх вод;

г) перекрити дефекти в експлуатаційній колоні свердловини;

д) ізолювати продуктивні горизонти один від одного і від сторонніх вод в інтервалі, призначеному для опускання експлуатаційної колони чи „хвостовика”, для вирізання „вікна” і буріння другого стовбура, а також для опускання додаткової обсадної колони чи „летючки”;

е) закріпити привибійну зону пласта для запобігання руйнування порід і винесення піску, пробкоутворення чи для його зменшення.

Існують багато *способів тампонування свердловин*, які можна об'єднати в дві групи – тампонування під тиском і тампонування без тиску. Зокрема, тампонування може здійснюватися такими способами:

1) під тиском через спеціально опущені заливальні труби і через відповідні отвори фільтра або з вимиванням із свердловини надлишку цементного розчину, або із залишенням цементного розчину в колоні обсадних труб і наступним розбурюванням у колоні цементного каменю;

2) під тиском через спеціально опущені заливальні труби і через спеціальні отвори в експлуатаційній колоні навпроти глинистих пластів або з вимиванням із свердловини надлишку цементного розчину, або із залишенням цементного розчину в обсадній колоні труб і наступним розбурюванням цементного каменю в колоні;

3) під тиском без заливальних труб;

4) під тиском без заливальних труб після заміни верхньої частини експлуатаційної колони;

5) під тиском через заливальні труби, опущені до глибини на 100-150 м вище передбаченого цементного вибою, з наступним протискуванням цементного розчину в пласт (комбінованим способом);

6) без тиску через спеціально опущені заливальні труби;

7) застосуванням желонки;

8) комбінованим способом (пропомповуванням цементного розчину без тиску з метою утворення в обсадній колоні труб патронного корка).

*Тампонування під тиском* здійснюються крізь отвори фільтра свердловини, спеціальні перфораційні отвори або дефект у колоні обсадних труб

з метою протиснути в пласт чи за колону розрахунковий об'єм цементного розчину. Кількість спеціальних перфораційних отворів не перевищує 1-3 з тої причини, щоб не послаблювати експлуатаційну колону і не створювати додаткового джерела проривання сторонньої води [10].

*Тампонування під тиском через труби з наступним розбурюванням* цементного корка здійснюють із застосуванням опущених заливальних труб, встановлених на 5-10 м вище верхніх отворів фільтра чи дефекту в обсадній колоні, крізь які протискують цементний розчин. Надлишок розчину видаляють прямим чи зворотним промиванням. Потім розбурюють цементний корок у свердловині нижче глибини розміщення башмака заливальних труб.

*Тампонування під тиском через труби з вимиванням надлишку* цементного розчину застосовують у випадках, коли необхідно уникнути розбурювання цементного каменю в колоні обсадних труб. Заливальні труби при цьому встановлюють або біля верхніх отворів фільтра, або нижче нижніх отворів його. У першому випадку після протискування цементного розчину колону заливальних труб нарощують і вимивають надлишки розчину із свердловини, а в другому випадку це роблять без нарощування труб (заливальні труби опущено до нижніх отворів фільтра) і промивання закінчують до початку тужавіння цементу. Даний спосіб рекомендується в разі використання нафтоцементних розчинів.

У випадку тампонування під тиском за обома схемами (із залишенням цементного корка вище перфораційних отворів, який в подальшому розбурюють; без залишення цементного корка) після промивання свердловини водою і виконання інших підготовчих робіт заливальні насосно-компресорні труби встановлюють на 10-15 м вище верхнього перфораційного отвору, обладнують гирло свердловини. Відтак відновлюють циркуляцію і кінцево перевіряють приймальність. Розуміється, що при підготовчих роботах і перевірці стовбура свердловини також визначають приймальність свердловини. Після закінчення попередніх операцій приступають до пропомповування цементного розчину [10].

Аналіз цементування великої кількості свердловин за різних умов показав, що чим меншою є різниця тисків при нагнітанні рідини у свердловину для перевірки приймальності і при протискуванні цементного розчину, тим повільніше його слід протискувати. Після досягнення максимального тиску протискування зупиняють заливальний агрегат і через кожну хвилину 2-3 рази знову перевіряють ступінь приймальності пласта при мінімальному подаванні розчину. Відтак приступають до вимивання залишків цементного розчину зворотнім способом (зворотнім промиванням).

Відмінність схем полягає в тому, що за першою схемою башмак НКТ перебуває в нерухомому стані до настання терміну тужавіння цементного



розчину, тобто в колоні вище інтервалу перфорації утворюється цементний корок, який потім розбурюють. Таким чином, за цією схемою протягом усього періоду твердіння цементного розчину свердловина перебуває під тиском, а насосно-компресорні труби знаходяться на заданій глибині.

За другою схемою, після протискування цементного розчину в пласт і плавного зниження тиску у свердловині, шляхом нарощування заливальних труб вимивають зі свердловини та НКТ залишки цементного розчину зворотнім шляхом. Такий технологічний прийом виключає необхідність розбурювання цементного корка в обсадній колоні.

Хоч можна застосовувати обидві схеми при цементуванні свердловини під тиском з метою ізоляції вод, однак, як показує промислова практика, перевагу слід віддати першій схемі, за якої до початку твердіння рівноважний стан цементного розчину в заколонному просторі та у водоносному пласті не порушується. У ході промивання з метою оголення інтервалу перфорації, як це робиться за другою схемою, цементний розчин, що проник у заколонний простір та у водоносний пласт і не встиг схопитись та затверднути, може витіснитись назад у свердловину. Як наслідок, стороння вода не буде ізольованою. Це особливо часто спостерігається в процесі ізоляції вод, які надходять із водоносних пластів з низькою проникністю. Тому, при виборі схеми ізоляції про це завжди слід пам'ятати.

*Вимивання залишеного у свердловині цементного розчину* здійснюють за наступним способом [10]. Після протискування в заколонний простір і у водоносний пласт можливої кількості цементного розчину, яка визначається ступенем приймальності і станом експлуатаційної колони, надмірну його кількість вимивають зворотнім промиванням з протитиском на пласт, а тривалість промивання за незмінного протитиску повинна бути не меншою часу початку схоплювання цього розчину. Надлишковий протитиск на пласт необхідно створювати для попередження зворотного надходження частини цементного розчину у стовбур свердловини. Навіть за мінімальної кількості надходження його із пласта погіршується якість цементування, оскільки водопровідні канали незначних розмірів при цьому виявляються неізольованими. Саме для ізоляції таких каналів і створюють підвищені тиски у ході протискування розчину. Якщо не створювати протитиски під час вимивання надмірної кількості цементного розчину, канали малих розмірів можуть слугувати шляхами повторного надходження сторонніх вод.

Найдоцільнішим технологічним процесом цементування під тиском слід вважати такий, за якого надлишковий тиск на пласт під час протискування цементного розчину рівний надлишковому тиску під час вимивання, тобто коли протягом всього періоду заливання до настання початку схоплювання цементного розчину тиск на вибої свердловини зали-

шається постійним. При визначенні тиску не можна орієнтуватись тільки на покази манометрів, встановлених на гирлі свердловини. Відомо, що за інших рівних умов під час руху висхідного потоку рідини по заливальних трубах тиск на вибої свердловини завжди є більшим, ніж в процесі руху рідини вгору по кільцевому просторі між насосно-компресорними трубами і експлуатаційною колоною. Тому при оцінці надлишкового тиску на пласт у ході ізоляційних робіт цю обставину завжди слід враховувати.

Необхідно також усунути умови *прихоплювання заливальних труб в процесі цементування* [10]. За даними промислової практики, в процесі цементування насосно-компресорні труби виявляються прихоплені в результаті нерегульованого проникнення цементного розчину в затрубний простір.

Проникнення цементного розчину в затрубний простір може відбутися в наступних випадках:

- обсадна колона вище башмака насосно-компресорних негерметична;
- негерметичні самі заливальні труби;
- при цементуванні відсутня циркуляція рідини в затрубному просторі.

Однак бувають випадки, коли насосно-компресорні труби і обсадна колона були герметичними, рідина циркулювала у свердловині, а НКТ виявлялись прихоплені цементом.

Відбувається це внаслідок неврахування *явища відривання струменя цементного розчину* при його русі в НКТ до вибою свердловини, суть якого полягає в наступному. Якщо після опускання заливальних труб приступають до пропомповування води через НКТ для відновлення циркуляції, то на манометрі, встановленому на цементувальній головці, фіксується певний тиск, який показує в основному значини гідравлічних опорів, котрі виникають у заливальних трубах і в колоні при русі в них потоку рідини.

Коли слідом за запомповуванням води в заливальні труби починає надходити цементний розчин з густиною  $\rho_{ц}$ , більшою за густину промивної рідини  $\rho_{в}$ , то тиск на головці в міру збільшення довжини стовпа цементного розчину в трубах починає знижуватись, і за деякої її значини  $L_0$  тиск доходить до нуля, точніше – до значини пружності парів над цементним розчином, близької до нуля.

У ході подальшого надходження цементного розчину в заливальних трубах появляється вакуум, внаслідок чого відбувається відривання запомпованого стовпа цементного розчину довжиною  $L_0$  від струменя, що безперервно надходить зверху. Цей стовп розчину, що відірвався, починає рухатися вже з іншою швидкістю  $v$ , більшою за швидкість  $v_0$ , яка була до появи вакууму і відривання струменя.

Між відірваним стовпом цементного розчину, що рухається вниз по заливальних трубах, і гирлом заливальних труб залишається змінна по довжині ділянка труб, яка не заповнена розчином. Запомповуваний у подальшому цементний розчин проходить цю ділянку окремими струменями, котрі стікають по стінках заливальних труб. Таким чином, збільшується довжина стовпа розчину, що відірвався. Вакуум з цього моменту зберігається під час запомповування до тих пір, поки цементний розчин рухається по заливальних трубах. Після закриття засуви на затрубному просторі розчин через перфораційні отвори скеровується в пласт.

Швидкість руху  $v_0$  цементного розчину на початку його запомповування в заливальні труби визначається подаванням насоса:

$$v_0 = Q/F, \quad (6.35)$$

де  $Q$  – подавання насоса;  $F$  – площа прохідного поперечного перерізу НКТ.

Зі швидкістю  $v_0$  рух продовжується до тих пір, поки стовп цементного розчину в заливальних трубах не досягне довжини  $L_0$ , при якій рушійна сила  $L_0g(\rho_{\text{ц}} - \rho_{\text{в}})$  не скомпенсує гідравлічні втрати, котрі виникають під час руху рідини в насосно-компресорних трубах і затрубному просторі, де  $g$  – прискорення вільного падіння.

Значину  $L_0$  можна визначити з рівності:

$$L_0g(\rho_{\text{ц}} - \rho_{\text{в}}) = p_{\text{w}} - p_0, \quad (6.36)$$

де  $p_{\text{w}}$  – гідравлічні втрати тиску;  $p_0$  – атмосферний тиск.

Гідравлічні втрати тиску  $p_{\text{w}}$  можна обчислити за показами манометра або за допомогою формул трубної гідравліки.

Знаючи  $L_0$  і  $v_0$ , легко визначити і тривалість часу, коли цей момент настане:

$$t = L_0/v_0. \quad (6.37)$$

У цей момент весь потік рідини в заливальних трубах і в експлуатаційній колоні може розглядатися як потік із скомпенсованими гідравлічними втратами, тобто який рухається як би без тертя. Наступне подавання насосом рідини поверх цементного розчину можна розглядати як постійне діяння на систему, яка перебуває в даний момент у русі без тертя. Ця постійно діюча сила повинна викликати прискорення руху, тобто стовп цементного розчину довжиною  $L_0$  повинен почати рухатися зі швидкістю  $v > v_0$ , внаслідок чого неминуче відбудеться його відрив від верхнього стовпа рідини, оскільки вона продовжує рухатись зі швидкістю  $v_0$ .

При визначенні швидкості руху цементного розчину по заливальних трубах можна користуватися двома наступними простими формулами.

а) до відриву

$$v_0 = Q/F, \quad (6.38)$$

б) після відриву

$$v = v_0 \rho_{\text{ц}} / \rho_{\text{в}} . \quad (6.39)$$

За допомогою цих формул знаходять момент часу початку перекивання засуви на затрубному просторі. Правильне встановлення моменту початку перекивання засуви на затрубному просторі – необхідний захід, який попереджає прихоплювання труб.

Слід враховувати, що відривання стовпа цементного розчину є недопустимим. Не допустити відривання можна також регулюванням швидкості руху цементного розчину в заливальних трубах. Наявність у заливальних трубах стовпа цементного розчину і відсутність відриву струменя повинні характеризуватись, очевидно, певним тиском на гирлі свердловини (на головці). Тому, якби за весь час пропомповування цементного розчину на гирлі свердловини зберігався деякий тиск, то можна, напевне, попередити відривання його стовпа. Досягнути цього можна регулюванням струменя висхідного потоку рідини, для чого необхідно засуви, яка з'єднується із затрубним простором, трохи прикрити і протягом усього періоду запомповування цементного розчину і протискування його до кінця заливальних труб регулювати вихід із свердловини рідини. Показник правильного регулювання – наявність навіть незначного тиску на гирлі, за яким виснують про правильність руху стовпа цементного розчину в заливальних трубах.

Слід визнати доцільним закривати засуви на затрубному просторі в момент, коли нижня межа цементного розчину перебуває на відстані 150-200 м від башмака насосно-компресорних труб. Здійснення цих заходів, якщо експлуатаційна колона і заливальні труби не мають дефекту, повинно запобігти потраплянню цементного розчину в кільцевий простір.

*Об'єм цементного розчину для ізоляції води* вибирається із таких міркувань [10]. Якщо водоносний пласт високопроникний, а тиск у ньому не є вищим гідростатичного тиску, не трудно ізолювати воду шляхом цементування свердловини під тиском. За таких умов цементний розчин запомповують у декілька прийомів, оскільки за один прийом не можна запомпувати велику кількість цього розчину, якщо навіть задалегідь відомо, що весь об'єм буде поглинутий пластом. Пояснюється це тим, що часто в процесі запомповування цементного розчину за високої приймальності пласта тиск миттєво підвищується і більша частина його залишається у свердловині.

Видалення же із свердловини шляхом вимивання великої кількості цементного розчину до початку його схоплювання іноді пов'язано з великими труднощами. Тому у ході цементування під тиском, незалежно від приймальності привибійної зони пласта, максимальний об'єм цементного розчину приймають із розрахунку можливості його повного видалення із

свердловини шляхом вимивання зворотнім способом (зворотнім промиванням) до настання часу його схоплення.

Очевидно, що необхідно враховувати ще одну важливу умову: максимальний тиск вимивання повинен бути узгоджений з допустимими тисками на експлуатаційну колону. З урахуванням цих умов і визначають максимальний об'єм цементного розчину, який може бути запомпований в один прийом у свердловину для проведення процесу цементування під тиском. У необхідних випадках як рідину для вимивання можна використовувати крейдовий розчин або хлоркальцієву воду густиною 1200-1300 кг/м<sup>3</sup>.

### Ізоляція водоносних пластів при поглинанні рідини

Ізоляція таких пластів має деякі особливості [10]. Так, нерідко доводиться ізолювати воду при інтенсивному поглинанні рідини у ході повернення з нижніх обводнених пластів на вищезалеглий продуктивний пласт. Для прискорення ремонту свердловин, які інтенсивно поглинають рідину, і зменшення витрати тампонажного цементу та кількості повторних заливань застосовують метод цементування свердловин під тиском із попереднім введенням піску в пласт.

*Суть цього методу* полягає в тому, що на гирлі встановлюють трійник або хрестовик, після чого у свердловину опускають заливальні труби, нижній кінець яких встановлюють вище фільтра на відстані 2-5 м. Визначивши положення статичного рівня і глибину вибою, у лійку, яка з'єднана із заливальними трубами, запомповують воду. Через 3-5 хв., не припиняючи запомповування води, у лійку безперервно і рівномірно вводять пісок. Водопіщана суміш після виходу із башмака заливальних труб надходить у пласт, у міру насичення якого піском і зменшення поглинання, кількість піску, який вводять у потік, зменшують, зберігаючи подавання насоса до відновлення циркуляції.

У свердловинах з низьким статичним рівнем при запомповуванні водопіщаної суміші в труби одночасно в затрубний простір нагнітають воду; тим самим створюються умови, які запобігають можливості прихоплювання труб піском. Після відновлення циркуляції продовжують пропомповувати рідину, а відтак шляхом допускання труб і промивання розкривають весь фільтр. Потім закривають затрубний простір і запомповують рідину в пласт з таким розрахунком, щоб пісок не затримувався поблизу стовбура свердловини. Якщо у ході протискування свердловина знову починає інтенсивно поглинати, то роботи із введення водопіщаної суміші в пласт продовжують до тих пір, поки пласт не наповниться піском до такого ступеня, що дасть змогу за один або два прийоми провести цементування під тиском.

## Цементування свердловин з малою приймальністю

Таке цементування також потребує окремого підходу [10]. У промисловій практиці бувають випадки, коли навіть після тривалого дренажування поглинальна здатність свердловини зовсім не підвищилася і за допомогою заливального агрегату не вдається запомпувати в пласт помітну кількість рідини. У розвідувальних свердловинах, коли ще погано дослідженою є характеристика зустрінутих у розрізі вод, на основі цього можна припускати, що виявлена під час освоєння свердловини стороння вода є пластовою.

Основна причина невдалих заливань у розглянутих випадках полягає у невідповідності характеристики цементувального агрегату умовам протискування цементного розчину. Для забезпечення протискування цементного розчину через перфораційні отвори або через спеціальні перфоровані отвори за експлуатаційну колону з метою ізоляції водопровідних каналів необхідно створити щонайменше ті ж умови, які спостерігались під час припливу води у свердловину при її випробовуванні, тобто потрібно отримати однакові значини дебітів і швидкостей у ході руху води у свердловину.

Виходячи з цих міркувань, розроблено наступний метод цементування під тиском. *Суть цього методу* полягає в тому, що витрата рідини у ході протискування цементного розчину відповідає поглинальній здатності водопровідних каналів. Такий спосіб цементування свердловин під тиском, в яких потрібно виправляти невдало зроблений тампонаж, а приймальність є дуже незначною, виявився досить ефективним.

Так, одна із розвідувальних свердловин в Ухтинському районі (РФ) розкрила два пласти. Під час випробовування нижнього пласта отримано приплив води. Після встановлення цементного моста перфоровали верхній пласт, що мав добру каротажну характеристику. У ході випробовування отримали приплив води без ознак нафти, тартанням рівень рідини нижче 560 м знизити не вдалось. У зв'язку з негативними результатами випробовування обидвох пластів і відсутністю інших об'єктів для випробовування постало питання про ліквідацію свердловини. Однак вирішили для ізоляції води застосувати замість заливального агрегату гідравлічний прес. На вибій свердловини в желонці зі спеціальним клапаном опустили 0,3 м<sup>3</sup> цементного розчину і при кінцевому тиску 7 МПа протиснули за експлуатаційну колону 148 л за 40 хв. (за середнього подавання гідравлічного преса 3,7 л/хв.). Уся операція з кінця протискування до моменту затвердіння цементного розчину зайняла 2 год. 55 хв. Після затвердіння цементного розчину цементний камінь розбурили нижче заливальних отворів. Випробування на ізоляцію води зниженням рівня рідини до 600 м шляхом тартання свердловина витримала. Відтак простріляли

отвори в попередньому інтервалі; під час дослідження отримали приплив нафти без ознак води.

Цементування за допомогою гідравлічного преса проводять як із подаванням цементного розчину на вибій через опущені у свердловину заливальні труби, так і за допомогою желонки зі спеціальним клапаном. Процес цементування за першим способом здійснюють у наступній послідовності. Після пропомповування цементного розчину (розрахункової кількості) за допомогою цементувального агрегату заливальні труби припіднімають на 15-20 м вище стовпа цементного розчину в колоні і до гирла підключають гідравлічний прес. Затрубну засуву закривають і за допомогою гідравлічного преса починають протискувати цементний розчин у водопровідні канали. Оскільки подавання гідравлічного преса є незначним, тиск у процесі протискування піднімається дуже повільно. Це сприяє поступовому заповненню цементним розчином водопровідних каналів, по яких протікає вода за експлуатаційною колоною. Для свердловин глибиною до 1500 м подавання цементного розчину на вибій можна здійснювати спеціальними желонками.

Вказаний метод цементування можна успішно застосовувати у ході ізоляційно-оздоровчих робіт для лагодження цементного кільця за експлуатаційною колоною, коли приймальність водопровідних каналів є набагато меншою, ніж подавання цементувального агрегату.

#### Підвищення проникальної здатності цементного розчину

Підвищення проникальної здатності цементного розчину є одним із способів здійснення ізоляції припливу води із слабкопроникних пластів [10]. Якість цементування свердловини під тиском з метою ущільнення цементного кільця за експлуатаційною колоною та ізоляції сторонніх вод (верхніх і нижніх) у певній мірі залежить від проникальної здатності цементного розчину, особливо коли водопровідні канали мають малі розміри. Проникальну здатність розчину можна підвищити застосуванням двох технологічних прийомів – промиванням заколонного простору; використанням спеціальних додатків до цементного розчину і буферної рідини.

Заколонний простір доцільно промивати із використанням кислотних розчинів (наприклад, суміші соляної і фтористоводневої кислот), спеціальної пінної системи, утвореної на основі піноутворювального розчину, що володіє пептизувальними властивостями (наприклад, пінна система, яка використовується для освоєння свердловин з одночасним очищенням привибійної зони пласта). Технологія промивання заколонного простору полягає в запомповуванні заданих об'ємів цих систем, витримуванні свердловини протягом 1-2 год. і освоєнні свердловини шляхом зниження

тиску на вибої, але без викликання припливу рідини із пласта, якщо цементування заплановано проводити через перфораційні отвори в зоні продуктивної частини пласта. Такий спосіб промивання (очищення) заколонного простору виконується 2-3 рази, а потім приступають до запомповування цементного розчину. Дуже важливо при цьому зберегти проникальну здатність цементного розчину. Для цього використовують буферну рідину, якою може бути той же піноутворювальний розчин, з якого отримують піну для очищення привибійної зони. Окрім здійснення цих досить корисних і необхідних заходів слід ще підвищити рухомість цементного розчину, щоб мати незначні розміри водопровідних каналів у цементному кільці, які пропускають сторонні – верхні і нижні – води.

Як відомо, схоплювання і твердіння в'язучої речовини полягає в тому, що при змішуванні з водою вона утворює пластичне тісто, яке перетворюється згодом на тверде кам'яноподібне тіло з певною міцністю. Це перетворення відбувається не одразу, а поступово і зумовлене перебігом ряду хімічних і фізичних процесів (див. вище § 2.2.17). Процес схоплювання виражається в тому, що пластичне тіло, яке володіє великою рухомістю, починає ущільнюватись і гуснути, що відповідає початку схоплювання. У подальшому це тісто щораз більше ущільнюється, втрачає пластичність, набуває крихкої консистенції і поступово перетворюється у тверде тіло, яке спочатку не володіє значною міцністю. Цей момент відповідає кінцю схоплювання. Відтак відбуваються подальші хімічні та фізичні перетворення, які супроводжуються наростанням міцності. Останнє характеризує собою твердіння в'язучих речовин.

Початкова стадія твердіння, за П.А. Ребіндером, полягає в переході йонів із решітки цементних мінералів у водне середовище та гідратації їх у цьому середовищі з наступною кристалізацією із перенасиченого розчину нового стійкого в цих умовах гідрату. Кристалики гідратів, які виділяються з перенасиченого розчину, є зародками нової фази. На першій стадії твердіння, поки кількість новоутворень є невеликою, з цих новоутворень і первинних частинок в'язучої речовини виникає коагуляційна структура – просторова решітка, яка утворюється шляхом хаотичного зчеплення найдрібніших частинок дисперсної твердої фази через тонкі залишкові прошарки рідинного дисперсійного середовища. Міцність такої структури є порівняно невеликою, оскільки вона зумовлена досить слабкими молекулярними силами зчеплення. Характерною властивістю коагуляційних структур є тиксотропність, тобто здатність до зворотного відновлення структури після руйнування її.

Наступний етап твердіння – поява каркасу просторової кристалізаційної структури (інакше, структури твердіння), що має міцність у десятки разів вищу порівняно з коагуляційною структурою. Найбільшу міцність структури



твердіння отримують за таких умов гідратації, коли кристалики новоутворень сягають достатньої величини при мінімальних внутрішніх тисках.

Із теорії П.А. Ребіндсера випливають такі практично важливі наслідки. Як було сказано, коагуляційна структура є тиксотропною, її руйнування не призводить до шкідливих наслідків. Навпаки, руйнування структури, в якій уже виник каркас із кристаликів, призводить до руйнування контактів зростання і до різкого зниження міцності в'язучого матеріалу при його подальшому твердненні. Якщо таке руйнування провести в достатньо пізній період, то в матеріалі взагалі не може утворитися в подальшому структура твердіння навіть в тому випадку, коли до моменту початку руйнування процес гідратації ще не закінчився. Якість водоізоляції в цьому випадку буде низькою і приплив води не буде припинено.

Міцність структури визначається перш за все міцністю контактів зростання між окремими кристаликами гідратів. Будучи місцями безпосереднього зростання кристаликів, ці контакти володіють викривленою кристалічною решіткою. Окрім того, вони термодинамічно нерівноважні, внаслідок чого мають вищу розчинність порівняно з великими кристаликами. Для збереження контактів в умовах вологого зберігання (за наявності водного середовища в порах структури) необхідно безперервно підтримувати певний ступінь перенасичення. В іншому випадку після закінчення гідратації кристалізаційні контакти (кристалізаційні мости) самовільно розчиняються і перекристалізуються в правильно сформовані вільні кристали. Як наслідок, відбувається порушення структури. Для в'язучих матеріалів, які швидко гідратують, структура може порушитись, а для повільно гідратуючого портландцементу це практично не спостерігається, оскільки в твердіючому цементному камені завжди є достатня кількість великих зерен, що не встигли прогідратуватися, і підтримують ступінь перенасичення на необхідному рівні. Для попередження руйнування структури твердіння необхідно завершити процес запомповування цементного розчину до настання коагуляційної структури (до початку схоплювання). Це можна досягти значним збільшенням рухомості цементного розчину. Щоб збільшити рухомість, до цементу додають пластифікувальні поверхнево-активні речовини.

Пластифікований портландцемент виготовляють шляхом введення у звичайний портландцемент під час його помелу пластифікувального поверхнево-активного додатка, що надає цементному розчину підвищеної рухомості (див. вище § 2.2). Таким додатком слугує концентрат сульфїт-спиртової барди (ССБ). У залежності від вмісту сухих речовин ці концентрати поділяють на три марки: рідинні (КБР) із вмістом сухих речовин не менше 50%; тверді (КБТ) – не менше 76% і порошкоподібні (КБП) – не менше 87%. Їх можна використовувати при помелі клінкеру.

Активною речовиною у концентратах ССБ є кальцієві солі лігносульфонових кислот. Пластифікувальне діяння ССБ П.А. Ребіндер пояснює тим, що лігносульфонати утворюють на поверхні цементних частинок колоїдні адсорбційні шари гідрофільного характеру. Ці плівки сприяють повнішому змочуванню частинок водою, усувають безпосередні зчеплення між ними, перешкоджають агрегації цементних частинок з утворенням пластівців (флокул), і переводять таким чином структуру цементно-водної суспензії із коагуляційної в пептизаційну. У цементної пасти при цьому зменшується опір зсуву, чим і пояснюється збільшення рухомості. Причому ССБ можна вводити і в ході замішування цементу.

На цементних заводах ССБ вводять при помелі в кількості 0,15-0,25% (розраховуючи на суху речовину барди) від маси цементу. Підвищення вмісту барди викликає різке сповільнення схоплювання і тверднення цементу. Оптимальний вміст ССБ встановлюють дослідним шляхом; він залежить від мінералогічного складу клінкеру (високоалюмінатні клінкери потребують великої дози барди), тонкості помелу цементу, а також від виду і кількості мінеральних додатків, що вводяться при помелі. ССБ – адсорбційний понижувач твердості клінкеру, що інтенсифікує його помел. Введення пластифікувальних додатків не призводить до створення нових особливих цементів, а лише надає існуючим додаткових властивостей.

Як додатки можна використовувати також високомолекулярну аніонну поверхнево-активну речовину (КМЦ), колоїдні ПАР та ін. Використовують також аеросилоцементні композиції, які володіють високою проникальною здатністю і дають змогу вводити в ізольований інтервал у 1,5-2,5 рази більший об'єм в'язучої речовини. Підвищений вміст колоїдної фракції новоутворень в об'ємі системи забезпечує більший ступінь герметизації водопровідних каналів.

Таким чином, для збільшення проникальної здатності цементного розчину, що дає змогу значно підвищити ефективність ізоляції водопровідних каналів, рекомендується наступне.

1. Після перевірки стану вибою свердловини та експлуатаційної колони необхідно промити (очистити) заколонний простір через фільтр або спеціально перфоровані отвори. Як промивну систему можна використовувати розчин суміші кислот (соляна і фтористоводнева) або піну, приготувану на основі колоїдних ПАР (ОП-10, сульфолон), гідроксиду натрію, нафти і спирту (метанол, етиленгліколь, діетиленгліколь). Технологія промивання (очищення) заколонного простору включає в себе наступні операції: запомповування в заколонний простір одного із вказаних видів промивних систем; витримування свердловини протягом 0,5-1 год.; видалення із заколонного простору кольматувальних речовин шляхом зниження рівня рідини у свердловині, але без викликання припливу із

продуктивного пласта, якщо цементування проводилось через експлуатаційний фільтр. Процес запопмування у за колонний простір промивної системи і видалення кольматувальних речовин слід повторити 2-3 рази.

2. Необхідно приготувати цементний розчин із пластифікувальними поверхнево-активними додатками.

3. Перед подаванням у свердловину цементного розчину слід запопмувати в НКТ 1-2 м<sup>3</sup> буферної рідини – піноутворювального розчину, який використовується для приготування піни з метою очищення за колонного простору.

### Способи тампонування

*Комбінований спосіб тампонування* застосовують тоді, коли необхідно залишити свердловину під тиском на час до кінця процесу тужавіння цементного розчину. Суть способу така. Нижній кінець заливальних труб встановлюють біля нижніх отворів фільтра. Після запопмування цементного розчину і витіснення його із заливальних труб останні припіднімають до глибини вище рівня цементного розчину в обсадній колоні труб. Відтак горло свердловини герметизують, а цементний розчин протискують у пласт крізь фільтр, запопмуючи із поверхні рідину в заливальні труби або одночасно в труби і затрубний простір. Потім свердловину герметично закривають і залишають під тиском на час до кінця процесу тужавіння цементного розчину.

*Застосування пакерів у процесі цементування під тиском* має ряд переваг: а) високий тиск, який створюється в заливальних трубах під час протискування тампонажного розчину, не передається на експлуатаційну колону в інтервалі вище встановленого пакера; б) тампонажний розчин не може проникнути в затрубний простір; в) стає можливим цементування свердловини під тиском за негерметичної верхньої частини експлуатаційної колони.

*Тампонування без тиску* здійснюють у випадках, коли необхідно створити новий цементний вибій (цементний корок) у стовбурі свердловини або перекрити нижню частину фільтра цементним каменем. Цей спосіб застосовують, в основному, в разі повернення на вищезалеглий горизонт, коли немає небезпеки проривання сторонніх вод. Процес цементування протікає успішно, якщо свердловина є добре промитою і не поглинає рідини. У разі повного або часткового поглинання рідини свердловину треба засипати піском чи глиною для перекриття отворів фільтра.

Тампонування без тиску можна здійснити за допомогою цементувального (заливального) агрегату або за способом „сифона”.

Для тампонування з допомогою цементувального агрегату (ЦА) після обстеження експлуатаційної колони у свердловину опускають заливальні

труби до глибини, що відповідає нижньому рівню створюваного цементного корка, і обв'язують поверхневі комунікації (рис. 6.13). Після з'єднання цементувальної арматури – блоку маніфольдів (БМ) з цементувальними агрегатами (ЦА), змішувальними машинами (ЗМН) і опресування комунікацій пропомповують воду в кількості 1,5-2,0 об'ємів заливальних труб (для контрольної перевірки їх чистоти). Потім у труби запомповують розрахунковий об'єм цементного розчину і витискують його в кільцевий простір для вирівнювання висоти стовпа розчину в заливальних трубах і в затрубному просторі, після чого піднімають труби на висоту створюваного цементного корка і зворотним промиванням видаляють рештки цементного розчину. Коли цементний розчин затвердіє, шляхом допускання труб із промиванням водою перевіряють місцезнаходження і міцність новоствореного цементного вибою.

Контрольоване встановлення цементних мостів полягає в наступному. При бурінні та підземному ремонті свердловин, ліквідації поглинень бурового розчину, бурінні других стовбурів, а також при ізоляції пластів широко застосовують технологію встановлення цементних мостів. У цьому випадку через насосно-компресорні або бурильні труби запомповують необхідну кількість цементного розчину в заданий інтервал

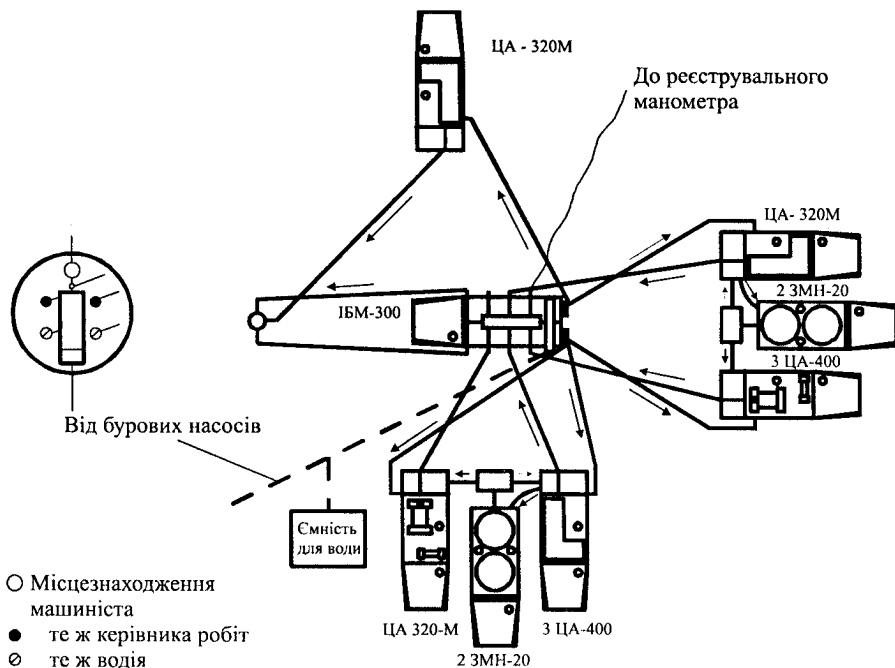


Рис. 6.13 – Схема обв'язування агрегатів для цементування свердловини

стовбура свердловини, припіднімають колону труб на висоту, що відповідає верхній межі цементного моста, а за рахунок циркуляції бурового розчину зрізають міст з метою попередження прихоплення колони труб [7].

Не дивлячись на простоту та багаторічний досвід практичного застосування такої технології, успішність її продовжує залишатися невисокою, особливо за великої глибини свердловини, наявності у стовбурі каверн та за необхідності встановлення моста у вузькому інтервалі висотою 3-5 м. Наприклад, за даними кол. інституту УкрНДПІНВ цементний міст із застосуванням традиційної технології, як правило, вдається встановити тільки після другої спроби. Основними причинами такого становища є перемішування цементного розчину з витіснювальною та витискуваною рідинами в ході його транспортування по трубах і кільцевому просторі, а також відсутністю контролю.

Ці недоліки виключаються при використанні способу контрольованого встановлення цементних мостів без застосування спеціальних пристосувань та зміни існуючої технології. Суть даного способу зводиться до того, що на додаток до традиційної технології встановлення цементних мостів застосовують два пропомповувані розділювачі з в'язкопружної суміші (ВПС). Завдяки цьому не тільки попереджується перемішування цементного розчину з витіснювальною та витискуваною рідинами при транспортуванні його по колоні труб, але й за стрибком тиску фіксується початок та кінець виходу цементного розчину в затрубний простір, а також покращується якість заповнення затрубного простору та каверн цементним розчином. Для підсилення сигналу в кінці колони труб встановлюють будь-яке звуження (патрубок, діафрагму з меншим внутрішнім діаметром, долото, що застосовується при бурінні і т.д.).

*Практичне застосування технології за цим способом* розглянемо на прикладі встановлення цементного моста на глибині 3600 м у технічній колоні (245мм) у свердловині 674 родовища Барса-Гельмес. До застосування даної технології у цій свердловині проведено дві неуспішні операції із встановлення цементного моста традиційним способом.

У свердловину 674, заповнену глинистим розчином густиною 1650 кг/м<sup>3</sup>, було опущено бурильний інструмент у наступній компоновці: долото №9, труби 140 мм×46м, пристрій „уіпсток” для напрямлення долота при вирізанні „вікна”, труби 127мм×370м, 140мм×3198м.

Застосування даної технології зводилося до наступного. Через маніфольд станції контролю цементування (СКЦ) у колону труб послідовно запомпували 0,4 м<sup>3</sup> ВПС, приготовленої на основі 2% водного розчину ПАА з додаванням смоли СФ-282 і технічного формаліну в об'ємному співвідношенні 100:1:1, 3 м<sup>3</sup> цементного розчину середньою густиною 1750 кг/м<sup>3</sup>, 0,3м<sup>3</sup> ВПС, а потім протискувальну рідину – глинистий розчин.

Аналіз контрольних записів показав, що в кінці протискування при постійній витраті рідини 18 л/с спостерігалось плавне підвищення тиску від 4-6 до 10 МПа, яке сигналізувало про проходження ВПС через долотні отвори.

Потім тиск плавно знижувався, що відповідало початку виходу в кільцевий простір цементного розчину. Після цього сигналу різко зменшили швидкість запомповування і, подавши ще 2м<sup>3</sup> протискувальної рідини, зупинили процес.

Дальше відкрутили труби від пристрою „уіпсток” і після піднімання 100 м труб пропомпували глинистий розчин для зрізання моста. Зрізування здійснювали через маніфольд бурової, тому на діаграмі СКЦ другий стрибок тиску, відповідний закінченню виходу цементного розчину в затрубний простір, не зафіксовано. До кінця повного циклу промивання із свердловини вийшла „пачка” густої суміші глинистого розчину з ВПС та протискувальною рідиною. Через добу після ОТЦ (очікування твердіння цементу) встановили, що отримано якісний міст і пристрій „уіпсток” закріплено надійно. Розбурювання моста, вирізування колони і поглиблення свердловини були здійснені без яких-небудь ускладнень.

### ***6.8.3 Обмеження надходження вод та ізоляція їх із використанням піноцементного розчину***

#### **Технологічні основи**

Піноцементний розчин – це трифазна піна. Стійкість піни, як і міцність її бульбашок, за присутності частинок цементу різко зростає; при цьому стійкість піни підвищується із збільшенням міцності прилипання частинок цементу до бульбашок повітря [449]. Піноцементний розчин, який призначений для виконання ремонтно-ізоляційних робіт у свердловинах, після його запомповування в привибійну зону пласта знаходиться в дуже складній фізико-хімічній обстановці, оскільки в піноцементному розчині зерна цементу можуть частково відділятися від бульбашок і випадати із системи при зустрічі піни з потоком води в міру надходження її в привибійну зону пласта. Крім того, стійкість піни знижується за наявності нафти; ті ж явища будуть відбуватися в процесі експлуатації свердловини. У цьому випадку недостатньо міцно прикріплені до бульбашок повітря зерна цементу відділятимуться від них і виноситимуться у свердловину.

Такі явища додають системі ще й деякої селективності, що має істотне значення для процесу обмеження водопритоку. Перевага піноцементного розчину в порівнянні із звичайним цементним розчином полягає і в тому, що значно збільшується зона охоплення піною внаслідок закупорювальних властивостей, малої густини і пружності системи. Оскільки ремонтно-ізоляційні роботи переважно виконують у сверд-

ловинах, що експлуатують дуже дреновані пласти, то запомповувані звичайні цементні розчини проникають в основному у високопроникні прошарки, дренажні канали, не діючи при цьому на значну частину розкритої товщини пласта. Піноцементний розчин, який запомповується в пласт, закупорює високопроникні прошарки внаслідок прилипання бульбашок до поверхні водопровідних каналів і виникання початкового тиску зсуву, так як піна є в'язко-пластичною пружною системою, що володіє структурно-механічними властивостями. У результаті піноцементний розчин охоплює всю зону, доступну для його проникання. Цьому сприяють мала густина і пружні властивості. Під дією пружної енергії запомповуваний у привибійну зону пласта піноцементний розчин прагнучиме переміщатися вгору по заколонному простору. Крім того, наявність бульбашок повітря і ПАР надає цементному розчину підвищену рухомість і проникальну здатність. Завдяки таким властивостям використання піноцементного розчину уможливорює за певних умов вирішити в одній свердловині декілька завдань: обмеження водопритоку, відновлення цементного кільця за колоною, ізоляція вод, що залягають нижче і вище продуктивного пласта. Крім того, піноцементні розчини можна використовувати для часткової ізоляції дуже обводнених високопроникних пластів та прошарків і тим самим створити сприятливі умови для вироблення низькопроникних пластів та прошарків, які зазвичай погано віддають нафту або зовсім не охоплюються розробкою [449].

Для приготування піноцементного розчину використовують тампонажні цементи (див. вище § 2.2), а як піноутворювачі – нейоногенні та йоногенні ПАР з масовою часткою 0,2-1 % (за активною речовиною); ступінь аерації залежить від пластового тиску. Водоцементне відношення береться рівним 0,5-0,6 [449].

### Технологія робіт із використанням піноцементних розчинів

Технологія процесу нагнітання і протискування в пласт піноцементного розчину на відміну від звичайного цементного розчину відрізняється лише тим, що одночасно запомповують цементний розчин з додаванням ПАР і повітря, для чого застосовують аератор (типу труба в трубі). У зовнішню трубу запомповують цементний розчин із додаванням ПАР, а у внутрішню перфоровану трубу аератора – стиснуте повітря. У результаті змішування в аераторі повітря з цементним розчином і додавання ПАР отримують піну, яку відтак подають у НКТ.

Для уникнення ускладнень під час ремонтних робіт необхідно перш за все перевірити стан експлуатаційної колони, використовуючи свинцеву печатку з одночасним промиванням свердловини до вибою. Якщо пластовий тиск рівний 0,8 гідростатичного тиску і нижче, то свердловину

слід промивати двофазною піною. Вимірявши вибій і за необхідності пластовий тиск, у свердловину опускають насосно-компресорні труби із встановленням башмака (труби із зрізом) на 3-5 м вище верхніх перфораційних отворів. Після цього обладнують гирло і визначають приймальність привибійної зони пласта. Операції з підготовки свердловини до ремонтно-ізоляційних робіт виконують у строгій відповідності з існуючими вимогами, оскільки успіх процесу ізоляції багато в чому залежить від ретельності виконання підготовчих робіт [449].

Схему розташування наземного устаткування для виконання ремонтно-ізоляційних робіт із використанням піноцементного розчину показано на рис. 6.14. Піноцементний розчин запомповують у свердловину в такому порядку. Цементний розчин із цементозмішувача 7 подають у приймальну ємність 6 цементувального агрегату. У цю ж ємність з ємності 5 подають розчин ПАР і КМЦ. У ємності 6 розчин змішують з розчинами ПАР і КМЦ, потім цю суміш подають у зовнішню трубу аератора 3, куди одночасно надходить повітря, яке нагнітається компресором 4 у внутрішню перфоровану трубу аератора. Піноцементний розчин, утворений в аераторі в результаті змішування повітря і цементного розчину з додаванням ПАР та КМЦ, по лінії 2 надходить у насосно-компресорні труби 1.

Після запомповування піноцементного розчину (50% від об'єму НКТ з розрахунку на цементний розчин) перекривають кран на кільцевому просторі і подальше запомповування цього розчину продовжують при герметизованому кільцевому просторі. Остаточне пропомповування розчину в привибійну зону пласта здійснюють водним розчином ПАР. Після закінчення процесу протискування піноцементного розчину в при-

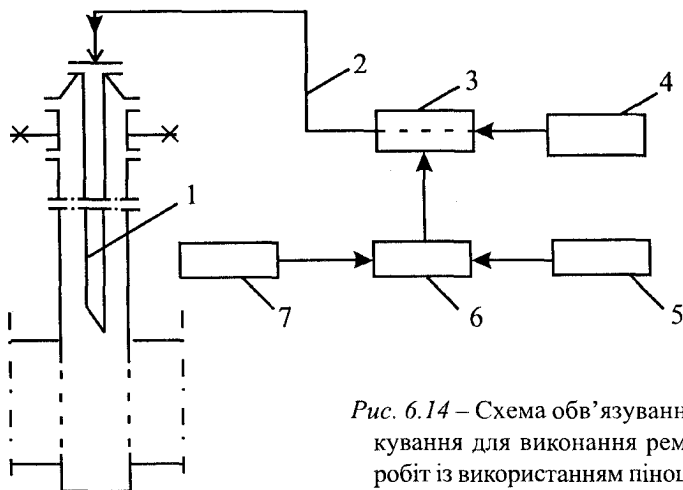


Рис. 6.14 – Схема об'язування наземного устаткування для виконання ремонтно-ізоляційних робіт із використанням піноцементного розчину



вибійну зону пласта свердловину закривають на 15-20 хв. для стабілізації тиску, відтак вимивають надлишки розчину шляхом нарощування труб до вибою з використанням технічної води. Потім припіднімають насосно-компресорні труби на 200-300 м і закривають свердловину для застосування піноцементного розчину.

Сторонні води (верхні і нижні), як правило, ізолюють за способом цементування під тиском із використанням піноцементного розчину [449]. Цементування проводять через фільтр, якщо немає побоювання забруднити продуктивний пласт, або через перфораційні отвори, які простріляно навпроти глин, котрі розташовані вище або нижче за покрівлю пласта. У цьому випадку кількість отворів, котрі перфорує, не перевищує 1-3. Таку кількість отворів приймають, щоб не послабити колону і не створювати додаткового джерела проривання сторонньої води. При цементуванні під тиском з метою ізоляції сторонніх вод необхідно виконувати декілька найважливіших умов, які можуть гарантувати високу якість роботи [449].

*Об'єм піноцементного розчину* вибирають аналогічно, як і об'єм цементного розчину (див. вище § 6.8.2).

*Схеми цементування під тиском* зазвичай вибирають такими: а) із залишенням цементного корка вище за перфораційні отвори, який надалі розбурюють; б) без залишення цементного корка. За обома схемами після промивання свердловини водою і виконання інших підготовчих робіт заливальні (насосно-компресорні) труби встановлюють на 10-15 м вище за верхній перфораційний отвір, обладнують гирло свердловини. Потім відновлюють циркуляцію і остаточно перевіряють ступінь поглинання. Враховують, щоб у ході підготовчих робіт і перевірки стовбура свердловини була також визначена її приймальність. Після закінчення цих попередніх операцій приступають до пропомповування піноцементного розчину, як і цементного розчину (див. вище § 6.8.2).

*Вимивання піноцементного розчину, що залишився у свердловині*, здійснюють аналогічно, як і цементного розчину (див. вище § 6.8.2).

Надлишки піноцементного розчину можна видаляти із свердловини як прямим, так і зворотним способами промивання. Для цього на гирлі свердловини, окрім цементувальної арматури, необхідно мати спеціальний герметизувальний пристрій, який дає змогу швидко перемикає потоки вхідної у свердловину і вихідної рідин. Тиск на вибої свердловини повинен бути постійним, рівним або дещо вищим за вибійний тиск у момент протискування піноцементного розчину в пласт. Це можна досягти вимиванням надлишків піноцементного розчину з протитиском. Така необхідність викликана тим, щоб не порушувати рівноважного стану піноцементного розчину, який знаходиться в привибійній зоні пласта, в

період його тужавіння і твердіння. Після закінчення терміну твердіння піноцементного розчину (не менше 24 год.) приступають до освоєння свердловини.

У ряді випадків процес запомповування в привибійну зону пласта піноцементного розчину необхідно проводити з подальшим розбурюванням зайвого піноцементного каменю в колоні. Такий спосіб особливо є важливим у тих випадках, коли запомпований у пласт під тиском піноцементний розчин за деякого зниження вибійного тиску витісняється з привибійної зони назад у стовбур. Це на практиці спостерігається особливо за низької проникності привибійної зони пласта, коли вдається протиснути в нього відносно малі об'єми піноцементного розчину за високого тиску.

Описаний спосіб запомповування піноцементного розчину для виконання ремонтно-ізоляційних робіт придатний у випадках, коли у свердловині спостерігається циркуляція рідини.

Проте в процесі запомповування у свердловину піноцементного розчину навіть за сприятливих умов відбувається прихоплення насосно-компресорних труб внаслідок надходження розчину в кільцевий простір, не дивлячись на цілісність обсадної колони і заливальних труб та наявності циркуляції. Це можна пояснити наступним. У період відновлення циркуляції і пропомповування рідини перед заливанням піноцементного розчину на манометрі встановлюється певний тиск  $p$ , що характеризує в основному гідравлічні втрати в заливальних трубах і в експлуатаційній колоні під час руху в них потоку рідини. Коли вслід за запомпованою рідиною в заливальні труби починає надходити піноцементний розчин з густиною більшою, ніж густина промивної рідини, тиск на гирлі в міру збільшення висоти стовпа піноцементного розчину в трубах починає поступово знижуватися і при деякій значині висоти  $l$  доходить до тиску  $p = 0$ . При подальшому надходженні нових порцій піноцементного розчину в заливальних трубах появляється розрідження, і запомпований піноцементний розчин висотою стовпа  $l$  відривається від піноцементного струменю, що безперервно надходить зверху; піноцементний розчин, що відірвався, починає рухатися вже з іншою швидкістю  $v_1$ , яка більша швидкості  $v$ , що була до появи розрідження і відривання розчину (див. вище § 6.8.2 стосовно до цементного розчину).

Таким чином, важко здійснювати контроль руху піноцементного розчину в заливальних трубах. Між розчином, що відірвався і рухається вниз по заливальних трубах, і гирлом заливальних труб залишається ділянка труб, яка не заповнена піноцементним розчином. Запомповувані нові порції цього розчину проходять цю ділянку труб окремими струменями. Якщо за весь час пропомповування піноцементного розчину на гирлі

свердловини підтримувати деякий тиск, то можна, ймовірно, запобігти відривання його стовпа. Цього можна досягти регулюванням струменя висхідного потоку рідини.

Для запобігання відривання стовпа піноцементного розчину і створення умови регулювання швидкості його руху в заливальних трубах необхідно дещо прикрити засуву, що з'єднується із заколонним простором. У зв'язку з тим, що в процесі нагнітання в насосно-компресорні труби піноцементний розчин може проникнути в кільцевий простір, кран на цьому просторі слід завжди перекривати в момент, коли нижня частина стовпа розчину знаходиться на 200 м вище за башмак труб. Крім того, щоб уникнути відривання струменя піноцементного розчину, необхідно в кільцевому просторі регулювати вихід рідини, що витісняється із свердловини, шляхом часткового перекривання засуви.

*Ізоляція водоносних пластів піноцементним розчином при поглинанні рідини здійснюється аналогічно, як і ізоляція цементним розчином (див. вище § 6.8.2).*

*Цементування свердловин піноцементним розчином за малої проникності пласта здійснюється аналогічно, як і цементним розчином (див. вище § 6.8.2).*

У тому випадку, коли у свердловині відсутня циркуляція, піноцементний розчин запомповують за наступною схемою. У насосно-компресорні труби запомповують 1,5-2 м<sup>3</sup> водного розчину ПАР як буферну рідину, потім розраховують кількість піноцементного розчину, а зверху той же об'єм буферної рідини. Після цього нагнітають воду для протискування піноцементного розчину в привибійну зону пласта. Об'єм протискувальної рідини (води) беруть рівним об'єму насосно-компресорних труб за вирахуванням об'єму другої порції водного розчину ПАР. Не дивлячись на відсутність циркуляції у свердловині в процесі запомповування всього об'єму протискувальної рідини, піноцементний розчин може проникнути в кільцевий простір між насосно-компресорними трубами і експлуатаційною колоною. Для запобігання можливим ускладненням у кільцевий простір необхідно запомпувати воду в об'ємі, рівному об'єму кільцевого простору від гирла до статичного рівня рідини у свердловині. Тільки після цього опускають насосно-компресорні труби з промиванням до вибою для видалення надлишків піноцементного розчину. Після закінчення промивання труби припіднімають на 200-250 м і свердловину закривають для затвердіння розчину.

#### Досвід виконання робіт

Розглянемо деякі приклади виконання ремонтно-ізоляційних робіт з використанням піноцементного розчину [449].

*Свердловина 1162* НГВУ „Азизбековнефть” (Азербайджан) характеризується такими даними: вибій знаходиться на глибині 1853 м, фільтр – 1836 м; діаметр колони 168x100 мм (перехід на глибині 1640 м); пластовий тиск 7,8 МПа; вода пластова. Перед ізоляційними роботами свердловина мала добову продуктивність 3,2 т нафти і 3,5 т води. Відтак з неї почали надходити глинистий розчин і вода з дебітом 6 т/доб.

За такого стану у свердловині розпочали ремонтно-ізоляційні роботи із використанням піноцементного розчину. Колону обстежили свинцевою печаткою діаметром 96 мм. Відтак у неї опустили 62-мм насосно-компресорні труби, кінець яких встановили на глибині 1834 м. Загальний об'єм НКТ 5,4 м<sup>3</sup>. Після обв'язування гирла з цементувальним агрегатом у свердловину запомпували біля 25 м<sup>3</sup> води, відновили циркуляцію і перевірили приймальність привибійної зони пласта. Потім протиснули в пласт 3 м<sup>3</sup> води на III передачі агрегату (подавання насоса 6 л/с), тиск при цьому на гирлі становив 1 МПа. Було вирішено запомпувати в пласт піноцементний розчин, приготовлений з 12 т цементу. Запомпувавши в НКТ 3 м<sup>3</sup> піноцементного розчину, закрили засуву на кільцевому просторі і продовжили нагнітати розчин при герметизованому кільцевому просторі. Відтак протиснули його в об'ємі 5,5 м<sup>3</sup>, тобто з насосно-компресорних труб був витіснений весь піноцементний розчин, при цьому тиск на гирлі поступово підвищувався і до моменту завершення протискування всього об'єму тиск досяг 5 МПа. Потім шляхом нарощування труб із промиванням від глибини 1834 м до глибини 1850 м видалили залишки піноцементного розчину (приблизно 0,5 м<sup>2</sup>).

Через 24 год. перевірили приймальність привибійної зони пласта. За тисків 4 МПа (III передача агрегату) і 2 МПа (II передача агрегату) спостерігалось поглинання води. Було вирішено повторити ізоляційні роботи.

Для утворення піноцементного розчину використали 6 т цементу. У ході протискування цього розчину в пласт тиск на гирлі свердловини досяг 9 МПа. Після вимивання надлишків піноцементного розчину і затвердіння залишеного розчину повторно перфоровували експлуатаційну колону в інтервалі 1847-1836 м. Свердловина вступила в експлуатацію з дебітом нафти 4 т/доб. і води 1,5 т/доб.

*Свердловина 3322* НГВУ „Лениннефть” (Азербайджан) характеризувалася так: вибій знаходиться на глибині 541 м, фільтр – 538-511 м; пластовий тиск 0,8 МПа; вода пластова. До повного обводнення свердловину експлуатували з дебітом 1,2 т/доб. нафти і 28 т/доб. води. Після обводнення дебіт становив 43 т/доб. води (без нафти).

Через деякий час обстежили стан експлуатаційної колони і опустили НКТ на глибину 508 м. Для подавання розчину застосували цементу-

вальний агрегат ЦА-320, а для подавання повітря – компресор УКП-80. Для перевірки приймальності пласта у свердловину запомпували 18 м<sup>3</sup> води на III передачі агрегату, але циркуляцію відновити не вдалось. Відтак приступили до запомповування в НКТ піноцементного розчину – суміш повітря і цементного розчину, приготовленого з 10 т цементу за водоцементного відношення 0,6 і масової частки сульфонолу 0,5%.

У ході запомповування піноцементного розчину подавання агрегату становило 0,4 м<sup>3</sup>/хв., компресора – 7 м<sup>3</sup>/хв. Таким чином, ступінь аерації цього розчину був рівним 18, а в пластових умовах приблизно 2. У процесі запомповування піноцементного розчину циркуляція у свердловині відновилась. Розчин протиснули в пласт за кінцевого тиску на гирлі 2 МПа. Після закінчення протискування закрили кран цементувальної головки і залишили свердловину під тиском. Протягом 10 хв. тиск на гирлі впав до нуля, після чого зняли цементувальну головку і нарощуванням труб від 508 до 541 м вимили надлишки піноцементного розчину. Після затвердіння піноцементного розчину (протягом 36 год.) пустили свердловину в роботу з дебітом 2 т/доб. нафти і 1 т/доб. води.

*Свердловина 2859 НГВУ ім. 26 бакинських комісарів (Азербайджан)* характеризувалася так: вибій знаходиться на глибині 970 м, фільтр – 866-751 м; діаметр колони 168 мм; пластовий тиск 4,5 МПа; вода пластова. До повного обводнення свердловину експлуатували зі середнім дебітом нафти 2 т/доб. і води 12 т/доб. Перед її обводненням дебіт нафти знизився до 0,6 т/доб., відтак вона повністю обводнилась за дебіту води 16 т/доб.

Для виконання робіт із ізоляції води НКТ опустили на глибину 745 м. Після обв'язування обладнання перевірили приймальність пласта шляхом запомповування води на III передачі агрегату ЦА-320, при цьому тиск поглинання становив 1,5-2 МПа. Цементний розчин приготували з 7 т цементу, що замішаний на морській воді, при водоцементному відношенні 0,5 і масовій частці сульфонолу 0,5%. Ступінь аерації у ході запомповування піноцементного розчину дорівнював 20. У свердловині відновили циркуляцію води, а потім приступили до нагнітання піноцементного розчину в НКТ (об'єм НКТ 2,6 м<sup>3</sup>).

Запомпувавши 1 м<sup>3</sup> піноцементного розчину, закрили кран затрубного простору і продовжили запомповування цього розчину в НКТ. Відтак за допомогою 2,6 м<sup>3</sup> води протиснули розчин у пласт; кінцевий тиск у процесі протискування становив 5 МПа. Після цього промили свердловину до чистої води, припідняли НКТ і закрили свердловину для твердіння піноцементного розчину. Наступного дня опресували свердловину при тиску 10 МПа; свердловина рідину не поглинала. Підняли НКТ, опустили вибійний двигун і розбурили піноцементний камінь на глибину 750-866 м.

Після розбурювання провели перфорацію. Свердловина вступила у експлуатацію з дебітом 2 т/доб. нафти і 1 т/доб. води.

У табл. 6.11 показано результати робіт з обмеження та ізоляції припливу вод із використанням піноцементного розчину по групі свердловин НГВУ „Азизбековнефть” і „Лениннефть”. З цієї таблиці видно, що до виконання ізоляційних робіт із п’яти свердловин видобували тільки воду без ознак нафти, а після ізоляційних робіт із усіх свердловин стали отримувати нафту; це може слугувати непрямим доказом, що піноцементні розчини окрім пластових вод частково ізолюють і води сторонні, що не належать до даного продуктивного об’єкта. Результати робіт, проведених на родовищах Азербайджану, дають підстави стверджувати, що метод виконання ремонтно-ізоляційних робіт із використанням піноцементних розчинів є ефективним для обмеження надходження вод та їх ізоляції в умовах значного виснаження покладів [10].

Таблиця 6.11 – Результати робіт із обмеження та ізоляції вод із використанням піноцементного розчину по групі свердловин НГВУ „Азизбековнефть” і „Лениннефть”

Номер свердловини	Середньодобовий дебіт, т/доб				Тривалість ефекту, доб.	Додатковий видобуток нафти, т
	до ізоляції		після ізоляції			
	нафта	вода	нафта	вода		
296	–	3	2,5	0,6	210	540
729	–	4	1,2	2,9	173	205
873	0,7	70	3,9	46,0	361	1137
1162	–	6	4,6	1,6	257	1180
1170	1,0	39	4,3	19,0	358	1152
3322	–	50	1,8	8,0	120	116
3383	–	5	1,8	2,5	125	121

Як відомо, нафтові родовища суші Азербайджану перебувають на пізній стадії розробки; пластовий тиск знаходиться в межах 0,2-0,7 гідростатичного. Більшістю свердловин експлуатуються поклади зі слабо-цементованими колекторами, обводненість продукції становить 90-98%. Привибійна зона пласта, як правило, є дуже порушеною внаслідок постійного винесення породи в процесі тривалої експлуатації. За цих умов у разі використання цементних розчинів отримують низьку ефективність, оскільки значна його частина надходить у канали і каверни, які утворилися в привибійній зоні. Якщо використання піноцементних розчинів забезпечує зниження тиску на вибій свердловини в процесі тампонування, то додаток до цементу алюмінієвої пудри з наступним кислотним обробленням сприяє відновленню проникності нафтонасичених пропластків після ізоляційних робіт [5].

Для ізоляції поглинальних інтервалів у свердловинах рекомендується використовувати цементний розчин густиною 700-900 кг/м<sup>3</sup> із піноутворювачами (0,25-5% масового вмісту сухого цементу). Отриманий чарунковий цемент має достатню міцність за рахунок введення волокнистого матеріалу із довжиною волокон від 0,5 до 35 мм. Для зниження густини в цементний розчин вводиться ще й сферичний пористий матеріал [5].

На нафтогазових покладах України, що перебувають на пізній стадії розробки, використання тампонажних цементних розчинів у більшості випадків не приносило ефекту, так як внаслідок великої густини запомпований у свердловину цементний розчин проникає головним чином у високопроникні продуктивні прошарки і при цьому відтікає у віддалені зони пласта. Тому у свердловинах, які експлуатують сильно дренавані пласти, в більшості випадків трудно встановити цементний камінь на необхідній глибині [26]. Перевага піноцементного розчину в порівнянні зі звичайним цементним розчином полягає в тому, що внаслідок малої густини та пружності запомпований у свердловину та привибійну зону пласта піноцементний розчин буде підніматися вверх по експлуатаційній колоні чи заколонному просторі.

Ці пружні властивості піноцементного розчину були використані на *свердловині 1337* ділянки Міріам Бориславського нафтового родовища. Тут вперше в Україні виконано роботи з ліквідації порушень експлуатаційної колони та ізоляції експлуатаційного горизонту (перша продуктивна піщано-алевролітова пачка стрийських відкладів) із використанням піноцементних розчинів.

Геолого-технічні дані свердловини 1337: інтервал залягання першої продуктивної пачки 148-206м; внутрішній діаметр експлуатаційної колони 118мм; глибина порушення експлуатаційної колони 140-144м; цементний міст встановлено на глибині 144м; пластовий тиск 2,4-2,5 МПа; свердловина приймає воду за тиску 3-3,5 МПа.

Перед проведенням піноцементажу в зону передбачуваного порушення експлуатаційної колони три рази запомповували звичайний цементний розчин, але він проникав вглиб пласта. Після цього в експлуатаційний горизонт, що підлягає ізоляції, запомпували 200м<sup>3</sup> глинистого розчину, але і це не дало позитивного результату.

Відтак виконано роботи з ізоляції експлуатаційного горизонту піноцементним розчином. Після обв'язування гирла свердловини цементувальним агрегатом ЦА-320 і компресором УКП-80 в експлуатаційну колону запомпували піноцементний розчин, приготовлений з 12т цементу при водоцементному відношенні 0,5 і концентрації сульфонулу 1,2-1,4% від маси цементу. При запомповуванні піноцементного розчину подавання агрегату становило 6,5-7,0 л/с, компресора – 7 м<sup>3</sup>/хв. Запомповування піноце-

ментного розчину виконували через аератор; тиск заповнення становив 4-4,5 МПа. Протискували піноцементний розчин прісною водою в об'ємі 1 м<sup>3</sup>, тиск протискування становив 4-4,5 МПа. Після закінчення протискування свердловину залишили під тиском на 36 год. для твердіння цементу.

Після твердіння піноцементного розчину піноцементний камінь виявили на глибині 102м. Випробували його навантаженням біля 20 кН і перевірили на приймальність водою під тиском 10 МПа. Вода не поглиналася.

Розбурили піноцементний камінь до глибини 150 м (кінець піноцементного каменю) і знову опресували свердловину при тиску 10 МПа. У результаті свердловину визнали герметичною і передали в експлуатацію як нагнітальну (для заповнення пари).

#### **6.8.4 Технологія ремонтно-ізоляційних робіт із**

#### **використанням аеросиловмісних тампонажних сумішей**

Аеросиловмісні тампонажні суміші можна використовувати для виконання різних ремонтно-ізоляційних робіт [168].

Характеристику аеросилових тампонажних сумішей подано в § 2.2.15, табл. 2.64 (том 1). Нагадаємо, що їх класифікують на 9 груп, а саме: 1 – портландцементний розчин з мікроподаванням органоаеросилу; 2, 3 – портландцементний та шлакопідсаний розчини з додаваннями органоаеросилів; 4 – цементний розчин з „великим” додаванням діетиленгліколю (АДЕГ) або метилаеросилу (АМ); 5 – цементно-латексний розчин з додаванням карбоксиаеросилу (КОА); 6, 7 – цементно-полімерні розчини з додаванням АДЕГ (для різних температурних умов); 8, 9 – цементно-азбестовий розчин з додаванням АМ і азбесту (для різних приймальностей свердловин).

*Тампонування під тиском* через НКТ, які встановлено над зоною введення тампонажного розчину за колону (прямий спосіб), проводиться за товщини ізолюваної зони до 5 м з використанням тампонажних сумішей 1-3, 5-9 (див. табл. 2.64, том 1).

*Комбінований спосіб тампонування під тиском*, за якого під час подавання тампонажної суміші у свердловину нижній кінець НКТ знаходиться нижче зони введення, а під час затискування суміші за колону – вище ізолюваного інтервалу, реалізується за товщини інтервалу 5-15 м тампонажними сумішами 6 і 7, а понад 15 м – тампонажною сумішшю 4.

*Виправлення негерметичності цементного кільця між експлуатаційним та вищезалеглим пластами* проводиться прямим способом тампонування під тиском. Для захисту продуктивного пласта від забруднення тампонажним розчином нижню частину перфорованого інтервалу колони належить перекрити піщаним корком [278].



Виправлення негерметичності цементного кільця між експлуатаційним та нижчезалеглими пластами здійснюється через існуючі перфораційні отвори або спецотвори, виконані в колоні навпроти щільних розділів між перфорованим інтервалом та водоносним пластом (або ВНК).

*Відключення пласта* (або його частини) з переходом наверх, у випадку відсутності заколонних перетікань і наявності обмежувальних щільних розділів товщиною понад 4 м, здійснюється способом тампонування під тиском тампонажними сумішами 1, 2, 3, 8 і 9.

Відключення пласта (або його частини) з переходом наверх за наявності заколонних перетікань або товщини обмежувальних щільних розділів менше 4 м проводиться способом тампонування під тиском із використанням фільтрівних тампонажних сумішей.

*Встановлення розділювальних мостів* здійснюється тампонажною сумішшю 1.

*Вибір типу тампонажної суміші* проводиться з урахуванням поглинальної здатності ізольованої зони, яка в певній мірі характеризує величину розкриття каналів. Для оцінки поглинальної здатності використовується коефіцієнт питомої приймальності  $k_0 = Q/p$ , де  $Q$  – витрата рідини в ході визначення приймальності, м<sup>3</sup>/год;  $p$  – тиск під час визначення приймальності, МПа.

Глибина та ступінь кольматації пористого середовища і каналів з малою величиною розкриття підвищується із збільшенням кількості високодисперсної фракції в об'ємі тампонажного розчину. У каналах з великим розкриттям кольматація проводиться грубодисперсними частинками.

За ступенем зростання дисперсності твердої фази аеросиломісні тампонажні суміші розташовуються в такій послідовності (див. табл. 2.64.): 5<4<6<7<2<3<8<9.

У залежності від приймальності свердловини рекомендується використовувати такі суміші: а) 1,4-2,1 м<sup>3</sup>/(год·МПа) – суміші 4, 5, 6 та 7; б) 2,1-2,8 м<sup>3</sup>/(год·МПа) – суміші 8, 2 та 3; в) понад 2,8 м<sup>3</sup>/(год·МПа) – суміш 9. Суміш 4 використовується для комбінованого способу тампонування, решта – для прямого.

Для виконання РІР застосовується наступне *обладнання*: а) цементувальний агрегат ЦА-320М (ЦА-400); б) цементно-змішувальна машина ЗМН- 4 М або 2 ЗМН-20; в) цементувальна арматура АЦ1-150 (АЦ2-160); г) осереднювальна ємність; ґ) однострумнинний гідроактиватор, описаний у § 6.3 (його застосування обов'язкове під час запомпсування тампонажних сумішей усіх типів [278]).

Тампонажний розчин перед запомпсуванням у свердловину вирівнюється за густиною і активується перемішуванням в осереднювальній ємності протягом 15-20 хвилин.

*Приготування тампонажних сумішей* здійснюється наступним чином.

1. Портландцементний тампонажний розчин з мікроподаванням органоаеросилу – суміш 1 (див. табл. 2.64). У разі використання гідрофільних органоаеросилів (АДЕГ, КОА, АЕА) додаток вводиться у воду замішування цементного розчину і перемішується протягом 10-15 хв. У випадку гідрофобних органоаеросилів (АМ, БА) змішування додатку з цементом проводиться в сухому вигляді, при цьому необхідно забезпечувати рівномірність розподілу додатку в об'ємі суміші. Так, для приготування 0,8 м<sup>3</sup> тампонажної суміші до 0,5 м<sup>3</sup> води слід додати 1 кг АДЕГ і змішати з 1 т цементу.

2. Метилаеросильний цементний розчин – суміш 4. Для приготування тампонажної суміші необхідно метилаеросил змішати з цементом у сухому вигляді, забезпечивши рівномірність розподілу додатку в об'ємі суміші. Так, для приготування тампонажної суміші необхідно 20 кг метилаеросилу змішати в сухому вигляді з 1 т цементу і замішати в 0,68 м<sup>3</sup> води.

3. Цементно-латексний розчин з додатком карбоксиаеросилу – суміш 5. Додатки вводять у воду замішування так: спочатку розчиняють хлористий натрій, потім додають латекс та карбоксиаеросил і проводять перемішування протягом 5-10 хв. На приготованому розчині замішують цемент. Так, для приготування розчину в 0,5 м<sup>3</sup> води розчиняються 19 кг хлористого натрію, розмішують 19 кг карбоксилатного дивінілстирольного латексу БСК-75/2 і 5 кг карбоксиаеросилу. На одержаній суспензії замішують 1 т цементу.

4. Цементно-полімерний розчин з додатком діетиленгліколяаеросилу – суміш 6. Спочатку у воді розчиняють полімер, потім вводять АДЕГ і після перемішування протягом 10-15 хв. замішують цемент. Так, для приготування ізоляційного розчину в 0,5 м<sup>3</sup> води розчиняють 2,5 кг поліетиленоксиду, додають 5 кг АДЕГ і після перемішування замішують 1 т цементу.

5. Шлакопіщаноцементний розчин з додатком діетиленгліколяаеросилу – суміш 7. Приготування тампонажної суміші проводять у відповідності з п. 4, зокрема у 0,48 м<sup>3</sup> води розчиняють 5 кг карбоксиметилцелюлози, вводять 10 кг АДЕГ і після перемішування замішують 1 т шлакопіщаного цементу.

6. Портландцементний розчин з додатком органоаеросилу – суміш 2. Приготування тампонажної суміші проводиться у відповідності з п. 1. Для приготування розчину в 0,5 м<sup>3</sup> води вводять 5 кг АДЕГ і після перемішування замішують 1 т цементу.

7. Шлакопіщаноцементний розчин з додатком органоаеросилу – суміш 3. Приготування тампонажної суміші проводиться у відповідності з

п. 1. Для приготування розчину в  $0,5 \text{ м}^3$  води вводять 15 кг АДЕГ і після перемішування замішують 1 т шлакопідчаного цементу.

8. Цементно-азбестовий розчин з додатком метилаеросилу (нормальної густини) – суміш 8. Азбест та метилаеросил змішують у сухому вигляді з цементом, забезпечуючи рівномірність розподілу додатків у об'ємі суміші. При цьому змішують у сухому вигляді 10 кг метилаеросилу і 20 кг азбесту з 1 т цементу і замішують суміш у  $0,48 \text{ м}^3$  води.

9. Цементно-азбестовий розчин з додатком метилаеросилу (пониженої густини) – суміш 9. Тампонажну суміш готують у відповідності з п. 8. Для приготування розчину змішують у сухому вигляді 20 кг метилаеросилу та 40 кг азбесту з 1 т цементу і замішують суміш у  $0,75 \text{ м}^3$  води.

Під час роботи з органоаеросолами необхідно дотримуватися спеціальних вимог безпеки (див. також гл. 9). Органоаеросоли – це похідні аеросилу; вони є вогне- та вибухонебезпечними, токсичними.

Всередину організму людини аеросоли можуть попадати через органи дихання. Вдихання пилу аеросилів викликає захворювання „силікоз”, яке проявляється у вигляді фіброзу легень. Гранично допустима концентрація пилу в повітрі робочої зони виробничих, складських приміщень –  $1 \text{ мг/м}^3$ . За ступенем діяння на організм людини органоаеросоли відносяться до речовин помірно небезпечних (3 клас). Пил аеросилів у повітрі виробничих приміщень визначається за технічними умовами методом визначення в повітрі вільного двоокису кремнію в присутності силікатів.

Роботи з органоаеросолами повинні виконуватися в спецодязі, спецвзутті і запобіжних пристосуваннях для органів дихання (респіраторах) у відповідності з чинними типовими та галузевими нормами. Респіратори повинні бути фабричного виготовлення і мати запас тампонів (вкладників).

Перед прийманням їжі необхідно вимити руки з милом.

Складські приміщення та лабораторії, в яких виконуються роботи з аеросолами, повинні бути забезпечені припливно-витяжною вентиляцією, котра підтримує вміст двоокису кремнію в робочій зоні, який не перевищує гранично допустимої концентрації.

Робітники, зайняті навантаженням, розвантаженням та затарюванням цементу, азбесту та органоаеросилів, повинні проходити відповідний медичний огляд.

### ***6.8.5 Технологія вибіркової ізоляції припливу пластової води розбавленим цементним розчином***

Суть технології полягає у видаленні пластової води із привибійної зони пласта шляхом вибіркового запомповування в пласт вуглеводневої рідини (зневодненої нафти, дизпального, газоконденсату), а відтак у створенні

екрану із в'язучого розчину, який утворює проникний камінь. При цьому має місце також ефект гідрофобізації привибійної зони, у т. ч. цементного каменю, що знижує проникність для води.

За даною технологією послідовно здійснюють такі операції:

- 1) геофізичними методами або методами дослідження профілю припливу виявляють місце припливу води, наявність водонасиченого пласта;
- 2) за необхідності створюють додаткові перфораційні отвори;
- 3) опускають НКТ з перфорованим хвостовиком та з одним чи двома пакерами і відокремлюють інтервал припливу води;
- 4) заповнюють затрубний простір вуглеводневою рідиною або водою;
- 5) через НКТ у пласт заомповують вуглеводневу рідину з розрахунку 5-8 м<sup>3</sup> на 1 пог. м обводненого інтервалу або 40-50 м<sup>3</sup> для водонасиченого пласта (на глибину радіусом 10-20 м), при цьому динамічний коефіцієнт в'язкості вуглеводневої рідини повинен бути більшим динамічного коефіцієнта в'язкості пластової води;
- 6) через НКТ у пласт заомповують цементний розчин з підвищеним водоцементним фактором В:Ц = 0,7 - 1,0 до повного насичення зони припливу пластової води, створюючи при цьому протитиск над пакером;
- 7) піднімають НКТ з пакерами, видаляють залишки цементного розчину, залишають свердловину в спокої не менше 2-3 діб і вводять в експлуатацію.

Технологія застосовувалася з успішністю 90 % для ізоляції „язиків” і „конусів” пластової води у пластових і склепінних покладах з карбонатним і теригенним колекторами родовищ Середньої Азії.

## **6.9 Технології ремонтно-ізоляційних робіт із використанням твердіючих в'язучих тампонажних матеріалів на основі органічних речовин**

---

Характеристику твердіючих в'язучих тампонажних матеріалів на основі органічних речовин, які використовуються в розглянутих нижче технологіях, подано у § 2.3 (том 1).

### **6.9.1 Технологія ремонтно-ізоляційних робіт із використанням смол ТСД-9 і ТС-10**

Технологію тампонування каналів негерметичності цементного кільця на основі смоли ТСД-9 розроблено з метою виключення розбавлення тампонажної суміші внаслідок перетікань у проміжку часу після заомповування суміші до її затвердіння [36, 454, 455].

Для здійснення ремонтно-ізоляційних робіт у свердловинах за температур 5-40 °С розроблено технологію із використанням тампонажного розчину на основі тампонажної суміші ТС-10 (надалі смоли ТС-10), а також суспензій високоміцного гіпсу та тонковолокнистого азбесту на основі смоли ТС-10 [454, 455], тобто смола ТС-10 (див. вище § 2.3.1) використовується у вигляді водних розчинів і у вигляді суспензій. Розчини смоли ТС-10 є сумішшю її з формаліном і, за потреби, з водою та їдким натром NaOH. Суспензія високоміцного гіпсу і азбесту на основі смоли ТС-10 характеризується регульованими густиною і часом твердіння, а утворений полімер – високими міцнісними і адгезійними властивостями. Для приготування суспензії смола розбавляється формаліном у співвідношенні 1:1 (відношення смоли ТС-10 до формаліну і води дорівнює 1:0,5:0,5).

Синтетичні смоли ТСД-9 і ТСД-10 знайшли використання при виконанні різних видів ізоляційних і тампонажних робіт у нафтових, нагнітальних і газових свердловинах із пластами, які представлені теригенними і карбонатними породами. При використанні смол виконуються наступні види ізоляційних робіт: а) виправлення неякісного цементного кільця; б) відключення обводнених пластів і їх інтервалів за схемою селективної ізоляції; в) відключення верхніх пластів; г) оцінка нафтонасиченості пластів (випробування); ґ) ізоляція підшовної води; д) ізоляція проривань газу; е) виправлення порушень експлуатаційних колон у нафтових і нагнітальних свердловинах; є) первинний тампонаж експлуатаційних колон у зоні продуктивних пластів і т. д.

Для реалізації технології башмак НКТ встановлюють на 50-70 м вище інтервалу, що підлягає ізоляції.

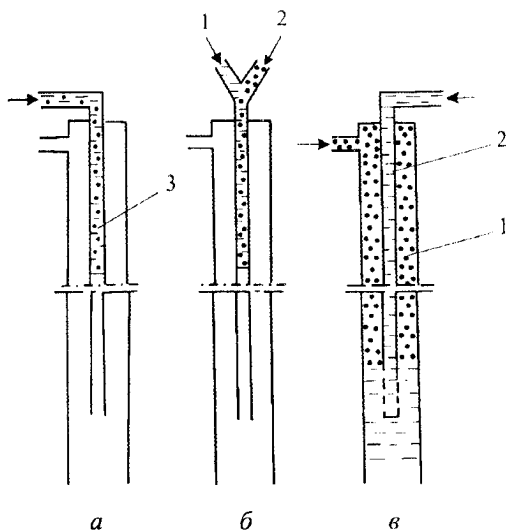
### Технологічні схеми робіт

Приготування і запомповування суміші здійснюється за одною із п'яти основних наступних схем:

1) приготування всього об'єму тампонажної суміші на поверхні в цементувальних агрегатах шляхом ретельного і тривалого перемішування компонентів (смола, вода, отверджувач, наповнювач) і нагнітання готової суміші у свердловину (рис. 6.15); рекомендується для приготування сумішей, які не містять каталізатора, в невеликих об'ємах і з великим часом початку затвердіння;

2) змішування компонентів (смола і формалін) здійснюється через трійник на гирлі свердловини безпосередньо в процесі роздільного і одночасного нагнітання у свердловину, чим забезпечується простота приготування і нагнітання суміші (див. рис. 6.15, б); до недоліків схеми відноситься необхідність пропомповування готової суміші через НКТ, а звідси з метою виключення прихоплення НКТ задають час затвердіння не менше 20-40 хв;

Рис. 6.15 – Технологічні схеми приготування тампонажних сумішей на основі синтетичних смол: *а* – приготування всього об'єму тампонажної суміші на поверхні перед запомповуванням її у свердловину; *б* – приготування тампонажної суміші на поверхні в процесі запомповування її у свердловину; *в* – приготування тампонажної суміші на вибої свердловини в процесі протискування її в пласт: 1, 2 – компоненти тампонажної суміші; 3 – готова тампонажна суміш



3) роздільне подавання смоли і формаліну відповідно через НКТ і затрубний простір із гирла до башмака НКТ і наступне одночасне протискування через НКТ і затрубний простір цих компонентів в інтервал змішування та отриманої суміші за обсадну колоно; час затвердіння задається 10-15 хв. Недоліком є те, що вся рідина, яка заповнювала свердловину перед подаванням компонентів, повинна бути протиснута в інтервал ізоляції, а це, в разі низької приймальності, здійснити трудно. Також внаслідок великого об'єму затрубного простору (між НКТ і обсадною колоною) необхідно збільшувати об'єм формаліну, щоб врахувати його розбавлення;

4) роздільне запомповування смоли і формаліну двома колонами НКТ (89 і 48 мм) до башмака НКТ і наступне одночасне протискування їх в інтервал змішування, а суміші – за обсадну колоно; час затвердіння задається 10-15 хв;

5) послідовне запомповування формаліну і смоли через НКТ із виведенням першого в затрубний простір і наступним одночасним протискуванням через НКТ і затрубний простір обох компонентів в інтервал змішування; її можна застосовувати тоді, коли пластовий тиск приблизно дорівнює гідростатичному тиску, так як можливими є помилки у визначенні об'єму протискувальної рідини.

Технологія використання і приготування тампонажних сумішей на основі смоли ТС-10 залежить від мети та умов виконання РІР.

Для приготування тампонажних сумішей каталізатор (їдкий натр) використовується у вигляді заздалегідь приготованих концентрованих водних розчинів. У випадку використання їдкого натру невідомої концентрації її необхідно визначити за густиною розчину, виміряною арео-

метром. Каталізатор вводять у смолу і перемішують протягом 3-5 хв. Гіпс вводять у смолу ТС-10 або в приготовану суміш ТС-10 і каталізатора у ході інтенсивного перемішування. Азбест вводять у розраховану кількість води, а пізніше змішують із формаліном. Перемішування здійснюють з допомогою цементозмішувальної машини або цементувального агрегату. Для приготування тампонажних сумішей на основі суміші ТС-10 має використовуватися чиста прісна вода. Змішування їх з мінералізованою водою не допускається.

У випадку наявності у свердловині мінералізованої води перед запомповуванням тампонажної суміші у свердловину необхідно запомпувати буферну рідину – прісну воду або розгазовану нафту.

Запомповування смоли ТС-10 або її суміші (з каталізатором, гіпаном), які знаходяться в окремій ємності, проводять одночасно із запомповуванням отверджувача (формаліну або його суміші з азбестом) двома окремими каналами. Враховуючи підвищену активність смоли ТС-10, приготування всього об'єму тампонажної суміші на її основі в ємності на поверхні перед запомповуванням не допускається.

Змішування всіх компонентів для отримання тампонажних сумішей здійснюють двома способами: а) на гирлі свердловини в ємностях агрегатів насосами або шляхом окремого подавання вхідних компонентів на штуцер (трійник) двома агрегатами; б) у стовбурі свердловини поблизу інтервалу, що підлягає тампонуванню, також шляхом окремого подавання вхідних компонентів у зону змішування.

*Приготування тампонажної суміші на поверхні* виконується шляхом змішування смоли і отверджувача з допомогою трійника безпосередньо в процесі роздільного і одночасного запомповування їх у свердловину (рис. 6.15, б) [36]. За необхідності розбавлення смоли водою або використання наповнювача і каталізатора останні попередньо змішуються зі смолою або отверджувачем. При цьому каталізатор NaOH рекомендується використовувати у вигляді концентрованого водного розчину, який попередньо повинен змішуватись зі смолою. Вводити NaOH в отверджувач (формалін) не рекомендується.

Смолу і отверджувачі або їх суміші з іншими компонентами запомповують двома агрегатами, швидкість запомповування кожного з яких встановлюють у відповідності з вибраною рецептурою. Для одержання тампонажної суміші вибраного складу компоненти запомповуються при наступному співвідношенні витрат:  $q_{\text{отв}} = c q_{\text{см}}$ , де  $q_{\text{отв}}$ ,  $q_{\text{см}}$  – об'ємні витрати запомповування відповідно отверджувача і смоли,  $c$  – співвідношення об'ємів отверджувача і смоли в тампонажній суміші.

Необхідне співвідношення витрат запомповування смоли і отверджувача в одержаній суміші досягається регулюванням числа обертів дви-

гунів агрегатів. Для зручності приготування суміші доцільно підібрати її рецептуру таким чином, щоб співвідношення об'ємів смоли і отверджувача з водою в суміші було рівним 1:1, за якого об'ємні витрати запопсування смоли і отверджувача повинні бути однаковими. Стосовно до цієї технології розроблялась рецептура розчинів, у яких співвідношення об'ємів вхідних компонентів (смола ТСД-9, формалін і розчин NaOH) рівне 1:1. Також може бути підібрана рецептура розчинів без каталізатора.

Приготування тампонажних сумішей на основі смоли ТСД-9 шляхом змішування смоли і отверджувача з допомогою трійника визначається, з одної сторони, можливістю регулювання об'ємної швидкості запопсування кожного із агрегатів, а з другої сторони, незначними коливаннями часу затвердіння розчинів за незначної зміни в них співвідношення компонентів.

Режими роботи двигунів кожного із агрегатів обов'язково уточнюють перед початком приготування тампонажної суміші, наприклад в процесі промивання свердловини. Встановлення і уточнення режиму роботи агрегатів проводять з допомогою вимірної рейки в їх ємностях. Таким же чином контролюється дотримання цього режиму в процесі приготування і запопсування суміші у свердловину.

Застосування трійника забезпечує рівномірне змішування компонентів, які входять до складу суміші. Схема приготування дає змогу використовувати тампонажні суміші на основі смол зі значиною часу початку затвердіння, близькою до значини часу, необхідного лише для запопсування суміші у свердловину і протискування її за експлуатаційну колону (або в пласт). Останнє особливо важливо при використанні тампонажних сумішей, до яких вводять каталізатор.

Відрізок часу, за який тампонажна суміш набуває розрахункової (пластової) температури, при приготуванні суміші за такою схемою значно скорочується, що уможливило строгіше планувати тампонажні і ізоляційні роботи з використанням смол.

*Приготування тампонажної суміші безпосередньо у стовбурі свердловини (поблизу ізольованого інтервалу) здійснюється за двома схемами. Схема 1 передбачає роздільне (див. вище) запопсування смоли ТС-10 (або суміші смоли ТС-10 з каталізатором чи гіпсом) по колоні насосно-компресорних труб, встановлених на 15-20 м вище верхніх отворів перфорації, а формаліну або його суміші з азбестом по затрубному простору. Для інтенсивнішого перемішування компонентів низ колони НКТ обладнують змішувачем у вигляді перфорованого хвостовика із НКТ довжиною 1-1,5 м із заглушеним кінцем. Схема 2 передбачає приготування тампонажної суміші поблизу ізольованого інтервалу шляхом опускання двох рядів труб (див. вище) різного діаметра (труба в трубі),*



якими окремо запомповується смола ТС-10 (або її суміш з їдким натром і гіпсом) та формалін (або суміш із азбестом).

Приготування тампонажної суміші на вибої свердловини в процесі протискування її в пласт здійснюється шляхом роздільного подавання на вибій свердловини смоли і отверджувача та змішування їх в процесі протискування суміші за експлуатаційну колону (або в пласт) [36].

Під час виконання ізоляційних робіт як в кільцевому просторі, так і в стовбурі свердловини рух тампонажної суміші проходить при турбулентному режимі, який забезпечує рівномірне перемішування її компонентів. Для інтенсивнішого перемішування останніх низ колони насосно-компресорних труб обладнується змішувачем-сіткою із насосно-компресорних труб довжиною 1,0-1,5 м із заглушеним кінцем.

Як і в попередній схемі, об'ємні швидкості запомповування смоли і отверджувача встановлюють у відповідності з вибраною рецептурою суміші. При подаванні смоли по колоні насосно-компресорних труб і отверджувача по затрубному просторі (рис. 6.15, в) для одержання суміші вибраного складу запомповування компонентів (або протискувальної рідини) у свердловину після доведення їх до рівня змішувача повинно проводитись у відповідності з приведеним вище співвідношенням. При цьому кількість отверджувача повинна бути дещо більшою розрахунковою для одержання затверділої суміші в заданому об'ємі у випадку помилки у визначенні об'єму затрубного простору. Вказаний надлишок отверджувача запомповується із розрахунку створення буфера із нього перед одержаною сумішшю і після неї, наприклад, в об'ємі 0,3-0,5 м<sup>3</sup>.

Схема дає змогу використовувати тампонажні суміші на основі смол з мінімальними термінами початку затвердіння, що особливо важливо при виконанні ізоляційних і тампонажних робіт у свердловинах з високою приймальністю і низьким пластовим тиском. Крім того, застосування цієї схеми дає змогу розширити температурні границі використання смол у сторону високих температур, оскільки вона уможливує скоротити до мінімуму відрізок часу між початком конденсації тампонажних сумішей на основі смол і протискуванням їх за експлуатаційну колону (або в пласт).

Швидкість запомповування повинна вибиратись з розрахунку відповідності часу запомповування тампонажної суміші в ізольований інтервал і часу втрати її плинності.

За високої поглинальної здатності ізольованого інтервалу попередньо перед запомповуванням тампонажної суміші на основі смоли ТС-10 необхідно створити за обсадною колоною буфер (тампон) із високов'язкої або гелеподібної рідини (буровий розчин за ОСТ 33-015-75, емульсія, трифазна піна, високомолекулярні сполуки типу гіпану, поліакриламід і ін.).

Всі ці схеми випробувано при використанні смол ТСД-9 і ТСД-10. На основі смол готувались водні розчини і суспензії глини з часом початку затверднення від 3 год до 10-12 хв. З їх використанням виконувалось багато різних ізоляційних і тампонажних робіт: виправлення неякісного цементного кільця; відключення вироблених пластів і пропластків; ліквідація порушень експлуатаційних колон; ліквідація водопритливів при бурінні свердловин і т. д. Для приготування тампонажних сумішей застосовувались насосні агрегати ЦА-320М і 2АН-500.

Технологічні схеми виконання ізоляційних робіт у нафтових свердловинах з використанням синтетичних смол побудовано за аналогією зі схемами ізоляційних робіт з використанням тампонажного цементу з урахуванням особливих властивостей синтетичних смол.

*Основні положення технологічних схем наступні [36].*

1. Смоли є неселективним матеріалом. Їх затверднення проходить як у водонасичених, так і в нафтонасичених частинах пласта. Затверділі смоли нерозчинні ні у воді, ні в нафті.

2. Водні розчини смол перш за все проникають у водонасичені і найбільш проникні ділянки пласта, які найчастіше є шляхами надходження води у свердловину.

3. Виправлення порушеного цементного кільця здійснюється в результаті запомповування розчину смоли за обсадну колону в місця порушень у цементному кільці.

4. Відключення окремих пропластків і цілих пластів здійснюється за рахунок запомповування розчину смоли в привибійну зону пласта.

Об'єм робочого розчину смоли, який необхідний для виправлення дефектного цементного кільця або відключення окремих пропластків і цілих пластів, встановлюється дослідним шляхом, виходячи із особливостей будови конкретних продуктивних пластів та умов їх розробки (проникність продуктивних пластів і пластів-обводнювачів; пластовий тиск у них; конструкція свердловини; умови і якість цементування експлуатаційної колони і т. д.).

5. Для попередження потрапляння смоли в інтервали пласта, які розміщені нижче оброблюваного інтервалу, їх ізолюють з допомогою цементних мостів або перекривають піщаним корком. Для попередження потрапляння смоли в інтервали пласта, які розміщені вище оброблюваного інтервалу, може бути використаним пакер або ж здійснено цементне заливання існуючих перфораційних отворів.

6. Незалежно від мети виконання робіт стовбур свердловини і перш за все інтервали, які призначені для оброблення смолою, а також місця порушень у цементному кільці повинні бути ретельно відмиті від відкладів смоли, парафіну, асфальтенів, продуктів корозії і т. д.

7. Свердловина повинна бути заповнена прісною або пластовою водою. При цьому особливу увагу потрібно звертати на густину води в насосно-компресорних трубах і затрубному просторі. Різниця в густинах не допускається, так як це може призвести до викидання розчину смоли під час зривання та піднімання пакера і труб, до змішування смоли із свердловинною рідиною і до необхідності повторного оброблення.

При обробленні пластів з високим тиском для „глушіння” свердловини перед обробленням використовується глинистий розчин. При цьому перед заповненням смоли оброблюваний інтервал пласта необхідно промити прісною водою (хоча б 2-3 м<sup>3</sup>).

8. При встановленні часу затверднення смоли потрібно враховувати не тільки пластову температуру, але і температуру рідини, яка заповнює свердловину, а також температуру смоли і води, яка використовується для розбавлення смоли.

9. Рецептūra тампонажних сумішей для даного конкретного пласта і прийнятої технології уточнюється для кожної нової партії смоли.

Приготування робочих розчинів синтетичних смол проводиться лише після здійснення всіх підготовчих робіт: опускання труб і пакера, посадки його, викликання циркуляції, ретельного промивання каналів у цементному кільці і вибою свердловини і т. д.

Після закінчення приготування тампонажних сумішей для визначення термінів їх затверднення і якості затверділої смоли відбирається проба, яка зберігається при температурі, котра близька до температури оброблюваного інтервалу пласта.

### Забезпечення селективності ізоляції

Розглянемо метод відключення обводнених інтервалів пласта з використанням синтетичних смол за схемою селективної ізоляції [36].

Як уже зазначалось вище (§§ 1.5.1, 2.1.4), усі відомі способи селективної ізоляції, які ґрунтуються на використанні селективних реагентів, котрі закупорюють лише водонасичену частину пласта, є неефективними. Більше того, принципова можливість використання самого механізму, закладеного в основу цих методів, є сумнівною і вимагає свого уточнення [36].

Встановлено, що більшість продуктивних пластів неоднорідні і мають шарувату будову. Інструментально підтверджено і факт першочергового вироблення, а відповідно, і обводнення найбільш проникних інтервалів пласта.

Вказану особливість обводнювання продуктивних пластів покладено в основу методу селективної ізоляції обводнених інтервалів. При заповненні рідини в пласт поглинання її кожним інтервалом пласта буде пропорційним коефіцієнту проникності його. Такому розподілу запом-

повуваної рідини буде сприяти і різниця в пороговій значині градієнта тиску, за якого порода починає пропускати рідину. Порооди з високою проникністю починають пропускати через себе рідину за меншого перепаду тиску, а з низькою проникністю – за більшого.

Таким чином, запомповуючи у весь інтервал перфорації рідинний ізоляційний матеріал, який легко проникає в пори породи і в подальшому здатний їх закупорити, в пласті створюють непроникні облямівки різної протяжності по його товщині. Навпроти обводнених інтервалів пласта буде отримана облямівка максимальної протяжності, навпроти нафтонасичених – мінімальної.

При відповідному підборі об'єму ізоляційного матеріалу по товщині пласта можуть бути одержані непроникні облямівки, які мають наступні співвідношення протяжності: навпроти обводнених інтервалів пластів більші утворених каналів перфорації, а навпроти нафтонасичених – менші. В цих умовах, піддаючи пласт розкриттю перфорацією по всій його товщині (в межах інтервалів розкриття до ізоляційних робіт), уже вироблені і обводнені інтервали пласта виявляються ізольованими від стовбура свердловини, в той час як нафтонасичені інтервали пласта мають зв'язок з ним.

Описаний характер розподілу запомповуваного ізоляційного матеріалу по товщині пласта є загальним, виходячи з чого для здійснення методу можуть бути використані будь-які матеріали, які задовольняють вказані вище вимоги (синтетичні смоли, кремнезоль, перенасичені розчини твердих вуглеводнів у нафті і т. д.), а також їх поєднання. Ефективність використання багатьох із випробуваних ізоляційних матеріалів, які запомповуються по всій товщині пласта, зумовлюється проявом якраз такого розподілу, незалежно від існуючих при цьому уявлень про механізм обводнювання і метод боротьби з ним.

### Вибір рецептур тампонажних сумішей

Вибір рецептур тампонажних сумішей слід виконувати у відповідності з характером виконуваної РІР, розмірами ізольованих каналів, пластів або окремих їх інтервалів, а також у відповідності зі схемою приготування тампонажної суміші. Рецептура повинна уточнюватися в залежності від якості конкретно отриманих партій вхідних продуктів: смоли ТС-10, формаліну, гіпсу, азбесту. Основним показником при уточненні рецептури тампонажних сумішей на основі смоли ТС-10 є час тривалості затвердіння сумішей.

За час початку твердіння смоли береться проміжок часу від початку перемішування смоли ТС-10 (або її суміші з їдким натром і гіпсом) з формаліном (або суміші з азбестом) до втрати текучості суміші. Час

початку твердіння тампонажних сумішей визначається візуально або з допомогою віскозиметра. Час, протягом якого витікання сумішей із віскозиметра ВЗ-1 сягає 75 с, фіксується як початок їх затвердіння.

За наявності у свердловині інтенсивного перетікання між пластами і високої поглинальної здатності ізолюваного інтервалу густина тампонажних сумішей повинна дорівнювати (чи бути близькою) густині рідини, котра заповнює свердловину.

Подаємо *приклад* вибору рецептури тампонажних сумішей на основі смоли ТС-10.

1. Необхідно підібрати рецептуру тампонажної суміші на основі смоли ТС-10 для виконання РІР у свердловині з температурою 25°C із часом початку затвердіння, рівним 10 хв.

Заданим умовам задовольняють тампонажні суміші таких складів:

а) розчин смоли: ТС-10 – 1 м<sup>3</sup>; формаліну – 0,5 м<sup>3</sup> (див. у томі 2 табл. 2.106, рис. 2.30);

б) суспензія гіпсу на основі розчину смоли: ТС-10 – 1 м<sup>3</sup>; формалін – 0,7 м<sup>3</sup>; вода – 0,3 м<sup>3</sup>; гіпс – 1 т (див. табл. 2.108, рис. 2.34);

в) суспензія азбесту на основі розчину смоли: ТС-10 – 1 м<sup>3</sup>; формалін – 0,7 м<sup>3</sup>; вода – 0,3 м<sup>3</sup>; азбест – 0,2 т (див. табл. 2.108, рис. 2.35).

2. Необхідно підібрати рецептуру тампонажної суміші на основі смоли ТС-10 для виконання РІР у свердловині з температурою 10°C із часом початку затверднення, рівним 10 хв.

Заданим умовам задовольняють тампонажні суміші таких складів:

а) розчин смоли: ТС-10 – 1 м<sup>3</sup>; формалін – 0,4 м<sup>3</sup>; їдкий натр – 48 кг (див. табл. 2.107). Об'єм розчину їдкого натру (літр) визначається його густиною (див. табл. 2.111, 2.112) і відповідає за густини  $\rho$ , кг/м<sup>3</sup>: 1450 – 78; 1410 – 88; 1390 – 95; 1350 – 110; 1300 – 131;

б) суспензія гіпсу на основі розчину смоли: ТС-10 – 1 м<sup>3</sup>; формалін – 0,5 м<sup>3</sup>; вода – 0,5 м<sup>3</sup>; гіпс – 1 т; їдкий натр – 76 кг (див. табл. 2.109). Об'єм розчину їдкого натру (літр) визначається його густиною (див. табл. 2.111, 2.112) і відповідає за густини  $\rho$ , кг/м<sup>3</sup>: 1450 – 123; 1410 – 140; 1390 – 150; 1350 – 198; 1300 – 208;

в) суспензія азбесту на основі розчину смоли: ТС-10 – 1 м<sup>3</sup>; формалін – 0,5 м<sup>3</sup>; вода – 0,5 м<sup>3</sup>; азбест – 0,2 т; їдкий натр – 76 кг (див. табл. 2.109). Об'єм розчину їдкого натру вибирається за поданим вище розрахунком.

*Модернізована технологія ізоляції стосовно до карбонатних колекторів*

Стосовно до карбонатних колекторів рекомендовано *модернізовану технологію ізоляції* водопріпливів з використанням смоли ТСД-9, яка базується на утворенні швидкосхоплюваної суміші безпосередньо в

пласті в результаті взаємодії сірчаної кислоти  $H_2SO_4$  і смоли ТСД-9, що створює надійний екран на шляху просування пластових вод.

Метод являє собою поєднання закупорювання тріщин тампонувальним матеріалом, який утворюється в привибійній зоні, та наступного цементного заливання. Ефект закупорювання залежить від того, як далеко нагнітальний матеріал проникає в тріщини. Таким вимогам відповідає алкілована сірчана кислота (АСК) з рухомістю та агресивністю стосовно карбонатів (див. технологію із використанням нафтосірчано-кислотної суміші). У процесі реакції АСК з породами гіпс випадає в осад. Одночасно під час контактування АСК з пластовою водою виділяється теплота, що сприяє прискоренню схоплення смоляного розчину, який нагнітається у свердловину після АСК. Швидкосхоплювана суміш, що утворюється, має селективні властивості відносно до нафтової частини пласта.

РІР із використанням сірчаної кислоти і смоли ТСД-9 виконують за наступною технологією. Промивають вибій свердловини (до чистої води), визначають приймальність пласта, опускають колону НКТ до покрівлі пласта, проводять її опресування, гирло свердловини обв'язують із технологічним обладнанням (кислотовози, автоцистерни і насосні агрегати). По колоні НКТ послідовно запомповують розділювальну „подушку” (буфер) із розгазованої нафти ( $0,1-0,15 \text{ м}^3$ ), алкіловану сірчану кислоту ( $6-8 \text{ м}^3$ ), нафту ( $0,2 \text{ м}^3$ ), смоляний розчин (65 % ТСД-9, 20-22 % формаліну і решту води –  $3-4 \text{ м}^3$ ), нафту ( $0,2 \text{ м}^3$ ). Нафтова „подушка” не допускає передчасного контактування запомповуваних речовин з водою (у свердловині і в пласті).

Протискування тампонажної суміші в пласт здійснюють соленою водою (розчин  $CaCl_2$ ) в об'ємі свердловини до інтервалу підосви пласта. На 0,5-1 год. свердловину залишають для очікування затвердіння смоли (ОЗС), після чого досліджують її на приймальність. За наявності приймальності здійснюють цементне заливання для дозакріплення привибійної зони пласта.

### *Приклад застосування технології*

Як приклад, розглянемо виконання ізоляційних робіт із використанням синтетичної смоли ТСД-9 за схемою селективної ізоляції на свердловині 801 Шкаповського нафтового родовища [36].

Геолого-експлуатаційна характеристика свердловини наступна: пробурений вибій на глибині 2157 м; експлуатаційна 146-мм колона – 2156 м; штучний вибій – 2142,8 м. Свердловина експлуатує девонський пласт  $D_{IV}$ , представлений нафтонасиченим пісковиком в інтервалах 2115,4-2123,4 м і 2127,6-2130,6 м (рис. 6.16). Пласт  $D_{IV}$  розкрито в інтервалах 2112-2123,5 м

230 вистрілами перфоратора ПК-103 і 2127-2131 м 80 вистрілами перфоратора ПК-85.

Свердловина вступила в експлуатацію 13.05.1960 р. по пласту  $D_{IV}$  фонтанним способом з дебітом 64 т/добу. До березня 1966 р. свердловина працювала з дебітом 50-180 т/добу; в березні у видобуваній рідині появилася вода в кількості 14 %. У травні свердловина була переведена на експлуатацію електровідцентровим насосом з дебітом 91 т/добу нафти (обводненість 14%). У серпні 1967 р. обводненість нафти досягла 82 % при дебіті 16 т/добу. У жовтні 1967 р. свердловина обводнилася до 100 %. Густина води рівна 1180 кг/м<sup>3</sup>. Пластовий тиск за картою ізобар станом на 1.07.1967 р. становив 17 МПа.

Дослідження свердловини методом ІННК не уможливило зробити однозначного висновку про характер насиченості пласта по товщині і про шляхи надходження води у свердловину, що і було підставою для виконання робіт із відключення обводненого інтервалу за наступною схемою селективної ізоляції з використанням смоли ТСД-9.

Після промивання і заміни рідини у свердловині на прісну воду була визначена приймальність, яка становила 130 л/хв. за тиску 9 МПа на насосі цементувального агрегату ЦА-320А.

Для виконання ізоляційних робіт використали водний розчин смоли ТСД-9 з часом початку затверднення 2 год. 20 хв. за температури 40°C (температура пласта  $D_{IV}$ ). Розчин готували у повному об'ємі у вимірній ємності агрегату ЦА-320А. Для приготування розчину використали 0,85 м<sup>3</sup> смоли ТСД-9, 0,24 м<sup>3</sup> формаліну і 0,4 м<sup>3</sup> води (співвідношення об'ємів смоли до суміші формаліну з водою рівне 1:0,75). Після подавання приготовленого об'єму розчину смоли ТСД-9 на вибій свердловини і проведення контрольного зрізування на глибині 1996 м за колону протиснули 0,75 м<sup>3</sup> смоли при мінімальній швидкості запомповування агрегату (ЦА-320А) і тиску 7,0-7,5 МПа. Розбуривши корок затверділої смоли в інтервалі 2060-2142 м, колону перфорували в попередніх інтервалах 300 вистрілами ПК-103.

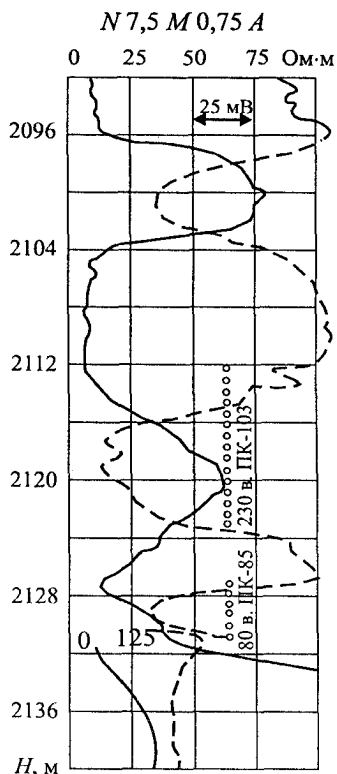


Рис. 6.16 – Каротажна діаграма по свердловині 80І Шкаповського родовища

Свердловину ввели в експлуатацію з дебітом 32 т/добу нафти і обводненістю 63 %. Через чотири місяці після ізоляційних робіт дебіт нафти становив 41 т/добу при обводненості 50 %. Ефект від виконання робіт продовжувався понад 12 місяців. За цей період додатково видобуто 7000 т нафти і ізольовано 21 000 м<sup>3</sup> води.

Успішність промислових робіт у 15 свердловинах на Ямашкінському нафтовому родовищі високов'язкої нафти (Татарстан) підвищилась до 92,3 % (замість 44%), середній дебіт свердловини до 5,1 т/добу (замість 0,1-0,3 т/добу).

### **6.9.2 Технологія усунення заколонних перетікань води в нафтових свердловинах кремнійорганічним водоізоляційним реагентом – продуктом 119-204**

Кремнійорганічний реагент продукт 119-204 (див. § 2.3.5) виявився високоефективним водоізоляційним матеріалом у роботах за технологією усунення заколонних перетікань води в нафтових свердловинах (див. також § 6.9.3).

#### Умови використання продукту 119-204

За даними аналізу ефективності технології усунення заколонних перетікань води в нафтових свердловинах на родовищах Західного Сибіру продуктом 119-204 методами математичної статистики визначено оптимальні геолого-технічні умови свердловин, за яких використання продукту 119-204 є доцільним, а саме [572]:

тип колектора – теригенний, поровий;

коефіцієнт нафтонасиченості продуктивного пласта – не менше 50-55 %;

мінералізація обводнювальних вод – не лімітується;

обводненість видобуваної продукції – не лімітується;

зведена приймальність свердловини за водою  $15 \leq Q \leq 36 \text{ м}^3/(\text{доб} \cdot \text{МПа})$ ;

відношення середньозважених коефіцієнтів проникностей водяного та нафтового пластів  $k_v/k_n \geq 1,2$ ;

відношення коефіцієнтів гідропровідностей водяного та нафтового пластів  $\epsilon_v/\epsilon_n > 1,0$ ;

відстань від підшови (чи покрівлі) інтервалу перфорації до джерела обводнювання (відповідно нижнього чи верхнього водоносного пластів) не менше 5 м, при цьому між продуктивним та водоносним пластами повинен бути літологічний розділ (глинисті, ущільнені прошарки) товщиною не менше 1 м;

допустима депресія тиску на пласт під час освоєння та експлуатації свердловин після РІР за товщини розділу понад 3 м – не більше 9-11 МПа;



запомповування продукту 119-204 в зону ізоляції здійснюється через існуючий фільтр, обсадна колона (за винятком інтервалу перфорації) в момент РІР повинна бути герметичною, а інтервал перфорації і зумпф – вільні від осаду сторонніх предметів;

башмак насосно-компресорних труб (НКТ) повинен бути встановленим в інтервалі надходження води у стовбур свердловини: для усунення заколонних перетікань знизу – біля нижніх, для усунення перетікань зверху – біля верхніх отворів інтервалу перфорації.

За таких геолого-технічних умов на цих родовищах технологія характеризується високою ефективністю: успішність РІР перевищує 70-75%; застосування технології є рентабельним.

### Підготовчі роботи

Перед здійсненням технологічного процесу з метою оцінки параметрів пласта, визначення профілю припливу, встановлення джерела обводнювання на свердловині необхідно виконати комплекс промислово-геофізичних досліджень, а для оцінки характеру та джерела обводнювання також використати матеріали, накопичені по свердловині: первинний стандартний каротаж, історію експлуатації, перебіг у часі обводненості, результати аналізу хімічного складу води за відібраними пробами, розташування свердловин відносно фронту нагнітання і фронту контурних вод тощо.

Необхідну для здійснення технологічного процесу кількість продукту 119-204 розраховують за формулою:

$$V = V' h, \quad (6.40)$$

де  $V$  – об'єм продукту 119-204, взятого для РІР, м<sup>3</sup>;  $V'$  – об'єм продукту 119-204, зведений до 1 м інтервалу перфорації, м<sup>3</sup>/м;  $h$  – товщина інтервалу перфорації, м.

На основі статистичного аналізу результатів успішного застосування технології мінімальний зведений об'єм продукту 119-204 можна визначити за формулою:

$$V'_{\min} = 0,049 \cdot 1,067^{Q_3}, \quad (6.41)$$

де  $Q_3$  – зведена приймальність свердловини (за водою), м<sup>3</sup>/(доб·МПа).

Якщо зведена приймальність  $Q_3$  змінюється в межах 16-36 м<sup>3</sup>/(доб·МПа), то мінімальний об'єм  $V'_{\min}$  становить 0,138-0,506 м<sup>3</sup>/м (табл. 6.12). За високої зведеної приймальності свердловини (понад 25 м<sup>3</sup>/(доб·МПа)) зведений об'єм продукту 119-204 береться в 1,2-1,8 рази більшим розрахованого за формулою мінімального об'єму.

Продукт 119-204 (ТУ 6-02-1294-84) є однокомпонентною сумішшю і використовується в товарному вигляді, тому не потрібно виконувати його підготовку безпосередньо перед запомповуванням у свердловину.

Таблиця 6.12 – Розрахункові значини зведених об'ємів продукту 119-204

$Q_z, \text{м}^3/(\text{доб.}\cdot\text{МПа})$	$V'_{\text{min}}, \text{м}^3/\text{М}$	$Q_z, \text{м}^3/(\text{доб.}\cdot\text{МПа})$	$V'_{\text{min}}, \text{м}^3/\text{М}$
16	0,138	28	0,301
18	0,157	30	0,343
20	0,179	32	0,390
22	0,204	34	0,444
24	0,232	36	0,506
26	0,264		

Для запобігання передчасної поліконденсації продукту 119-204 у трубах внаслідок контактування з водою чи із сольовим розчином, яким заповнено НКТ і стовбур свердловини, в процесі запомповування та протискування реагенту в зону ізоляції використовується роздільний буфер – безводна водорозчинна рідина, в якій вміст води не повинен перевищувати 3% (за методом Фішера по ГОСТ 1480-77 або газової хроматографії), наприклад, полігліколи типу „Полігліколь (кубові залишки виробництва гліколів)” (ТУ 6-01-1-328-85) чи „Антиспікач-1 (кубові залишки виробництва гліколів)” (ТУ 6-01-07-159-84), тобто кубові залишки виробництва етилен-, діетилен-, триетиленгліколю, ацетонові розчини гліколів (етилен-, діетилен-, триетиленгліколю) чи їх сумішей, а також ацетон (ГОСТ 2768-84). Основні фізичні характеристики ацетонових розчинів гліколів подано в таблиці 6.13 залежно від об'ємної концентрації  $c_{\text{гліколів}}$  у розчині. Можна використовувати як буфер й інші аналогічні за фізичними властивостями рідини, наприклад, нижчі кетони (метилетилкетон, діетилкетон), нижчі аліфатичні спирти (етилловий, пропіловий, ізопропіловий). Необхідна для виконання операції кількість буферної рідини становить 50-70 % від розрахункового об'єму продукту 119-204, але не менше 2 м<sup>3</sup>.

#### Технологія усунення перетікань

Для здійснення технологічного процесу застосовується звичайне обладнання, призначене для виконання капітального ремонту свердловин та оброблень привибійної зони, у т. ч. два цементувальні агрегати ЦА-320; сталева пересувна герметична ємність для завезення продукту 119-204 на свердловину місткістю до 10 м<sup>3</sup> чи нафтовоз будь-якої марки; сталева пересувна герметична ємність для завезення на свердловину буферної рідини місткістю 3-7 м<sup>3</sup> чи нафтовоз; сталева ємність із запасом протискувальної рідини (технологічна вода чи сольовий розчин) об'ємом 20-25 м<sup>3</sup> чи два розчиновози з причіпами (для заміни) сумарною місткістю до 25 м<sup>3</sup>; паропересувне устаткування ППУ-3М для прогрівання (в зимовий період) фонтанної арматури.

Таблиця 6.13 – Фізичні характеристики ацетонових розчинів гліколів – етиленгліколю (ЕГ), діетиленгліколю (ДЕГ) і триетиленгліколю (ТЕГ)

Об'ємна концентрація гліколю в розчині, %	Густина, кг/м <sup>3</sup>			Динамічний коефіцієнт в'язкості, мПа·с			Температура замерзання, °С		
	ЕГ	ДЕГ	ТЕГ	ЕГ	ДЕГ	ТЕГ	ЕГ	ДЕГ	ТЕГ
0	791	791	791	0,3	0,3	0,3	-95,3	-95,3	-95,3
10	830	828	828	0,5	0,5	0,5	-45	-60	-76
20	865	862	866	0,7	0,7	0,7	-43	-59	-69
30	902	897	898	1,0	1,0	1,0	-41	-54	-67
40	933	933	936	1,6	1,5	1,6	-40	-55	-65
50	967	967	967	2,4	2,3	2,3	-39	-49	-61
60	999	996	1004	3,6	3,6	4,1	-37	-47	-59
70	1026	1031	1036	5,8	6,3	7,5	-36	-44	-57
80	1062	1062	1067	9,2	11,1	13,3	-34	-42	-55
90	1086	1092	1096	13,9	17,0	24,2	-32	-39	-52
100	1111	1116	1124	20,8	34,8	48,08	-15,6	-10,5	-6

Технологічна схема ізоляційних робіт передбачає запомповування в заливальні труби (насосно-компресорні труби – НКТ) продукту 119-204, доведення його до башмака і протискування у повному об'ємі в зону ізоляції.

Спочатку промивають стовбур свердловини допусканням НКТ до вибою і встановлюють башмак НКТ в інтервалі водопритливу, здійснюють обв'язування НКТ з агрегатами ЦА-320 і опресовують нагнітальну лінію на тиск, який у 1,5 рази перевищує можливий робочий тиск. Обв'язування агрегатів та обладнання для здійснення технологічного процесу проводиться таким чином, щоб у процесі запомповування тампонажної суміші у свердловину та пласт запобігти вимушених зупинок для добирання у вимірні чани агрегатів ЦА-320 необхідної кількості використуваних рідин. Рекомендуються дві схеми обв'язування:

1) паралельне обв'язування двох агрегатів через трійник, коли першим агрегатом здійснюється запомповування в НКТ тампонажної суміші та доведення її до башмака, а другим агрегатом – протискування суміші в пласт (рис. 6.17);

2) послідовне обв'язування двох агрегатів, коли запомповування суміші в НКТ, доведення її до башмака та протискування в пласт здійснюється першим, під'єднаним до НКТ агрегатом, а другим агрегатом здійснюється вимірювання об'ємів протискувальної рідини та подавання її в мірні чани першого агрегату (рис. 6.18).

Доведення реагентів до башмака НКТ проводиться за відкритою затрубної засуви шляхом запомповування в НКТ протискувальної рідини (технічної або пластової води чи сольового розчину). Протискування реагентів здійснюється шляхом нагнітання в НКТ протискувальної рідини за закритою затрубної засуви.

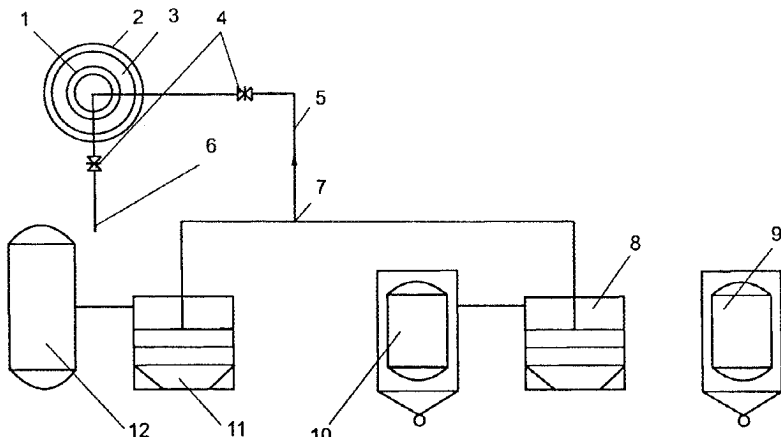


Рис. 6.17 – Схема паралельного обв'язування агрегатів для запомповування продукту 119-204: 1 – насосно-компресорні труби (НКТ); 2 – обсадна колона свердловини; 3 – міжтрубний простір колони; 4 – запірна засува; 5 – нагнітальна лінія, під'єднана до НКТ; 6 – резервна нагнітальна лінія; 7 – трійник; 8 – агрегат ЦА-320 (№1); 9 – пересувна сміть з буферною рідиною; 10 – пересувна сміть з продуктом 119-204; 11 – агрегат ЦА-320 (№2); 12 – сміть із запасом промивної і притискувальної рідин (вода або сольовий розчин)

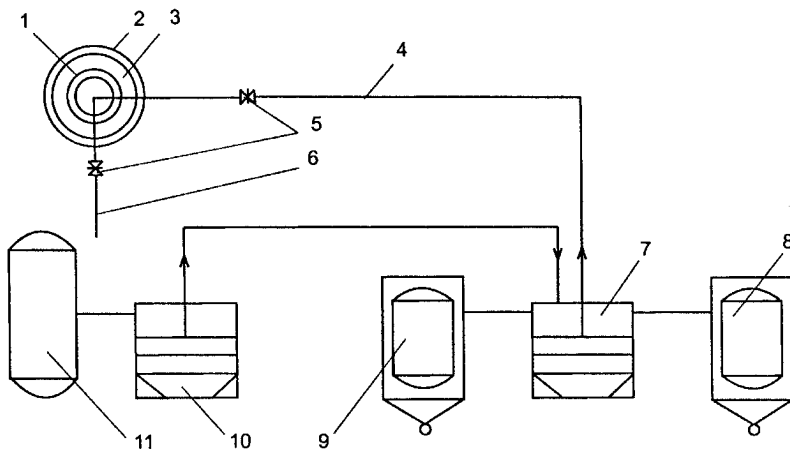


Рис. 6.18 – Схема послідовного обв'язування агрегатів для запомповування продукту 119-204: 1 – насосно-компресорні труби (НКТ); 2 – обсадна колона свердловини; 3 – міжтрубний простір колони; 4 – нагнітальна лінія, під'єднана до НКТ; 5 – запірна засува; 6 – резервна нагнітальна лінія; 7 – агрегат ЦА-320 (№1); 8 – пересувна сміть з буферною рідиною; 9 – пересувна сміть з продуктом 119-204; 10 – агрегат ЦА-320 (№2); 11 – сміть із запасом промивної і притискувальної рідин (вода або сольовий розчин)

Дальше визначають приймальність свердловини по воді сольовим розчином з допомогою агрегата ЦА-320 за усталеного гирлового тиску не вище допустимого для опресування експлуатаційної колони. Якщо зведена приймальність свердловини є меншою  $15 \text{ м}^3/(\text{доб} \cdot \text{МПа})$ , то попередньо слід виконати кислотне оброблення пласта і повторно визначити приймальність.

Відтак, за відкритої затрубної засуви з допомогою агрегатів ЦА-320 послідовно запомповують у НКТ  $1,0-1,5 \text{ м}^3$  полігліколю чи іншої водорозчинної гігроскопічної рідини (нижній буфер), розраховують кількість продукту 119-204,  $1,0-1,5 \text{ м}^3$  водорозчинної гігроскопічної рідини (верхній буфер) і доводять запомповані рідини до башмака НКТ (рис. 6.19, а) з допомогою протискувальної рідини (технічної або пластової води чи сольового розчину) з розрахунку підняття в міжтрубний простір колони половини об'єму нижнього буфера (див. рис. 6.19, б).

Дальше закривають затрубну засувку і під тиском, який не перевищує максимально допустимого для опресування колони тиску, протискують залишену в НКТ частину нижнього буфера та весь об'єм продукту 119-204 в зону ізоляції. Для виключення можливості обводнення пачки нижнього буфера ацетону, який піднімається в міжтрубний простір, піднімання буфера проводять за закритою затрубною засувкою з протитиском на пласт 5-8 МПа. Загальний об'єм протискувальної рідини дорівнює об'єму НКТ мінус об'єм верхнього буфера та плюс  $0,3-0,5 \text{ м}^3$ , але є не меншим об'єму, який необхідний для повного протискування реагенту із стовбура в зону ізоляції (див. рис. 6.19, в).

Процес запомповування продукту 119-204 та протискування його в пласт необхідно проводити неперервно. У кожному конкретному випадку залежно від узятого об'єму продукту 119-204, об'ємів буфера та об'єму НКТ роботу агрегатів під час запомповування рідин у свердловину, доведення їх до башмака НКТ і протискування в пласт необхідно чергувати так, щоб запобігти зупинок для добираючого у вимірні чани агрегатів ЦА-320 необхідної кількості протискувальної рідини.

Зразу ж після закінчення протискування рідин у зону ізоляції обов'язково здійснюють зворотнє промивання нафтою у  $1,5$ -кратному об'ємі НКТ з протитиском на пласт 5-8 МПа і залишають свердловину в спокої закритою під тиском кінця протискування для реакції на 24-36 год.

З метою видалення зі стовбура свердловини реагентів, що залишилися, здійснюють зворотнє промивання допусканням НКТ до вибою.

З метою дозакріплення тампонажного матеріалу поблизу стовбура свердловини опресовують обсадну колону водою і запомповують у привибійну зону  $0,3-0,5 \text{ м}^3$  води (сольового розчину). Запомповування води проводять плавно, без гідравлічних ударів. Тиск нагнітання не повинен

перевищувати максимально допустимого для опресування колони тиску.

Знову залишають свердловину додатково для реакції на 24-48 годин. Протягом цього часу на свердловині можна виконувати роботи з її підготовки до подальшої експлуатації: спуско-підіймальні операції, за необхідності – кислотні оброблення, встановлення насосного обладнання, заміну рідини у стовбурі тощо. Під час виконання даних робіт не можна створювати гідравлічних ударів і депресії тиску на пласт.

Якщо на свердловині заплановано в сукупності здійснити усунення заколонних перетікань води продуктом 119-204 та проведення додаткового розкриття пласта (пластів), то прострілювальні роботи необхідно виконувати перед ремонтно-ізоляційними роботами.

Після ізоляційних робіт фонтанні свердловини необхідно освоювати шляхом плавного запускання. Освоєння повинно здійснюватися з найменшою депресією тиску, яка викликає приплив нафти з пласта. Протягом

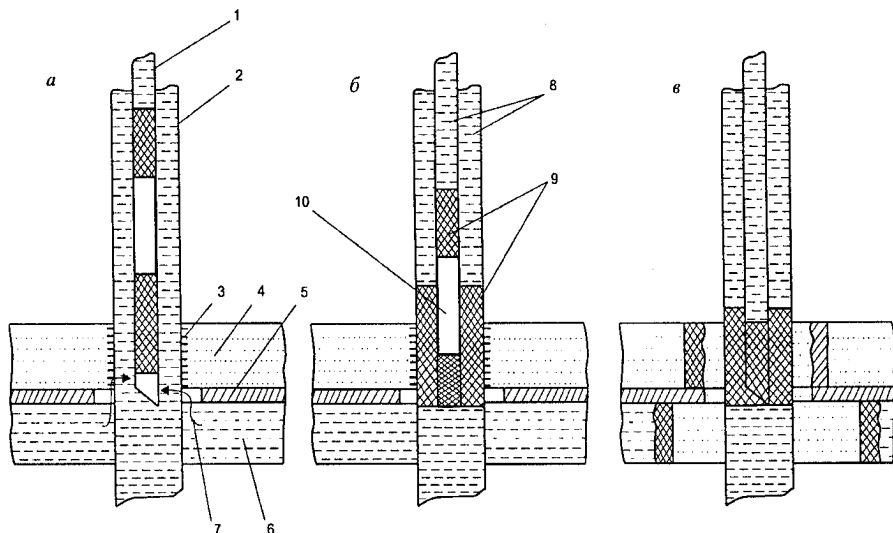


Рис. 6.19 – Технологічна схема запомповування продукту 119-204 у свердловину в зону ізоляції: *а* – послідовність запомповування в НКТ буферних рідин і продукту; *б* – розміщення в НКТ і колони запомповуваних рідин у момент початку протискування їх у зону ізоляції; *в* – розміщення рідин на момент закінчення протискування їх у зону ізоляції; 1 – заливальні труби (НКТ); 2 – обсадна колона; 3 – перфораційні отвори; 4 – продуктивний пласт; 5 – літологічний розділ; 6 – водоносний пласт; 7 – напрям припливу води; 8 – рідина, яка заповнює стовбур свердловини, а також протискувальна рідина (вода, сольовий розчин); 9 – буферна рідина; 10 – продукт 119-204

5-10 днів заміною штуцерів і плавним збільшенням депресії тиску свердловину виводять на заданий режим експлуатації.

Газліфтні свердловини вводять в експлуатацію плавно шляхом заміни штуцерів і регулювання витрати нагнітального газу. При цьому в перші 10-15 днів експлуатації після РІР допустима депресія тиску на пласт повинна бути в 1,5-2 рази нижчою попередньої депресії тиску до ремонтних робіт.

У свердловинах, які обладнано насосними устаткуваннями, після РІР проводять гідродинамічні дослідження для підбору насоса необхідної продуктивності, встановлюють насос і шляхом періодичних запускань і зупинок насоса протягом 5-10 днів виводять свердловину на режим.

З метою збільшення термінів утворення гелю продукт 119-204 можна розбавляти етилсилікатом (будь-якої марки), а також продуктом 119-296 (див. § 6.9.4). Рекомендується ступінь розведення від 1:2 до 1:4 за об'ємом. При цьому міцність утвореного полімеру знижується в 2-5 разів.

Технологічним критерієм успішності проведеної водоізоляції може бути підвищений тиск нагнітання продукту 119-204 в зону ізоляції в кінці протискування (в 1,2-1,5 рази порівняно з початковим). Останнє особливо є характерним під час виконання РІР на свердловинах, які вийшли з буріння і не експлуатувалися через високу обводненість. У свердловинах, які обводнилися внаслідок заколонної циркуляції води в процесі експлуатації і характеризуються високою приймальністю, значного підвищення тиску в процесі запомповування продукту в зону ізоляції може не спостерігатися. Тоді, якщо зростання тиску не відбулося чи тиск підвищився менше, ніж у 1,2 рази після запомповування реагенту, необхідно виконати другий цикл ізоляційних робіт продуктом 119-204.

#### Усунення неполадок

Якщо в процесі запомповування продукту 119-204 у свердловину чи протискування його в зону ізоляції вийшов з ладу агрегат ЦА-320, то необхідно другий агрегат під'єднати до резервної нагнітальної лінії, яка з'єднується із затрубним простором, і вимити реагент на поверхню зворотним промиванням. Повторне запомповування реагенту у свердловину можна здійснювати тільки після промивання і визначення приймальності свердловини.

Якщо в процесі запомповування продукту 119-204 в зону ізоляції приймальність свердловини різко знизилася ще до моменту повного протискування його в пласт (зростання тиску нагнітання на гирлі до максимально допустимого тиску для опресування колони), то реагент необхідно вимити на поверхню зворотним промиванням. Після промивання свердловину опресовують водою і залишають у спокої закритою

під тиском опресування для реакції на 24-36 год., даліше на свердловині виконують роботи з підготовки до експлуатації.

У випадку затвердіння тампонажного матеріалу в зоні фільтра чи на вибої інтервал перфорації та зумпф повинні бути очищені шляхом промивання з допусканням НКТ до вибою.

Якщо продукт 119-204 затвердів у НКТ, то труби після витягування із свердловини повинні бути очищені шляхом прогрівання до температури 500-700°C і наступного промивання чи очищення шкребком.

### Безпечне виконання робіт

Після виконання водоізоляційних робіт все обладнання, яке забруднене тампонажною сумішшю, необхідно промити безводною нафтою, дизельним паливом, гасом або ацетоном (див. також главу 9).

Під час затарювання ацетону або його розчинів у ємності забороняється допускати утворення вільно спадного струменя. Запомповування ацетону здійснюється тільки насосами у вибухонебезпечному виконанні і допускається приводити тільки під шар рідини. Під час виконання робіт необхідно виключити контактування ацетону з поверхнями, нагрітими до температури його кипіння в атмосферних умовах (плюс 56°C) або вище. Паління суворо заборонено.

З метою охорони довкілля утилізацію продукту 119-204, його розчинів і сумішей з іншими реагентами слід здійснювати в спеціально відведених місцях. Продукт 119-204 необхідно нейтралізувати водою (при взаємодії з нею перетворюється у тверду речовину), тверді продукти реакції засипати зверху шаром піску. Забороняється запомповувати продукт 119-204 або його розчини в колектор нафтозбірного трубопроводу, а також зливати на поверхню ґрунту, в ріки або водоймища. Поверхня землі, на якій розлито продукт, повинна бути оброблена 10 % розчином вапна або кальцинованої соди, а відтак – рекультивована.

Продукт 119-204 є частково гідролізованим орґаноалкоксихлорсиланом і складається із суміші оліґоорґаноетоксихлорсилосанів. Продукт 119-204 відноситься до 4-го класу небезпеки (речовини малонебезпечні) за ГОСТ 12.1.007-76. У разі попадання на слизову оболонку очей, носа та на шкіру продукт виявляє подразнювальне діяння, викликаючи печію. Продукт 119-204 не характеризується сенсibiliзуючим ефектом, не володіє вираженими кумулятивними властивостями, не має шкірно-резорбтивних властивостей.

Продукт 119-204 відноситься до легкозаймистих рідин. Температура спалахування в закритому тиглі 24 °С, у відкритому тиглі 58 °С. Температура самозаймання 223°C (за ТУ 6-02-1294-84), температура займання 82 °С. Температурні межі спалахування: нижня 21 °С, верхня 35 °С. Кон-



центраційні межі вибуховості: нижня 3,8 % об., верхня 5,5 % об. Гранично-допустима концентрація продукту в зоні робочих приміщень 60 мг/м<sup>3</sup>. Роботи з продуктом необхідно виконувати в приміщенні, обладнаному припливно-витяжною вентиляцією. Не допускається застосування відкритого вогню. Під час роботи необхідно використовувати інструмент, що не дає іскри при ударі. Усі агрегати, автоцистерни повинні бути обладнані іскрогасниками.

Засобами пожежегасіння при загоранні продукту є: пісок, повсть, вуглекислотні вогнегасники, порошок ПСБ з інтенсивністю подавання 0,8 кг/(м<sup>2</sup>·с) і витратою 4,3 кг/м<sup>2</sup>, розпилена вода з інтенсивністю подавання 1,0-1,35 кг/(м<sup>2</sup>·с) і витратою 0,8-1,9 кг/л продукту, повітро-механічна піна середньої кратності на основі 6 % розчину піноутворювача ПУ-1Д з інтенсивністю подавання 0,23 кг/(м<sup>2</sup>·с); компактна вода для гасіння продукту не застосовується.

Індивідуальними засобами захисту є: спецодяг із бавовняної тканини, гумові або прогумовані рукавиці, захисні окуляри, протигаз із коробкою марки „БКФ” (у випадку роботи в закритому приміщенні). У разі отруєння продуктом потерпілого необхідно вивести на свіже повітря та звільнити від одягу, попередньо викликавши лікаря. У разі попадання продукту на шкіру пошкоджене місце треба промити гасом, дизпальним або нафтою, а відтак протерти ватою, змоченою в спирті, промити ділянку мильним розчином і великою кількістю води або 3% розчином харчової соди.

Продукт 119-204 транспортують у герметичній металевій тарі, в залізничних 4-осних цистернах (без зливних приладів, матеріал – сталь 3) ємністю 50 м<sup>3</sup>, вантажопідймальністю 500-600 кН. На котел цистерни наноситься попереджувальний напис: „Небезпечно, ЛЗР” і трафарет приписки. Згідно з ГОСТ 19433-81 на тарі вказують знак безпеки продукту „3342” і символ безпеки. Зберігання продукту проводять згідно з ГОСТ 1510-76 за температури не вище 40°C на складах виготовлювача та споживача.

### ***6.9.3 Технологія водоізоляційних робіт із використанням кремнійорганічного продукту 119-204***

Як тампонажний матеріал з метою водоізоляції використовується продукт 119-204 за ТУ 6-02-1294-84 в межах 10-90% концентрації з динамічним коефіцієнтом в'язкості 1-4 мПа·с, густиною 1050 кг/м<sup>3</sup> при температурі 20°C (див. § 2.3.5). Вуглеводневими розчинниками хімреагенту служить безводна нафта, дизпальне, гас, газовий конденсат, метиловий, бутиловий спирти і ефіри із вмістом води не більше 1,5%. Як притискувальну рідину використовують нафту, пластову або прісну воду та інші спеціальні розчини (див. також § 6.9.2).

## Технологія водоізоляційних робіт

Для здійснення технологічного процесу застосовується стандартне обладнання, яке призначене для капремонту свердловин та ОПЗ, у тому числі: два насосні агрегати типу ЦА-320 для нагнітання хімеагенту і притискувальної рідини; дві сталеві пересувні герметичні ємності (автоцистерни) для перевезення продукту 119-204 та технологічних рідин (ацетону) на свердловину; сталеві ємності (на свердловині) для підготовки розчину хімеагенту з необхідним запасом протискувальної рідини [168].

Перед ізоляційними роботами необхідно промити стовбур свердловини з допусканням НКТ до вибою, встановити башмак в інтервалі перфорації в зоні припливу води, а також визначити приймальність свердловини по воді (сольовому розчину) за допомогою насосного агрегату за гирлового тиску, який не перевищує допустимого тиску опресування.

Технологія РІР із використанням продукту 119-204 полягає в наступному. За відкритої затрубної засуви (для циркуляції у свердловині через НКТ) послідовно нагнітають у НКТ 0,1-1,5 м<sup>3</sup> ацетону (нижній буфер), розрахований об'єм продукту 119-204, 0,5-1,0 м<sup>3</sup> ацетону (верхній буфер) і доводять реагенти до башмака НКТ за допомогою протискувальної рідини (технічна вода або сольовий розчин) із розрахунку піднімання в затрубний простір половини об'єму нижнього буфера ацетону. Відтак закривають затрубну засуву і за тиску, який не перевищує максимально допустимого тиску для опресування колони, протискають залишену в НКТ частину нижнього буфера ацетону та весь об'єм продукту 119-204 в зону ізоляції. Процес нагнітання продукту 119-204 і протискування його в пласт необхідно проводити неперервно. Тоді залишають свердловину закритою під тиском, досягнутому в кінці протискування, на реакцію протягом 24 годин.

Через 24-36 годин з метою видалення із стовбура свердловини залишених реагентів здійснюють зворотне промивання з допусканням НКТ до вибою. Для дозакріплення тампонажного матеріалу в околиці стовбура свердловини опресовують колону на вибої та плавно нагнітають у привибійну зону 0,3-1,0 м<sup>3</sup> води або сольового розчину. Тоді знову залишають свердловину додатково на реакцію протягом 24-48 годин. У цей час у свердловині можна виконувати роботи з її підготовки до експлуатації: спуско-підймальні операції, встановлення насосного обладнання тощо.

Якщо в процесі запомповування продукту 119-204 в зону ізоляції приймальність свердловини різко знизилась до повної відсутності, то реагент необхідно вимити на поверхню, потім свердловину опресувати водою і залишити під тиском на 24-36 годин. Після цього на свердловині можна виконувати роботи з її підготовки до експлуатації.

Освоєння свердловини слід здійснювати, починаючи з найменшої депресії тиску, яка викликає приплив нафти із пласта. Протягом 10-15 днів шляхом плавного збільшення депресії тиску свердловину виводять на заданий режим експлуатації.

Кількість тампонажної суміші в м<sup>3</sup> на одну операцію розраховується, виходячи із значини радіуса зони ізоляції 0,7-1,5 м (в дуже розчленованому колекторі радіус можна взяти мінімальним), за формулою:

$$V = \pi(R^2 - r_c^2)hm, \quad (6.42)$$

де  $R$  – запланований радіус ізоляції, м;  $r_c$  – радіус свердловини (дорівнює зовнішньому радіусу обсадної колони), м;  $h$  – товщина інтервалу перфорації, м;  $m$  – середньозважений коефіцієнт пористості пласта в інтервалі перфорації, частка одиниці.

Технічний ацетон (ГОСТ 2768-84), який використовується як верхня і нижня розділювальна та водопоглинальна буферна рідина під час нагнітання продукту 119-204 у свердловину та пласт, береться в кількості 50-70 % від розрахованого об'єму продукту 119-204, але не менше 2 м<sup>3</sup>.

Тампонаж обводнених пластів можна здійснювати і розчинами продукту 119-204 в межах 10-90 % концентрації. Як розчинник використовують малов'язку безводну нафту, дизельне пальне, гас, газовий конденсат, метиловий чи бутиловий спирти і ефіри з вмістом води не більше 1,5 %. Об'єм розчину беруть не більше 0,2-0,5 м<sup>3</sup>/м перфорованої товщини пласта. Концентрацію продукту у вуглеводнях за низьких пластових тисків беруть у межах 10-50%, а за високих – 20-90 %. Об'єм буферного шару нафти між продуктом і протискувальною рідиною беруть не більше 0,5-2 м<sup>3</sup>. Як протискувальною рідиною послуговуються нафтою, пластовою або прісною водою чи іншими спеціальним розчинами.

Для виконання ізоляційних робіт НКТ заповнюють товарною нафтою, за відкритого затрубного простору в НКТ послідовно нагнітають приготовлені розчини (трьох концентрацій із почерговим зростанням концентрації), буферний шар безводної нафти і протискують хімреагент у пласт протискувальною рідиною.

Технологія є ефективною за умови глибоких (понад 3000 м) високотемпературних видобувних свердловин з приймальністю не менше 200 м<sup>3</sup>/добу, за максимально допустимого тиску нагнітання і за наявності слабкопроникних колекторів (коефіцієнт проникності 0,01-0,1 мкм<sup>2</sup>).

### Адаптація технології

Стосовно до нафтогазових родовищ Охтирського нафтопромислового району адаптовано технологію обмеження припливу пластових вод у нафтові і газові свердловини за допомогою кремнійорганічного реагенту – продукту 119-204 [289]. Об'єктами застосування технології гідроізоляції

рекомендовано нафтові, газові, газоконденсатні свердловини із продуктивними горизонтами на глибині понад 3000 м в умовах слабкопроникних колекторів з коефіцієнтом проникності  $(10-100) \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

Тампонаж обводнених гірських порід здійснюється розчинами продукту 119-204 в межах 10-90% концентрації. Як тампонажний матеріал використовується продукт 119-204 за ТУ 6-02-1294-84 з динамічним коефіцієнтом в'язкості 1-4 мПа·с, густиною 1050 кг/м<sup>3</sup> при температурі 20°C. Вуглеводневими розчинниками ізоляційного хімреагенту слугує безводна нафта, дизпальне, гас, газовий конденсат, метиловий, бутиловий спирти і ефіри із вмістом води не більше 1,5%. Як притискувальні рідини використовуються нафта, пластова або прісна вода та інші спеціальні розчини.

План виконання ізоляційних робіт складають на основі даних геофізичних і гідродинамічних досліджень об'єкта: характеру обводнювання свердловини; пластового тиску; приймальності свердловини; температури на вибої свердловини.

Для виконання ізоляційних робіт підбирається свердловина із приймальністю не менше 200 м<sup>3</sup>/добу (при максимально допустимому тиску нагнітання) або за необхідності досягається потрібна приймальність існуючими методами.

Для проведення технологічного процесу нагнітання ізолювальних розчинів у пласт необхідно два насосних устаткування для нагнітання хімреагентів і притискувальної рідини, автоцистерни для перевезення хімреагенту і технологічних рідин, ємності для підготування розчинів хімреагентів.

Підготовка свердловини до нагнітання хімреагенту включає: перевірку герметичності гирлового обладнання і оснащення вимірювальними приладами; піднімання обладнання із свердловини і опускання НКТ до нижнього рівня перфорованої зони; промивання нагнітальних труб і вибою від води товарною нафтою; заповнення свердловини рідиною до повної циркуляції і опресування нагнітальної лінії.

Перед нагнітанням робочої ізолювальної суміші в трьох окремих ємностях заготовляють розчини хімреагенту заданої концентрації. Об'єм нагнітальної тампонувальної суміші вибирається не більше 0,2-0,5 м<sup>3</sup>/м перфорованої товщини пласта. Границі концентрації хімпродуктів у вуглеводнях для свердловин з низьким пластовим тиском беруться в межах 10-50% а з високим – 20-90%. Рівень відокремлювального шару нафти між хімпродуктом і притискувальною рідиною встановлюється не більше 0,5-2,0 м.

Проведення технологічного процесу полягає в наступному. Обладнання, техніку з'єднують із гирлом свердловини, опресовують на півтора-

кратний робочий тиск. Підготовані хімічні розчини подають на запоповування в послідовності зростаючої концентрації. Насосно-компресорні труби запоповнюють товарною нафтою для промивання свердловини. При відкритому затрубному просторі, витісняючи нафту, в НКТ послідовно запоповують підготовлені розчини, відтак буферний шар безводної нафти і протискують в пласт протискувальною рідиною. За умови повного витіснення хімреагенту в пласт свердловину залишають під тиском на термін його затвердіння 0,5-24 год. у залежності від пластових умов. У разі неповного витіснення хімпродукту в пласт проводять зворотне вимивання його із свердловини товарною нафтою в об'ємі, рівному об'єму свердловини, в спеціальну смінь. Після промивання вибою свердловини і нагнітальної лінії через встановлений термін витримування у спокої приступають до освоєння свердловини і перевірки її продуктивності.

#### ***6.9.4 Технологія обмеження припливу води в нафтові свердловини кремнійорганічним продуктом 119-296Т***

Композиція на основі кремнійорганічного продукту 119-296Т (див. § 2.3.5) для обмеження припливу вод характеризується високою водоізолювальною здатністю незалежно від мінералізації вод, простою реалізації технології, може використовуватись при температурах до  $-60^{\circ}\text{C}$ , твердне в усьому (насиченому нею) поровому об'ємі водоносного (водоносної частини) пласта (продукт вступає в реакцію поліконденсації під дією каталізатора – соляної кислоти – з утворенням твердого матеріалу). Час затвердіння композиції регулюються в широких межах шляхом додавання необхідної кількості каталізатора. А це дає змогу не допустити зворотного витискування тампонажної суміші із пласта [638].

Композиція придатна для ізоляції верхніх, нижніх і підошовних вод будь-якої мінералізації за пластових температура до  $80^{\circ}\text{C}$ , а також за наявності великих перепадів тиску і малих перемичок між пластами.

Робочі розчини на основі продукту 119-296Т готують безпосередньо перед запоповуванням у пласт, за наступною технологією.

До продукту 119-296Т додають технічну соляну кислоту, кількість якої визначають з табл. 6.14 у залежності від необхідних термінів затвердіння гелю. Після додавання соляної кислоти суміш перемішується протягом 20 хв. шляхом циркуляції розчину за схемою агрегат ЦА-320 – автоцистерна. Потім додають воду в кількості 20-25% від об'єму отриманої полімеркислотної суміші і знову перемішують розчин.

Ця технологія придатна і для робіт у зимовий період. При температурі навколишнього повітря понад  $10^{\circ}\text{C}$  змішування реагентів і запоповування тампонажної композиції у свердловину здійснюють через трійник-змішувач для попередження передчасного затверднення суміші.

Таблиця 6.14 – Залежність термінів гелеутворення продукту 119-296Т від кількості введеної соляної кислоти

Температура затвердіння суміші, °С	Густина соляної кислоти, $\cdot 10^3$ кг/м <sup>3</sup>	Концентрація соляної кислоти, %	Кількість води для гідролізу 1 м <sup>3</sup> продукту 119-296Т, л		Терміни затвердіння суміші, початок затвердіння / кінець затвердіння, год.-хв., за кількості соляної кислоти для змішування з 1 м <sup>3</sup> продукту 119-296Т, л			
			пластової	прісної	60	90	120	150
-15	1,12	24	80	-	1-12/>8	1-05/>8	1-02/5-53	0-46/4-57
-5	1,12	24	80	-	1-40/4-30	1-28/3-28	1-15/2-00	0-58/1-38
0	1,12	24	80	-	1-07/4-02	0-55/1-55	0-48/1-13	0-36/1-10
+10	1,03	6	80	-	4-45/6-45	3-03/4-13	2-26/3-30	1-49/2-24
+10	1,06	12	80	-	2-20/3-20	0-58/2-23	0-48/1-49	0-26/1-30
+10	1,12	24	80	-	0-37/2-05	0-15/2-00	0-10/1-16	0-06/1-01
+25	1,03	6	80	-	4-27/>8	2-35/4-00	1-43/2-53	1-26/2-36
+25	1,06	12	80	-	0-52/2-25	0-38/1-37	0-27/0-55	0-04/0-34
+25	1,12	24	80	-	0-18/2-00	0-14/0-54	0-11/0-34	0-04/0-14
+30	1,03	6	80	-	1-11/6-19	0-49/6-19	0-39/6-00	0-23/5-30
+30	1,06	12	80	-	0-47/2-17	0-15/1-07	0-09/0-57	0-05/0-50
+30	1,12	24	80	-	0-13/0-42	0-09/0-25	0-03/0-10	0-03/0-06
+25	1,06	12	-	270	7-55/>8	6-28/>8	2-55/6-16	2-29/3-44
+25	1,12	24	-	270	0-59/2-01	0-45/1-40	0-32/1-10	0-30/1-05
+30	1,03	6	-	270	8-22/>8	7-52/>8	6-53/>8	5-53/7-58
+30	1,06	12	-	270	2-59/3-59	2-31/3-17	2-15/3-05	1-58/2-43
+30	1,12	24	-	270	0-40/1-17	0-33/1-09	0-30/0-55	0-28/0-48

Контрольне визначення тривалості гелеутворення проводять для кожної партії продукту 119-296Т, що постачається, а також після тривалого зберігання продукту (більше 1 міс.).

Аналіз результатів дослідно-промислових робіт із випробування технології обмеження припливу вод у нафтові свердловини кремнійорганічним продуктом 119-296Т дав змогу визначити оптимальні геолого-технічні умови свердловин, за яких застосування технології є найбільш ефективним:

- тип колектора – теригенний, карбонатний;
- початковий коефіцієнт нафтонасиченості продуктивного пласта, не менше 55%;
- накопичений відбір нафти з 1 м початкової нафтонасиченої товщини пласта не повинен перевищувати 15 тис. т;
- обводненість продукції повинна становити 80-99%;
- мінералізація вод, які обводнюють свердловину, не лімітується;
- питома приймальність водонагнітальної свердловини 0,6-10 м<sup>3</sup>/ (год·МПа);
- кількість продукту на 1 м водоносної частини пласта (водоносного пласта) повинна становити 0,5-1,0 м<sup>3</sup>;
- продукт повинен запомповуватися в зону ізоляції по НКТ через існуючий фільтр із пакером чи без нього або через спеціальні отвори колони із застосуванням пакера;
- перо-лійка НКТ повинна бути встановлена навпроти існуючого експлуатаційного фільтра в інтервалі надходження води у свердловину або на 30-50 м вище інтервалу перфорації.

За таких умов технологія характеризується високою ефективністю: успішність водоізоляційних робіт становить 75%, застосування технології є рентабельним.

Результати використання кремнійорганічного продукту 119-296Т для обмеження припливу вод у видобувних свердловинах НГВУ „Джалиль-нефть” подано в табл. 6.15, у свердловинах НГВУ „Альметьевнефть” (Татарстан) – в табл. 6.16. Всього в НГВУ „Джалильнефть” в 1995-1996 рр. виконано 25 ремонтно-ізоляційних робіт із використанням продукту 119-296Т. Із загальної кількості оброблених свердловин успішно виконано ремонти в 21 свердловині, тобто коефіцієнт успішності становить 0,84. Середня тривалість ефекту ізоляції рівна 433 доби. За цей час додатково видобуто нафти з розрахунку на одну свердловину в середньому 1012 т, а зниження відбору води в середньому становить 3647 т. Позитивні результати отримано і в НГВУ „Альметьевнефть”.

Таблиця 6.15 – Результати використання продукту 119-296Г в НГВУ „Джалильнефть”

Номер свердловини	Інтервал перфорації, м	Тип ізоляованої води	Дата оброблення, міс. рік	Кількість про-дукту, т	Дебіт нафти, т/добу/обводненість, %		Строк після оброблення, доби	Додат-ковий видобуток нафти, т	Зменшення відбору води, т
					до оброб-лення	після оброблення			
262098	11495,-1153,5	Підшовна	04.95	4	0,5/91	2,6/58	507,5	1213	1337
26235	1156-1163	Запомповувана	05.95	5	0,2/99	56,2/82,2	486	1335	4512
26040	1112,4-1118,6	Підшовна	05.95	5	1,5/95	3,0/66,0	280,5	273	7725
7417	1156-1162	-/-	05.95	5	0,6/99	5,0/91,6	842,5	4124	4098
26036	1154,5-1156	-/-	06.95	3	0,2/91	1,6/82,6	680	363	2609
26132	1157,6-1160,4	-/-	09.95	4	0,3/99	6,1/50	770	2020	22802
13344	1126,8-1132	Запомповувана	09.95	5	1,1/92	3,0/65,7	264,3	403	2195
26062	1145-1153	-/-	09.95	5	0,1/99	1,5/51,3	674,5	662	2001
17025	1114,4-1120,4	-/-	09.95	5	3,5/92	11,4/70	410	6888	7747
26071	1076-1086	Підшовна	09.95	7	0,3/98	1,8/83,6	595	564	2303
16751	1186,7-1192,5	-/-	10.95	4	0,1/99	1,1/79	479,6	431	7609
26041	1092-1099,4	-/-	10.95	6	0,2/90	0,8/86	756	942	2091
26109	1150-1153	Запомповувана	12.95	4	0,1/99	2,1/45	668,5	1612	5856
16668	1229,0-1237,0	Підшовна	06.96	7	0,1/98	2,5/75	453,8	409	2860
16285	1356-1358,4	-/-	07.96	6	0,1/99	0,9/90	148,5	18	303
28123	1117,6-1120,0	-/-	01.96	8	0,1/99	1,6/82	555,5	432	2647
28137	1160,2-1161,7	-/-	02.96	8	0,1/99	1,5/81	670,5	427	4415
7509	1746-1754	-/-	06.96	5	0,8/99	2,5/97	320,5	234	947
7522	1650-1651	Запомповувана	06.96	6	1,5/98	2,8/89	400,5	250	8290
7963	1720-1723	Підшовна	07.96	8	0,2/98	1,1/86	427,5	258	2252
16271	1089,6-1092,6	Запомповувана	07.96	5	0,2/98	5,2/83	427,5	2252	2786



Таблиця 6.16 – Результати використання продукту 119-296Т в НГВУ „Альметьевнефть”

Номер свердловини	Інтервал перфорації, м	Кількість продукту, т	Дебіт нафти, т/добу/обводненість, %		Тривалість ефекту після оброблення, міс.	Додатковий видобуток нафти, т	Зменшення відбору води, т	Успішність
			до оброблення	після оброблення				
13544	1762,8-1764,8	5,0	0,1/99,8	6/87	27,0	2581	22464	+
17483	1597,6-1599,0 1600-1601,0	4,0	0,1/99,9	2/35	12,6	387	2643	+
21640	1827,6-1828,6	3,5	2,6/98,5	9/87	28,0	3612	70483	+
5682Д	1811,2-1812,2	5,0	2,1/97,0	0/0	0	0	0	-
10150	1591,6-1594,0	4,0	1,3/98,8	8,3/8,7	23,0	2396	40136	+
21768	1736,1-1738,6	3,5	0,2/98,5	2/83	18,0	721	804	+
Всього	(11,3)	25,0			108,6	9697	136530	

### **6.9.5 Технологія комплексного підвищення продуктивності обводнюваних свердловин із використанням кремнійорганічних водоізоляційних сумішей і кислотних композицій**

#### Суть технології

Технологія призначена для комплексного діяння на привибійну зону пласта (ПЗП) в нафтових свердловинах із обводненістю продукції понад 30% внаслідок прориву нагінтальних або пластових вод [291].

Відмітимо ще раз, що розглянуті в даній монографії технології водоізоляційних робіт в основному те ж доцільно поєднувати в одному комплексі з різними методами інтенсифікації припливу нафти (чи газу) із низькопроникних продуктивних пропластків (солянокислотне, термохімічне чи термокислотне оброблення, теплове оброблення, оброблення вуглеводневими розчинниками, ПАР і т. д.), хоч автори де-не-де про це згадували.

*Суть технології* полягає в попередній ізоляції води (обмеженню припливу або тимчасовому тампонуванню обводнюваного пропластка з використанням гелеутворювальних сумішей – ГУС-1, ГУС-2, зшиваючих полімерів – ПАА, КМЦ та гідролізуючих кремнійорганічних реагентів – етилсилікатів, продукту 119-296) і в наступному кислотному діянні на низькопроникні нафтонасичені інтервали пласта.

Технологічна ефективність робіт забезпечується як зменшенням обводненості продукції свердловини, так і підвищенням дебіту нафти. Так, успішність кислотних оброблень по обводнюваних (обводненість понад 30%) свердловинах на нафтових родовищах Західного Сибіру не перевищувала 45%, у більшості випадків роботи супроводжувалися наступним різким зростанням обводненості продукції свердловин, а отриманий додатковий видобуток нафти був значно меншим потенційних можливостей цього методу.

У випадку повного вироблення пропластка або розкриття недонасиченої підошовної зони пласта, особливо монолітного, необхідним є повне і глибоке тампонування водоносної зони. У такому разі найбільший ефект дають водоізоляційні роботи із запомповуванням тампонажних матеріалів у великих об'ємах. Останнє зумовлює необхідність використання недорогих реагентів або сумішей. Такій вимозі задовольняють зшиваючі суміші на основі поліакриламідів (ПАА) або карбоксиметилцелюлози (КМЦ). Найпростішим і технологічним є метод водоізоляції гелеутворювальними сумішами ГУС-1 і ГУС-2 за схемою „запомповування сухого порошку”, який розроблено інститутом ВНИИКРнефть (Росія). Для підвищення ефективності і надійності ізоляції доцільно зі сторони стовбура свердловини дозакріплювати ізолювальний екран із

ГУС міцнішими матеріалами, а як останні рекомендується використовувати кремнійорганічні реагенти.

У випадку неповного вироблення обводнюваного пропластка перед кислотним діянням на ПЗП необхідно виконати тимчасове тампонування високопроникних пропластків (шляхів обводнювання) на період запомпуювання кислоти в пласт.

На даний час розроблено декілька способів комплексного діяння на ПЗП обводнюваних свердловин, які відповідають такій задачі, але через ряд причин (багатокомпонентність сумішей, труднощі приготування їх, особливо в зимовий час, низька селективність діяння, взаємодія ізолювальних сумішей із кислотою, що призводить до зниження ефекту або погіршення колекторських властивостей нафтонасичених ділянок, і т. д.) вони не знайшли широкого застосування.

Рекомендовані для використання в даній технології ізоляційні кремнійорганічні реагенти володіють високою селективною здатністю і найповніше задовольняють вимоги до водоізоляційних матеріалів. Вони показали високу ефективність і широко використовуються на промислах Західного Сибіру. Відмітною особливістю таких кремнійорганічних сумішей, як гліколеві ефіри етилсилікатів (технічна назва сумішей „ВТС”), є здатність утвореного із них полімеру розчинятися в деяких кислотах, наприклад, фтористоводневій. Це дає змогу використовувати суміш для тимчасової ізоляції в тому випадку, коли водоносний пропласток є виробленим не повністю і його ізоляція призводить до зниження кінцевого нафтовилучення.

Рекомендовані для використання в даній технології кислотні суміші найповніше відповідають літологічним і фізико-хімічним умовам родовищ Західного Сибіру і також забезпечили високу ефективність при їх використанні на промислах. Окрім соляної кислоти вони містять агенти, які осушують ПЗП, наприклад, ацетон або гліколи, фтористоводневу кислоту, інгібувальні домішки, реагенти, котрі сповільнюють швидкість реакції кислоти з породою і попереджають випадання вторинних осадів.

### Хімічні реагенти

*Етилсилікат* (за ГОСТ 26371-84), *етилсилікат-конденсат* (за ТУ 6-02-02-67-86) і *продукт 119-296* (за ТУ 6-02-1-533-87) – суміші алкілових ефірів ортокремнієвої кислоти. Вони відрізняються вмістом мономеру – тетраетоксисилану – і компонентів вищого ступеня конденсації; є малов'язкими рідинами від жовтого або жовто-зеленого до темно-коричневого кольору зі слабким, але характерним запахом; не замерзають до температури мінус 50°C; використовуються як компоненти кремнійорганічних тампонажних розчинів у суміші із продуктом 119-204, або для приготування тампонажних сумішей на основі гліколевих ефірів етилсилікатів.

*Продукт 119-204* (за ТУ 6-02-1294-84) – водоізоляційний реагент на основі етоксипоксидних кремнійорганічних сполук, суміш олігомерів органоетоксихлорсилоксанів. Він є темною малов'язкою рідиною із характерним запахом хлористого водню; не замерзає до температури мінус 50°C; використовується як самостійний (однокомпонентний) водоізоляційний реагент, а також як компонент водоізоляційного розчину в суміші із етилсилікатом і як водоізоляційний розчин на основі гліколевих ефірів етилсилікатів (див. § 2.3.5, 6.9.2, 6.9.3).

*Соляна кислота* HCl (за ТУ 6-01-714-77) – жовтувата, із різким запахом хлористого водню рідина, яка димить на повітрі. Товарна кислота постачається 24-28% концентрації; використовується як основний компонент кислотних композицій для оброблення ПЗП і сумішей кислотних перфораційних середовищ (ПС) при вторинному розкритті (дострілювання, перестрілювання) пластів.

*Фтористоводнева кислота* HF (за ГОСТ 2567-73) – безбарвна прозора рідина із різким запахом фтористого водню. Товарна кислота постачається 40% концентрації; використовується як компонент кислотних композицій для оброблення ПЗП.

*Борна (ортоборна) кислота* H<sub>3</sub>BO<sub>3</sub> (за ГОСТ 18704-73) – кристалічна речовина білого кольору; розчиняється в гарячій воді, водних розчинах кислот; використовується як компонент глинокислотних композицій для попередження випадання вторинних осадів у процесі оброблення ПЗП.

*Ортофосфорна кислота* H<sub>3</sub>PO<sub>4</sub> (за ГОСТ 10678-76) – безбарвна не-летка рідина без запаху, застигає при 0°C; для технічних потреб випускається промисловістю у вигляді сиропоподібного водного розчину із концентрацією кислоти 75-80%; розчинна у воді (водні розчини кислоти поєднуються в будь-яких співвідношеннях із кетонами, спиртами, гліколями); використовується як компонент кислотної суміші для оброблення ПЗП.

*Ацетон технічний* (диметилкетон) CH<sub>3</sub>-CO-CH<sub>3</sub> (за ГОСТ 2768-84) – прозора безбарвна або жовтувата рідина із характерним запахом (температура кипіння 56,2°C); легкозаймиста рідина, вибухо- і пожежо-небезпечна; змішується з водою в будь-яких співвідношеннях; вміст кетону в технічному ацетоні в перерахунку на ацетон повинен бути не менше 99%, вміст води – не більше 0,8. Використовується як компонент ацетоно-солянокислотної композиції, ацетонового розчину глинокислоти для оброблення ПЗП, компонент ацетоно-кислотного розчину хлористого кальцію (перфораційного середовища ПС-1 для вторинного розкриття пластів), а також як буферна рідина при водоізоляційних роботах із використанням продукту 119-204.

*Гліколи* – це етиленгліколь (за ГОСТ 19710-83), діетиленгліколь (за ГОСТ 10136-77), полігліколь (за ТУ 6-01-328-85), антиспікач (кубові

залишки виробництва гліколів за ТУ 6-01-1-7-159-84). Етилен- і діетилен-гліколь – прозорі безбарвні в'язкі гігроскопічні рідини; застигають при температурах  $-6$  –  $-12^{\circ}\text{C}$ . Полігліколь і антиспікач – темні в'язкі гігроскопічні маслянисті рідини, котрі не застигають до мінус  $30^{\circ}\text{C}$ . Всі ці гліколи є двоатомними спиртами, малолеткими рідинами. Змішуються в будь-яких співвідношеннях із водою, ацетоном, водними розчинами кислот, кремнійорганічними тампонажними сумішами. Використовуються як компоненти кремнійорганічних водоізоляційних сумішей на основі гліколевих ефірів етилсилікатів, а також як компоненти кислотно-гліколевих розчинів хлористого кальцію (перфораційного середовища ПС-2 для вторинного розкриття пластів). Ацетонові розчини гліколів (полігліколи) використовуються як буферна кислота при водоізоляційних роботах з використанням продукту 119-204, або як водоізоляційна суміш із продукту 119-204 і етилсилікату. Основні фізичні характеристики ацетонових розчинів гліколів подано вище в табл. 6.13.

*Хлористий кальцій*  $\text{CaCl}_2$  (за ГОСТ 450-77) – сіль, кристалічна речовина, розчинна у воді, у водних розчинах кислот. Технічний хлористий кальцій постачається у вигляді гранул або лусочок від білого до сірого кольору; використовується як обважнювач сумішей перфораційних середовищ ПС-1 і ПС-2 при вторинному розкритті пластів (див. § 2.2.18).

*Карбоксиметилцелюлоза* (за ОСТ 6-05-386-80) – порошок білого або жовтуватого кольору, розчинний у воді. Використовується як компонент водоізоляційної суміші ГУС-1 (див. §§ 2.2.18, 2.4.5).

*Поліакриламід* – порошок білого або жовтуватого кольору, розчинний у воді (імпортований високомолекулярний матеріал марок DKSORPF-40NT, AccotrLL-622, PDA-1020, PDA-1041, CS-35, а також будь-якої іншої марки із молекулярною масою  $10^6$  і більше). Використовується як компонент водоізоляційної суміші ГУС-2 (див. §§ 2.4.2, 2.4.5).

*Лігносульфонати* – дрібнодисперсні порошки темного кольору, розчинні у воді (бажано марок ССБ, СДБ, КБП, КССБ, КССБ-1, КССБ-2 за ТУ 84-04-225-79, ТУ 29-9-33-72). Використовуються як компоненти сумішей ГУС-1 і ГУС-2 (див. §§ 2.2.18, 2.4.5).

*Біхромат* (натрію, калію або амонію) (за ГОСТ 26-51-78) – кристалічна сіль оранжевого кольору; розчинна у воді; використовується як компонент сумішей ГУС-1 і ГУС-2 (див. §§ 2.2.18, 2.4.5).

#### Методика вибору рецептур водоізоляційних сумішей на основі гліколевих ефірів етилсилікатів та контролювання їх якості

Співвідношення вхідних компонентів для приготування гліколевих ефірів етилсилікатів становить:

Компоненти:	Вміст, % за об'ємом
Етилсилікат будь-якої марки (або продукт 119-296)	5-85
Продукт 119-204	5-45
Гліколь (полігліколь)	10-50
Вода	не більше трьох об'ємів відносно до глікольного ефіру етилсилікату

Час затвердіння глікольних ефірів етилсилікатів, отриманих при змішуванні цих компонентів, змінюється від декількох хвилин до діб при температурах 0-150°C. Підвищення температури і концентрації продукту 119-204 у складі суміші знижує термін часу його затвердіння при взаємодії із водою (табл. 6.17). Збільшення концентрації етилсилікату, гліколю (полігліколю) і ступеня розбавлення водою збільшує термін часу затвердіння. На рис. 6.20 і 6.21 як приклади подано залежності часу затвердіння глікольних ефірів етилсилікатів, отриманих на основі різних компонентів.

При виборі рецептури суміші необхідно керуватися тим, що оптимальний час його затвердіння при пластовій температурі дорівнює часу запомповування всього розрахункового об'єму реагенту в пласт. Задаватися запасом часу, що перевищує більше ніж 20-25 хв. технологічного часу запомповування реагенту в пласт, не слід, оскільки це може призвести до зниження ефекту ізоляції внаслідок переміщення малов'язкого незагущеного ізоляційного реагенту в пласті після припинення запомповування. Необхідно враховувати, що при запомповуванні в пласт реагенту із початковою температурою, що дорівнює температурі на поверхні, пластова температура в зоні ізоляції знизиться. При цьому безпечний технологічний час запомповування збільшиться і буде ще на 15-25 хв. перевищувати заданий час затвердіння суміші при початковій пластовій температурі.

Таблиця 6.17 – Час затвердіння сумішей етилсилікатів із продуктом 119-204 в залежності від температури, марки етилсилікату і вмісту продукту 119-204, хв.

Температура, °C	Марка етилсилікату	Об'ємна частка продукту 119-204 в суміші, %						
		0	5	10	20	30	50	100
50	Етилсилікат-32	165	70	40	15	8	3	2
60	Етилсилікат-40	140	50	25	10	4	2	1
60	Етилсилікат-конденсат (продукт 119-296)	120	25	17	5	3	2	1
80	Етилсилікат-40	50	15	8	3	2	1	0,5
100	Етилсилікат-32	18	5	3	2	1	0,5	0,1

Примітка. Об'ємна частка води становить 25% від загального об'єму суміші (етилсилікат, продукт 119-204, вода).

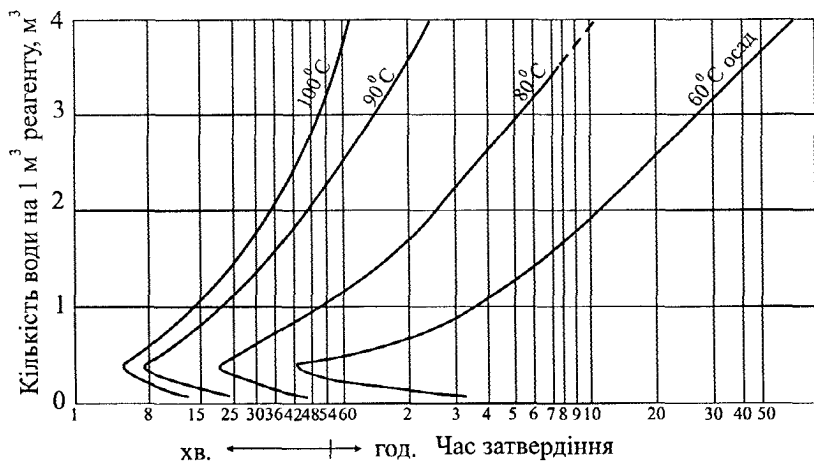


Рис. 6.20 – Час затвердіння гліколевих ефірів етилсилікатів (реагент отримано змішуванням етилсилікату-конденсату – 64% за об’ємом, продукту 119-204 – 16% за об’ємом, полігліколю – 20% за об’ємом)

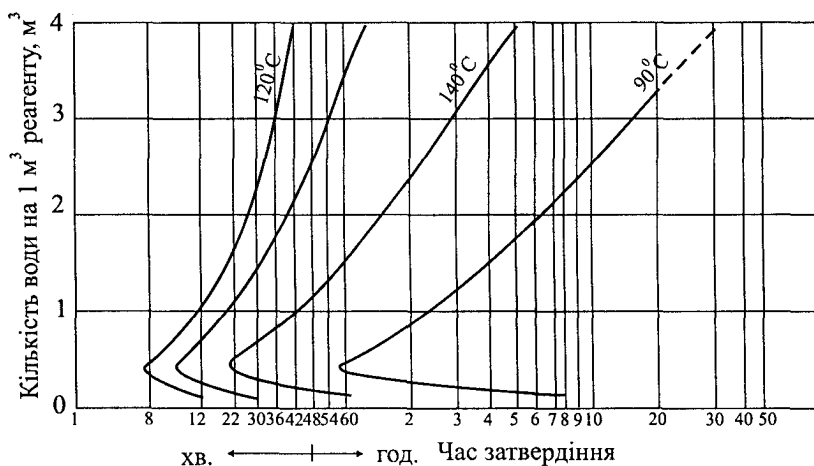


Рис. 6.21 – Час затвердіння гліколевих ефірів етилсилікатів (реагент отримано змішуванням етилсилікату 40 – 54% за об’ємом, продукту 119-204 – 6% за об’ємом, діетиленгліколю – 40% за об’ємом)

Знаючи температуру в зоні ізоляції і визначивши необхідний об’єм та час запомповування суміші в пласт, в лабораторних умовах підбирають інгредієнти суміші із часом її затвердіння, що задовольняє пластові умови.

Контроль якості ізоляційних сумішей здійснюють наступним чином.

Із ємностей зберігання вхідних компонентів відбирають проби в кількості 500 мл кожного. За допомогою вимірного циліндра в хімічну термостійку склянку місткістю 500 мл доливають необхідну кількість етилсилікату і продукту 119-204 (в будь-якій послідовності). Суміш перемішують скляною паличкою протягом 2-3 хв. до повної гомогенізації. До отриманої суміші за допомогою вимірного циліндра при перемішуванні скляною паличкою додають необхідну кількість гліколю (полігліколю), продовжують перемішування суміші ще протягом 20 хв., після чого робоча суміш є готовою.

Для визначення часу затвердіння суміші доливають в отриману суміш водопровідну воду в кількості 25% від об'єму суміші. Суміш перемішують 1-2 хв. і поміщають склянку в термостатувальну водяну (масляну) баню із температурою, що дорівнює температурі в зоні ізоляції з похибкою ( $\pm 1^{\circ}\text{C}$ ). За час отвердіння беруть момент від початку термостатування до втрати текучості суміші, коли меніск рідини в склянці при нахилі його на  $45^{\circ}$  перестає зміщуватись.

При визначенні часу затвердіння розбавлених водою сумішей воду додають до суміші зразу ж після її приготування в об'ємних співвідношеннях реагент : вода 1:1, 1:2 і 1:3 відповідно. Паралельно досліджують контрольну пробу із додаванням води кількістю 25% від об'єму суміші, а тоді час затвердіння суміші визначають аналогічно.

Вибір інгредієнтів і контроль якості сумішей необхідно проводити кожного разу при надходженні нової партії або зміні хоча б одного із компонентів, а також при зміні умов використання сумішей, особливо температури в зоні ізоляції.

### Вибір свердловин

Свердловини, які вибрано для здійснення технології, повинні задовольняти наступні вимоги:

а) присвердловинний майданчик і під'їзні шляхи повинні забезпечити розміщення обладнання і спецтехніки для виконання дослідницьких робіт і оброблення ПЗП, а також задовольняти вимоги з техніки безпеки, пожежної безпеки і охорони довкілля;

б) свердловини повинні бути досліджені для встановлення характеру та джерела обводнювання; в комплексі промислово-геофізичних досліджень обов'язково слід використати методи, котрі уможливають побудову профілю припливу і визначення джерела обводнювання;

в) інтервал перфорації і зумпф повинні бути вільні від осаду та сторонніх предметів;

г) обсадна колона свердловини, за виключенням інтервалу перфорації, повинна бути герметичною;



- г) повинно бути якісне розмежування експлуатаційного пласта із вище-та нижчезалеглими пластами, відсутність заколонних припливів флюїдів;
- д) коефіцієнт нафтонасиченості продуктивних інтервалів пласта повинен бути не меншими 45-50%;
- е) коефіцієнт приймальності свердловин по воді повинен бути не меншим  $15 \text{ м}^3/(\text{доб} \cdot \text{МПа})$  за тиску нагнітання на гирлі не більше 12 МПа;
- є) обводненість видобуваної продукції повинна бути понад 30%;
- ж) пластова температура повинна бути не більше 150°C;
- з) мінералізація пластових вод не лімітується.

#### Технічні засоби і схеми монтажу обладнання

При здійсненні технологічного процесу застосовується обладнання, яке призначене для виконання капітального ремонту і оброблення привибійної зони, в т. ч.: а) два цементувальних агрегати ЦА-320; б) сталева пересувна герметична ємність для доставляння на свердловину кремній-органічного матеріалу в об'ємі до  $10 \text{ м}^3$  або призначений для цієї мети нафтовоз (наприклад, АЦ-10); в) сталева пересувна герметична ємність для доставляння на свердловину буферної рідини (ацетон, гліколи чи їх суміші) в об'ємі 3-7  $\text{м}^3$  або призначений для цієї мети нафтовоз (наприклад, АЦ-10); г) сталева ємність із запасом промивної і протискувальної рідин (технічна вода) об'ємом 20-25  $\text{м}^3$  (наприклад, ємність доливання); ґ) кислотний агрегат Азінмаш-30 або Азінмаш-30А; д) осереднювальна ємність (наприклад, на базі АЦ-10) для змішування компонентів при приготуванні водоізоляційних сумішей місткістю 5-10  $\text{м}^3$ ; е) пересувне устаткування ППУА-1600/100 для прогрівання фонтанної арматури в зимовий час; є) піскозмішувач УСП-50.

Схему обладнання гирла свердловини *при здійсненні технологічного процесу* подано на рис. 6.22.

Схему обв'язування спецтехніки із гирлом свердловини *при здійсненні водоізоляційних робіт кремнійорганб3чними реагентами* подано на рис. 6.23. Обладнання і використовувана техніка обв'язуються таким чином, щоб у процесі запомповування тампонажної суміші у свердловину і пласт можна було б уникнути зупинок для добирання у вимірні ємності агрегатів ЦА-320 необхідної кількості протискувальної рідини. Для забезпечення беззупинкового проведення процесу забороняється виконувати роботи одним агрегатом ЦА-320. Використовувані буферні рідини і кремнійорганічний водоізоляційний реагент запомповуються у свердловину безпосередньо із ємностей їх доставки без попереднього затарювання у вимірні ємності агрегату ЦА-320. Для вимірювання об'ємів запомповуваних у свердловину буферної рідини і тампонажної суміші ємності їх доставки повинні бути оснащені витратоміром чи рівнеміром, або повинні



водоізоляційних робіт (див. рис. 6.23) і проводять запомповування кремнійорганічного реагенту для дозакріплення ізолювального скрану.

Принципову схему обв'язування спецтехніки із гирлом свердловини при ОПЗ кислотними сумішами, а також при запомповуванні у свердловину сумішей ПС подано на рис. 6.25. Запомповування кислотних сумішей і сумішей ПС у насосно-компресорні труби (НКТ) здійснюється кислотним агрегатом Азінмаш-30 або Азінмаш-30А, запомповування протискувальної рідини і протискування в пласт – цементувальним агрегатом ЦА-320.

### Приготовляння водоізоляційних кремнійорганічних сумішей

При використанні для водоізоляції продукту 119-204 не потрібно виконувати його підготовки, оскільки він є однокомпонентним і використовується в товарному вигляді.

Рис. 6.24 – Схема обв'язування гирла свердловини при водоізоляційних роботах сумішами ГУС: 1 – водовід або ємність із запасом 50-75 м<sup>3</sup> води; 2 – агрегат ЦА-320; 3 – піскозмішувач УСП-50, затарений порошкоподібною сумішшю ГУС; 4 – осереднювальна ємність або глинозмішувач; 5 – агрегат ЦА-320 або АН-700; 6 – свердловина

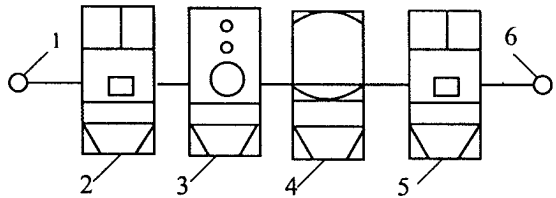
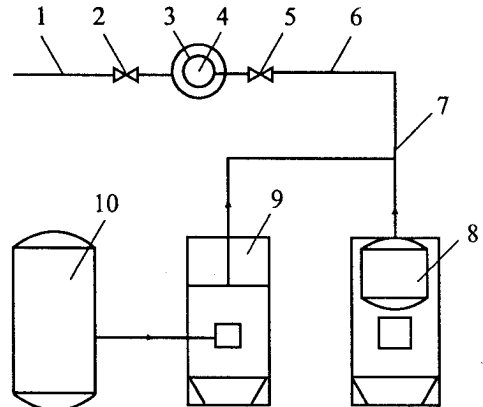


Рис. 6.25 – Схема обв'язування гирла свердловини при ОПЗ і запомповуванні у свердловину сумішей ПС: 1 – затрубна і викидна лінії; 2 – затрубна засува на викидній лінії; 3 – міжтрубний простір свердловини; 4 – насосно-компресорні труби; 5 – запірний засува із НКТ і нагнітальної лінії; 6 – НКТ і нагнітальна лінія; 7 – трійник; 8 – кислотний агрегат Азінмаш-30 або Азінмаш-30А, затарений кислотним розчином або сумішшю ПС; 9 – цементувальний агрегат ЦА-320; 10 – ємність із запасом промивної і притискувальної рідин

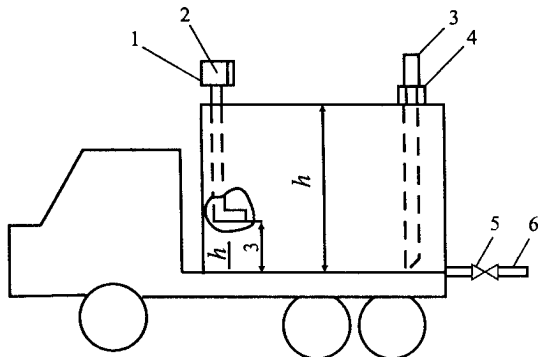


Водоізоляційна суміш на основі продукту 119-204 і етилсилікату готується шляхом змішування компонентів в осереднювальній ємності або безпосередньо в ємності, яка призначена для доставки реагенту на свердловину. Вхідні компоненти в будь-якій послідовності затарюють у ємність змішування, після чого перемішують шляхом кругової циркуляції на агрегаті ЦА-320 протягом 15-20 хв. Ці реагенти є взаємно розчинними в будь-яких співвідношеннях, інертними між собою, а приготувана із них суміш без доступу води (вологи повітря) може зберігатися без зміни властивостей не менше 1 року. У залежності від концентрації продукту 119-204 і етилсилікату, а також пластової температури змінюється час затвердіння суміші при взаємодії із водою. Зниження вмісту в суміші продукту 119-204 призводить до збільшення термінів затвердіння, однак, знижує і механічну міцність утвореного полімеру. Залежності часу затвердіння сумішей на основі продукту 119-204 і етилсилікатів різних марок від концентрації вхідних компонентів подано вище на рис. 6.20. і 6.21.

Кремнійорганічна водоізоляційна суміш ВТС-2 на основі гліколевих ефірів етилсилікатів готується шляхом змішування етилсилікату (або продукту 119-296), продукту 119-204 і гліколю (полігліколю або антиспікача). При приготуванні суміші слід керуватись наступною послідовністю операцій і рекомендацій.

В осереднювальну ємність, яка оснащена рівнеміром чи тарувальною планкою, або в додатково обладнану для цього автоцистерну (рис. 6.26) агрегатом ЦА-320 запомповують необхідну кількість етилсилікату. Під шар етилсилікату запомповують необхідну кількість продукту 119-204. Ємність обв'язують із агрегатом ЦА-320 за схемою кругової циркуляції і реагенти перемішують перепопмуванням протягом 15-20 хв. У вимірні ємності агрегату ЦА-320 затарюють необхідну кількість гліколю. Створюють кругову циркуляцію суміші етилсилікату із продуктом 119-204 по

Рис. 6.26 – Схема додаткового обладнання автоцистерни, котра застосовується як осереднювальна ємність і ємність для доставки реагентів: 1 – патрубок; 2 – швидкороз'ємна з'єднання (ШРЗ); 3 – рівнемір або тарувальна планка; 4 – горловина ємності автоцистерни; 5 – запірна засува; 6 – патрубок діаметром, рівним діаметру всмоктувального шланга ЦА-320;  $h$  – висота ємності



циклу ємність-агрегат-ємність при роботі насоса із максимальною продуктивністю. Після початку циркуляції, привідкривши засуву, котра перекриває канал сполучення вимірної ємності ЦА-320 із насосом, починають безперервне подавання гліколю із вимірної ємності в потік суміші етилсилікату із продуктом 119-204, котрі циркулюють по колу. Щоб уникнути отримання неякісної суміші швидкість подавання гліколю із вимірної ємності агрегату ЦА-320 у потік циркулюючої суміші повинна бути не вищою 100-200 л/хв. Після подавання всього об'єму гліколю в потік циркулюючої по колу суміші перекривають засуву, що відтинає вимірну ємність агрегату ЦА-320 від насоса, і продовжують перемішування суміші протягом 20 хв. Після цього глікольовий ефір етилсилікату є готовим до використання. Недотримання названих рекомендацій може призвести до затвердіння суміші на стадії приготування.

Приготовлена суміш ВТС-2 повинна бути використаною не пізніше ніж через 10 годин після приготування. За тривалішого терміну зберігання може відбутися зміна властивостей реагенту, а через 18-20 годин – його гелеутворення. Ці терміни відповідають температурі докілька 25°C, а за мінусових температур термін зберігання суміші перевищує 24 години.

Суміш ВТС-2 в процесі запомповування у свердловину може розбавлятися водою або водними розчинами солей. Таке розбавлення покращує умови затвердіння суміші, знижує витрату реагенту і вартість оброблення. Затвердіння глікольових ефірів етилсилікатів із утворенням монолітного полімеру відбувається в широкому діапазоні концентрацій води (від 10 до 75% за об'ємом), при цьому слід враховувати, що зі збільшенням концентрації води збільшуються терміни затвердіння суміші, але знижується механічна міцність полімеру. Оптимальним вмістом води в суміші є 25% за об'ємом. За такої концентрації води полімер володіє максимальною механічною міцністю. З урахуванням цього з метою збільшення розмірів водоізолювальних екранів при одночасному зниженні витрати реагенту рекомендується перші порції ізоляційної суміші розбавляти водою в об'ємному співвідношенні реагент : вода від 1:1 до 1:2. Збільшувати ступінь розбавлення реагенту водою вище зазначеної межі не слід, оскільки під час фільтрації суміші у водонасиченому пласті вона додатково збагачується водою. В останні порції запомповуваної суміші воду слід вводити в оптимальному співвідношенні, рівному 3:1. Цим досягається хороше дозакріплення ізолювального матеріалу в пласті за рахунок підвищеної міцності полімеру, котрий утворюється в пристовбурній зоні із останніх порцій суміші.

Розбавлення реагенту водою необхідно проводити безпосередньо перед запомповуванням у пласт. Розбавлення може здійснюватись: а) на поверхні шляхом запомповування глікольового ефіру етилсилікату за

допомогою агрегату ЦА-320 в осереднювальну ємність, що містить розрахункову кількість води, з подальшим перемішуванням суміші створенням кругової циркуляції; б) шляхом паралельного подавання через трійник двома агрегатами ЦА-320 розрахункових кількостей реагенту і води в нагнітальну лінію при запомповуванні суміші у свердловину; в) безпосередньо на вибої шляхом запомповування розрахункової кількості водоізоляційного реагенту в заливальні труби першим агрегатом ЦА-320 і запомповування розрахункової кількості води в міжтрубний простір другим агрегатом ЦА-320 (дана схема є найбезпечнішою).

Вище на рис. 6.20 і 6.21 подано залежності часу затвердіння гліколевих ефірів етилсилікатів від концентрації вхідних компонентів, пластової температури і ступеня розбавлення водою. Необхідно враховувати, що ці залежності встановлено для конкретних партій вхідних компонентів і, відповідно, є орієнтовними при виборі рецептури в кожному конкретному випадку. Рецептура суміші повинна уточнюватись для наявних вхідних компонентів, при надходженні кожної нової партії хоча б одного із компонентів, а також у залежності від геолого-фізичних умов застосування технології (пластової температури, приймальності свердловини, ступеня вироблення пласта).

#### Приготування буферних рідин

При використанні для водоізоляції продукту 119-204 або його суміші з етилсилікатом з метою попередження передчасного їх затвердіння в колоні труб внаслідок контактування із водою або сольовим розчином, який заповнює свердловину, в процесі запомповування реагенту в зону ізоляції використовується розділювальний буфер. Як буферну рідину необхідно використовувати безводну водорозчинну гігроскопічну рідину, наприклад, ацетон, полігліколі, ацетонові розчини гліколів (полігліколю). Можливим є використання й інших аналогічних за фізичними властивостями рідин, наприклад, нижчих аліфатичних спиртів (етиловий, ізопропиловий), кетонів (метилетилкетон, діетилкетон), ефірів (метилцеллозоль, етилцеллозоль).

Через те, що ацетон має низькі температуру кипіння і тиск насиченої пари, що призводить до швидкого його випаровування і ускладнення при зберіганні в літній час, а гліколі мають високі температури замерзання, рекомендується як буферну рідину використовувати ацетонові розчини гліколів (полігліколю). Ці реагенти змішуються в будь-яких пропорціях і являють собою азеотропну суміш (суміш, яка має однаковий склад рідинної та парової фаз). Збільшення концентрації ацетону в розчині призводить до зниження температури застигання суміші (див. табл. 6.13), збільшення концентрації гліколю – до підвищення температури кипіння.

Окрім того, ацетонові розчини гліколів мають регульовані густину і коефіцієнт в'язкості (див. табл. 6.13), що підвищує надійність виконуваної ними функції розділювальної рідини при подаванні реагенту до вибою свердловини.

Ацетонові розчини гліколів доцільно готувати в міру надходження реагентів на склад. Змішування реагентів необхідно здійснювати примусово: механічним або гідравлічним перемішуванням, наприклад, шляхом кругової циркуляції реагентів за схемою ємність-насос-ємність до повної гомогенізації розчину.

Буферні рідини не повинні містити води, що потрібно проконтролювати перед їх використанням. Контроль здійснюється службами хімічних лабораторій. Рекомендовані методи визначення: метод Фішера за ГОСТ 14870-77 або метод газової хроматографії.

Безпосередньо перед проведенням технологічного процесу доставлена на свердловину буферна рідина повинна бути додатково досліджена на придатність. Для цього із ємностей із доставленими реагентами необхідно в склянки відібрати проби буферної рідини 0,1-0,5 л і продукту 119-204 (суміші його із стилсилікатом) 0,1-0,5 л. Відібрані продукти рідин слід злити в скляну тару у співвідношенні 1:1 за об'ємом, а суміш ретельно перемішати і залишити на 1-2 години. Якщо після завершення зазначеного часу істотних змін властивостей суміші не відбулося (відсутність значного загуснення, втрата текучості або утворення окремих згустків, пластівців полімеру), то буферна рідина є придатною для використання.

#### Приготовляння водоізоляційних гелеутворювальних сумішей (ГУС)

Порошкоподібну суміш ГУС готують заздалегідь у місцях зберігання компонентів. Суміш готують шляхом одночасного завантаження компонентів у бункери УСП-50 через завантажувальний шнек.

Рекомендований склад порошкової суміші ГУС-1 є наступним: на 20 кг КМЦ необхідно 10 кг лігносульфонату і 7 кг біхромату, а склад порошкової суміші ГУС-2: на 15 кг ПАА 20 кг лігносульфонату і 10 кг біхромату.

Приготовування розчину ГУС здійснюється шляхом розчинення порошкової суміші компонентів у прісній воді безпосередньо на свердловині в процесі виконання РІР. Розчин ГУС готують за допомогою УСП-50 шляхом дозування порошкової суміші в гідрозмішувач, де заздалегідь встановлено режим подавання і відбирання води із постійною швидкістю в межах 0,2-0,4 м<sup>3</sup>/хв. Дозування порошкової суміші при запомповуванні сумішей ГУС у свердловину вибирають із розрахунку: ГУС-1 від 25 до 40 кг/м<sup>3</sup>; ГУС-2 від 10 до 16 кг/м<sup>3</sup>.

### Приготовляння кислотних композицій

Ацетоно-солянокислотна суміш для оброблення ПЗП повинна являти собою 10-15% розчин соляної кислоти в ацетоні із вмістом ацетону від 28 до 64% за масою в залежності від вхідної концентрації соляної кислоти. У табл. 6.18 подано дані для приготування 1 м<sup>3</sup> ацетоно-солянокислотного розчину із заданою концентрацією соляної кислоти.

Таблиця 6.18 – Необхідні об'єми, м<sup>3</sup> вхідної соляної кислоти  $V_{c,к}$  і ацетону  $V_a$  за різної концентрації  $c_{c,к}$ , % вхідної соляної кислоти (відповідно її густини  $\rho_{c,к}$ , кг/м<sup>3</sup>) для приготування ацетоносолянокислотного розчину із заданою концентрацією соляної кислоти в ацетоновому розчині  $c_p$ , %

$c_{c,к}$ , %	$c_{c,к}$ , кг/м <sup>3</sup>	$c_p$ , %					
		10		12		15	
		$V_{c,к}$ , м <sup>3</sup>	$V_a$ , м <sup>3</sup>	$V_{c,к}$ , м <sup>3</sup>	$V_a$ , м <sup>3</sup>	$V_{c,к}$ , м <sup>3</sup>	$V_a$ , м <sup>3</sup>
18	1088	0,478	0,522	0,595	0,405	0,786	0,214
20	1098	0,421	0,579	0,522	0,478	0,686	0,314
22	11008	0,376	0,624	0,464	0,536	0,607	0,393
24	1119	0,338	0,662	0,417	0,583	0,544	0,456
26	1129	0,307	0,693	0,378	0,619	0,491	0,509
28	1139	0,281	0,719	0,345	0,655	0,448	0,552

Приготування ацетонового розчину соляної кислоти може здійснюватися безпосередньо перед початком робіт із діяння на ПЗП або заздалегідь. Ацетоновий розчин соляної кислоти заданої концентрації готується змішуванням розрахункової кількості реагентів в осереднювальній або спеціальній технологічній ємності шляхом подавання кислоти в ацетон і подальшого примусового гідравлічного перемішування суміші насосним агрегатом при створенні кругової циркуляції ємність-насос-ємність до повної гомогенізації суміші.

При запомповуванні в ПЗП великих об'ємів кислотної композиції за відсутності осереднювальної ємності допускається приготування ацетоно-солянокислотного розчину безпосередньо в нагнітальній лінії шляхом паралельного запомповування в неї через трійник розрахункових об'ємів ацетону і соляної кислоти вхідної концентрації.

Глинокислотна суміш із додаванням борної кислоти для оброблення ПЗП повинна являти собою водний розчин хлористого водню (соляної кислоти HCl) 10-15% за масою, фтористого водню (фтористоводневої кислоти HF) 1-3% за масою, борної кислоти H<sub>3</sub>BO<sub>3</sub> 1-3% за масою. У табл. 6.19 подано дані для приготування 1 м<sup>3</sup> глинокислотного розчину із додаванням борної кислоти.

Приготування кислотного розчину може здійснюватись на складі або безпосередньо перед обробленням ПЗП на свердловинах. Суміш го-



Таблиця 6.19 – Дані для приготування 1 м<sup>3</sup> глинокислотного розчину на основі 24% соляної кислоти HCl і 40% фтористоводневої кислоти HF із доданням борної кислоти H<sub>3</sub>BO<sub>3</sub>

Кількість вхідних реагентів				Задана концентрація компонентів за масою в суміші, %			
HCl, м <sup>3</sup>	HF, м <sup>3</sup>	H <sub>3</sub> BO <sub>3</sub> , кг	вода, м <sup>3</sup>	HCl	HF	H <sub>3</sub> BO <sub>3</sub>	вода
0,390	0,024	10,6	0,586	10	1	1	88
0,395	0,048	21,5	0,557	10	2	2	86
0,401	0,073	32,7	0,526	10	3	3	84
0,472	0,024	10,7	0,504	12	1	1	86
0,479	0,048	21,7	0,473	12	2	2	84
0,485	0,074	33,0	0,441	12	3	3	82
0,599	0,024	10,8	0,377	15	1	1	83
0,607	0,049	22,0	0,344	15	2	2	81
0,616	0,075	33,5	0,309	15	3	3	79

тується в наступній послідовності: до розрахункового об'єму води додають розрахунковий об'єм фтористоводневої кислоти, а відтак необхідну кількість борної кислоти. Суміш перемішують шляхом кругової циркуляції за схемою ємність-насос-ємність до повного розчинення борної кислоти. Отриману суміш запомповують насосом у розрахунковий об'єм соляної кислоти вхідної концентрації і додатково перемішують шляхом кругової циркуляції до повної гомогенізації.

За відсутності борної кислоти вона може бути заміна тетраборатом натрію Na<sub>2</sub>B<sub>4</sub>O<sub>7</sub>·10H<sub>2</sub>O (бура) або окисом бору B<sub>2</sub>O<sub>3</sub>. При використанні тетраборату натрію для приготування кислотної суміші він береться в такому ж масовому співвідношенні, а окису бору беруть у 3 рази менше, ніж борної кислоти. Порядок приготування суміші в даному випадку такий же, як і при використанні борної кислоти.

*Ацетано-глинокислотний розчин із домішкою борної кислоти* для оброблення ПЗП повинен містити за масою в суміші: 10-15% хлористого водню HCl, 1-3% фтористого водню HF, 1-3% борної кислоти H<sub>3</sub>BO<sub>3</sub>, 25-35% ацетону, вода – решта. У табл. 6.20 подано дані для приготування 1 м<sup>3</sup> ацетано-глинокислотного розчину із домішкою борної кислоти.

Суміш готують у послідовності, викладеній вище, після чого насосом її запомповують у розрахунковий об'єм ацетону і додатково перемішують шляхом кругової циркуляції до повної гомогенізації.

*Ацетано-фосфорно-фтористоводнева кислотна композиція* повинна містити за масою в суміші 20-40% ацетону, 10-30% ортофосфорної кислоти H<sub>3</sub>PO<sub>4</sub>, 2-4% фтористого водню HF, вода – решта. У табл. 6.21 подано дані для приготування 1 м<sup>3</sup> ацетано-фосфорно-фтористоводневої кислотної суміші.

Приготування кислотної композиції може здійснюватись на складі або безпосередньо перед обробленням ПЗП на свердловинах. Суміш го-

Таблиця 6.20 – Дані для приготування 1 м<sup>3</sup> ацетоно-глинокислотного розчину на основі 24% соляної кислоти HCl, 40% фтористоводневої кислоти HF та ацетону із доданням борної кислоти H<sub>3</sub>BO<sub>3</sub>

Кількість вхідних реагентів					Задана концентрація компонентів за масою в суміші, %				
HCl, м <sup>3</sup>	HF, м <sup>3</sup>	H <sub>3</sub> BO <sub>3</sub> , кг	ацетон, м <sup>3</sup>	вода, м <sup>3</sup>	HCl	HF	H <sub>3</sub> BO <sub>3</sub>	ацетон	вода
0,361	0,022	9,8	0,368	0,249	10	1	1	30	58
0,366	0,044	19,9	0,373	0,217	10	2	2	30	56
0,371	0,067	30,2	0,378	0,184	10	3	3	30	54
0,437	0,022	9,9	0,372	0,169	12	1	1	30	56
0,443	0,045	20,1	0,376	0,136	12	2	2	30	54
0,449	0,088	30,5	0,381	0,102	12	3	3	30	52
0,554	0,022	10,0	0,377	0,047	15	1	1	30	53
0,561	0,046	20,3	0,381	0,012	15	2	2	30	51

Таблиця 6.21 – Дані для приготування 1 м<sup>3</sup> ацетоно-фосфорно-фтористоводневої кислотної суміші на основі 75% ортофосфорної кислоти H<sub>3</sub>PO<sub>4</sub>, 40% фтористоводневої кислоти HF і ацетону

Кількість вхідних реагентів				Задана концентрація компонентів за масою в суміші, %			
H <sub>3</sub> PO <sub>4</sub> , м <sup>3</sup>	HF, м <sup>3</sup>	ацетон, м <sup>3</sup>	вода, м <sup>3</sup>	H <sub>3</sub> PO <sub>4</sub>	HF	ацетон	вода
0,080	0,042	0,475	0,400	10	2	40	48
0,125	0,044	0,494	0,345	15	2	40	43
0,170	0,045	0,500	0,280	20	2	40	38
0,267	0,047	0,525	0,157	30	2	40	28
0,085	0,090	0,255	0,570	10	4	20	66
0,132	0,091	0,260	0,530	15	4	20	61
0,211	0,092	0,278	0,464	20	4	20	56
0,336	0,098	0,280	0,336	30	4	20	46

тують у наступній послідовності: в розрахунковий об'єм води насосним агрегатом перепопонується розрахунковий об'єм ортофосфорної кислоти, суміш перемішують шляхом кругової циркуляції до повної гомогенізації; до цієї суміші доливають розрахункову кількість фтористоводневої кислоти, суміш знову перемішують до повної гомогенізації; отриману суміш запопнують насосом в розрахунковий об'єм ацетону і остаточно перемішують шляхом кругової циркуляції ємність-насос-ємність до повної гомогенізації.

Гліколе-фосфорно-фтористоводнева кислотна композиція повинна містити за масою в суміші: 20-40% гліколю (полігліколю), 10-30% ортофосфорної кислоти H<sub>3</sub>PO<sub>4</sub>, 2-4% фтористого водню HF, вода – решта. У табл. 6.22 подано дані для приготування 1 м<sup>3</sup> гліколе-фосфорно-фтористоводневої кислотної суміші.

Суміш готують у послідовності, викладеній вище, але замість ацетону використовують гліколь або полігліколь.

Таблиця 6.22 – Дані для приготування 1 м<sup>3</sup> гліколе-фосфорно-фтористоводневої кислотної суміші на основі 75% ортофосфорної кислоти Н<sub>3</sub>Р<sub>0</sub><sub>4</sub>, 40% фтористоводневої кислоти НF і гліколю

Кількість вхідних реагентів				Задана концентрація компонентів за масою в суміші, %			
Н <sub>3</sub> Р <sub>0</sub> <sub>4</sub> , м <sup>3</sup>	НF, м <sup>3</sup>	гліколь, м <sup>3</sup>	вода, м <sup>3</sup>	Н <sub>3</sub> Р <sub>0</sub> <sub>4</sub>	НF	гліколь	вода
0,092	0,048	0,435	0,462	10	2	40	48
0,144	0,050	0,408	0,397	15	2	40	43
0,199	0,051	0,421	0,327	20	2	40	38
0,314	0,053	0,443	0,185	30	2	40	28
0,092	0,096	0,197	0,613	10	4	20	66
0,142	0,098	0,200	0,558	15	4	20	61
0,196	0,101	0,207	0,495	20	4	20	56
0,308	0,107	0,218	0,364	30	4	20	46

### Приготовляння сумішей кислотних перфораційних середовищ

Компонентами перфораційних середовищ (ПС) є товарна соляна кислота НСІ 24% концентрації, водний розчин хлористого кальцію густиною 1300-1350 кг/м<sup>3</sup> (або сіль СаСІ<sub>2</sub>), ацетон (для ПС-1) або гліколь (для ПС-2). Густину ПС змінюють в межах 1020-1295 кг/м<sup>3</sup> шляхом зміни концентрації компонентів у розчині. Кількість компонентів, яка необхідна для приготування 1 м<sup>3</sup> ПС у залежності від заданої густини, визначається за номограмою (рис. 6.27, 6.28).

ПС готують на складі не більше ніж за три доби до їх використання або безпосередньо перед перфорацією на свердловинах. ПС готують змішуванням розрахункової кількості вхідних реагентів в осереднювальній ємності в наступній послідовності: в ємність набирають розрахункову кількість води, відтак насосом запомповують у неї соляну кислоту товарної концентрації, розчин хлористого кальцію, ацетон або гліколь (полігліколь). Суміш перемішують шляхом кругової циркуляції ємність-насос-ємність до повної гомогенізації.

Густину отриманого розчину ПС необхідно проконтролювати ареометром загального призначення А-1 (за ГОСТ 18481-81).

### Вибір комплексу діяння в залежності від геолого-фізичних умов і способу експлуатації свердловини

При обводненості продукції від 30 до 85% і коефіцієнті приймальності свердловини (тут і надалі – коефіцієнт приймальності по воді або сольовому розчину) від 15 до 38 м<sup>3</sup>/(доб·МПа) попередню ізоляцію обводнених зон (пропластків) бажано здійснювати глікольовими ефірами етилсилікатів. Перевага зумовлена здатністю утвореного із глікольового ефіру етилсилікату тампонувального матеріалу розчинятись у кислотних ком-

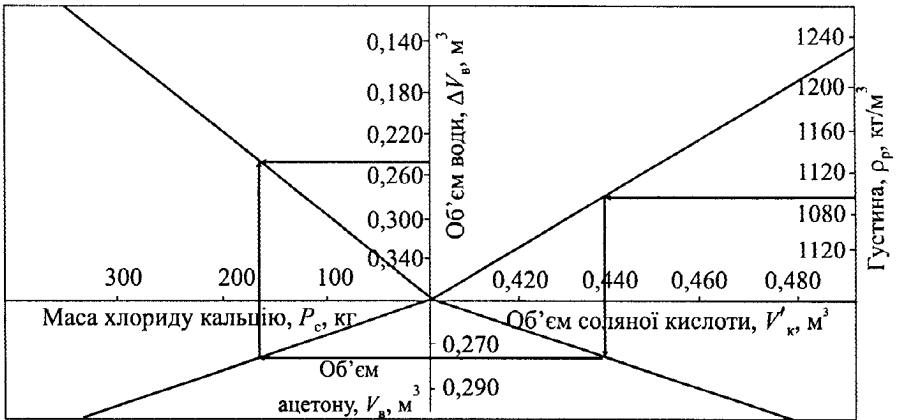


Рис. 6.27 – Номограма для розрахунку кількостей компонентів з метою приготування 1 м<sup>3</sup> перфораційного середовища ПС-1, що складається із соляної кислоти, ацетону, хлориду кальцію і води. Приклад:  $\rho_p$  – густина ПС, 1100 кг/м<sup>3</sup>,  $V'_k$  – об'єм водного розчину кислоти, 0,440 м<sup>3</sup>,  $V_a$  – об'єм осушувача (ацетон), 0,275 м<sup>3</sup>,  $P_c$  – маса хлориду кальцію, 164 кг,  $\Delta V_v$  – об'єм води, що додається в розчин, 0,256 м<sup>3</sup>

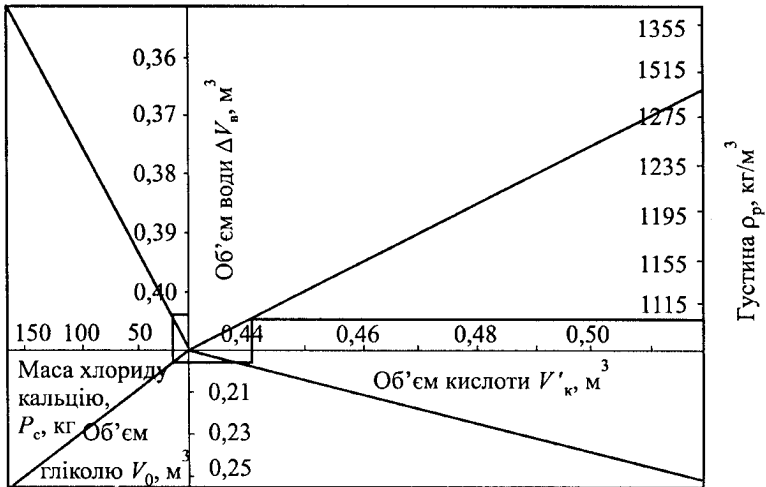


Рис. 6.28 – Номограма для розрахунку кількостей компонентів з метою приготування 1 м<sup>3</sup> перфораційного середовища ПС-2, що складається із соляної кислоти, етиленгліколю, хлориду кальцію і води. Приклад:  $\rho_p$  – густина ПС, 1100 кг/м<sup>3</sup>,  $V'_k$  – об'єм розчину кислоти, 0,440 м<sup>3</sup>,  $V_g$  – об'єм осушувача (етиленгліколь), 0,195 м<sup>3</sup>,  $P_c$  – маса хлориду кальцію, 15 кг,  $\Delta V_v$  – об'єм води, що додається в розчин, 0,405 м<sup>3</sup>

позиціях, що містять фтористоводневу кислоту. При порівняно низькій обводненості продукції (30-85%) обводнений пропласток не є виробленим повністю і відключення його із розробки може призвести до зниження нафтовилучення. У даному випадку необхідно тимчасово на період оброблення кислотою нафтоносних інтервалів затампонувати або знизити проникність обводнених пропластків, а в подальшому відновити її. Такій вимозі відповідають властивості гліколевих ефірів етилсилікату.

Однак це не виключає можливості використання гліколевих ефірів етилсилікатів для попередньої ізоляції припливів у свердловинах із обводненістю понад 85%.

При попередній ізоляції обводнених інтервалів пласта у свердловинах із обводненістю 30-50% гліколеві ефіри етилсилікатів слід використовувати в кількості, достатній для формування екрану в зоні обводнення навколо стовбура свердловини радіусом 0,3-0,5 м. При обводненості 60-85% радіус оброблення може бути збільшеним до 0,6-0,8 м, а при обводненості 90-100% – до 1-3 м.

Необхідний об'єм реагенту в залежності від заданого радіуса оброблення і середньозваженої значини коефіцієнта пористості гірської породи розраховується на основі табл. 6.23. Для визначення необхідного для оброблення об'єму реагенту потрібно питомий об'єм реагенту  $V'$  (див. табл. 6.23), що відповідає графі заданого радіуса оброблення  $R$  і стовпчику коефіцієнта пористості  $m$ , помножити на товщину обводненого інтервалу.

При водоізоляційних роботах у свердловинах із обводненістю 30-85% гліколеві ефіри етилсилікатів не слід розбавляти водою при запоповуванні в пласт, оскільки це може знизити селективність діяння на ПЗП. При обводненості понад 85% реагент може розбавлятися водою згідно із рекомендаціями, вказаними вище.

При обводненості продукції понад 50% і коефіцієнті приймальності свердловини від 24 до 38 м<sup>3</sup>/(доб·МПа) попередню ізоляцію обводнених пропластків можна також здійснювати розчином на основі суміші етилсилікату і продукту 119-204. Рекомендований радіус оброблення становить при обводненості 50-85% 0,3-0,5 м, при обводненості понад 85% – 0,5-1,5 м.

Для попередньої ізоляції обводнених зон ПЗП продукт 119-204 слід використовувати при коефіцієнті приймальності свердловини не менше 32 м<sup>3</sup>/(доб·МПа) і обводненості продукції понад 85%. Рекомендований радіус оброблення становить 0,5-1,5 м.

Попередню ізоляцію водоносних пластів сумішами ГУС із дозакріпленням ізолювального екрану кремнійорганічними реагентами слід здійснювати при обводненості продукції не менше 95% і коефіцієнті приймальності свердловини понад 28-30 м<sup>3</sup>/(доб·МПа). Рекомендований

Таблиця 6.23 – Об'ємна витрата реагенту на 1 м розкритої товщини пласта в залежності від заданого радіуса оброблення привибійної зони за різного коефіцієнта пористості гірської породи

Радіус оброблення R, м	Питомий об'єм реагенту V, м <sup>3</sup> /м						
	коефіцієнт пористості m, %						
	15	17	19	21	23	25	27
0,3	0,04	0,05	0,05	0,06	0,07	0,07	0,08
0,4	0,08	0,09	0,10	0,11	0,12	0,13	0,14
0,5	0,12	0,13	0,15	0,16	0,18	0,19	0,21
0,6	0,17	0,19	0,21	0,23	0,26	0,28	0,30
0,7	0,23	0,26	0,29	0,32	0,35	0,33	0,41
0,8	0,30	0,34	0,38	0,42	0,46	0,50	0,54
0,9	0,38	0,43	0,48	0,53	0,58	0,64	0,68
1,0	0,47	0,53	0,49	0,66	0,72	0,78	0,84
1,1	0,57	0,64	0,72	0,72	0,87	0,94	1,02
1,2	0,68	0,77	0,86	0,95	1,04	1,08	1,13
1,3	0,80	0,90	1,00	1,11	1,22	1,32	1,43
1,4	0,92	1,04	1,17	1,29	1,41	1,53	1,66
1,5	1,06	1,20	1,34	1,48	1,62	1,76	1,90
1,6	1,21	1,36	1,52	1,68	1,84	2,01	2,17
1,7	1,36	1,54	1,72	1,90	2,08	2,26	2,45
1,8	1,53	1,73	1,93	2,13	2,33	2,54	2,74
1,9	1,70	1,92	2,15	2,38	2,60	2,83	3,06
2,0	1,88	2,13	2,38	2,63	2,89	3,14	3,39
2,3	2,49	2,82	3,15	3,49	3,82	4,14	4,48
2,6	3,18	3,61	4,03	4,46	4,88	5,30	5,52
3,0	4,24	4,80	5,37	5,93	6,50	7,06	7,63
3,5	5,77	6,54	7,31	8,08	8,85	9,62	10,38
4,0	7,54	8,54	9,54	10,55	11,55	12,56	13,56
5,0	11,77	13,34	14,91	16,48	18,05	19,62	21,19
7,5	26,49	30,03	33,56	37,09	40,62	44,16	47,69
10,0	47,10	53,38	59,66	65,94	72,22	78,50	84,78
15,0	105,97	120,10	134,23	148,36	162,49	176,62	190,75
20,0	188,40	213,52	238,64	263,76	288,88	314,0	339,12

радіус оброблення водоносного пропластка сумішами ГУС повинен становити не менше 5 м (бажано брати 10-15 м); радіус наступного оброблення кремнійорганічним реагентом – не менше 0,4 м (бажано брати 0,8-1 м).

Наступне після водоізоляційних робіт діяння шляхом оброблення ПЗП кислотними композиціями слід виконувати за коефіцієнта проникності продуктивних інтервалів, що перевищує 0,1 мкм<sup>2</sup>. Рекомендований радіус оброблення становить 0,7-1,1 м.

Ацетоно-солянокислотний розчин для оброблення ПЗП слід використовувати в колекторах із піщаними, піщано-алевролітовими і алевролітовими породами за карбонатності понад 4% і реліктової водонасиченості більше 30%.

Глинокислотну композицію із додаванням борної кислоти слід використовувати в колекторах із піщаними, піщано-алевролітовими і алевролітовими породами за карбонатності не більше 10%, глинистості до 10% і реліктової водонасиченості до 30%.

Ацетоно-глинокислотну композицію із додаванням борної кислоти слід використовувати в колекторах із піщаними, піщано-алевролітовими і алевролітовими породами за карбонатності не більше 10%, глинистості до 10% і реліктової водонасиченості понад 30%.

У випадку, коли карбонатність залеглих порід перевищує 10%, глино-кислотну або ацетоно-глинокислотну композицію із додаванням борної кислоти слід використовувати після попереднього оброблення ПЗП солянокислотним розчином за звичайною технологією.

Ацетоно-фосфорно-фтористоводневу і гліколе-фосфорно-фтористоводневу композиції слід використовувати в колекторах із піщано-алевролітовими і алевролітовими породами за глинистості понад 10%, причому реліктова водонасиченість не лімітується.

За коефіцієнта проникності продуктивних інтервалів менше  $0,1 \text{ мкм}^2$  наступне після водоізоляційних робіт діяння на продуктивні інтервали слід проводити шляхом їх перестрілювання в сумішах кислотних перфораційних середовищ. Рекомендований радіус оброблення в разі запомпуювання ПС в пласт після прострілювальних робіт становить  $0,7-1,1 \text{ м}$ .

Суміші ПС слід використовувати в колекторах із піщаними, піщано-алевролітовими і алевролітовими породами за глинистості до 10%. Карбонатність і реліктова водонасиченість не лімітуються. ПС-1 необхідно використовувати за коефіцієнта проникності  $0,01-0,05 \text{ мкм}^2$ , ПС-2 – понад  $0,05 \text{ мкм}^2$ .

За необхідності дострілювання продуктивних пластів у свердловинах, вибраних для здійснення технологічного процесу, дострілювання слід проводити після водоізоляційних робіт із використанням сумішей ПС-1 або ПС-2.

У фонтанних свердловинах, що працюють із обводненістю 30-50%, при розташуванні башмака НКТ не вище 15 м від верхньої відмітки інтервалу перфорації за коефіцієнта проникності понад  $0,1 \text{ мкм}^2$  комплексне діяння на ПЗП слід здійснювати без глушіння свердловини і виконання спуско-піднімальних операцій. При виборі комплексу діяння необхідно керуватись вказаними вище рекомендаціями.

У газліфтних свердловинах, що задовольняють вимоги стосовно до фонтанних свердловин, за відсутності пакерувальних пристроїв або за неспадженого пакера роботи з комплексного діяння на ПЗП слід проводити без глушіння свердловини і виконання спуско-піднімальних операцій. Додатковою вимогою є встановлення замість мандрелів (оправок для ін-

струменту) глухих клапанів перед виконанням робіт на свердловині. При виборі комплексу діяння слід керуватись вказаними вище рекомендаціями.

У всіх механізованих, а також у фонтанних і газліфтних свердловинах, які не задовольняють щойно розглянуті вимоги, або у свердловинах, які простоюють перед виконанням робіт, комплексне діяння на ПЗП слід здійснювати після глушіння свердловини та піднімання внутрішньосвердловинного обладнання. При виборі комплексу діяння слід керуватись вказаними вище рекомендаціями.

### Технологія попередньої ізоляції обводнених зон глікольовими ефірами етилсилікатів

При відповідності *фонтанної чи газліфтною свердловини* щойно названим вимогам попередню ізоляцію обводнених зон глікольовим ефіром етилсилікату слід проводити наступним чином.

У числі підготовчих операцій проводять контрольні вимірювання дебіту, обводненості, буферного, затрубного і лінійного тисків, а також роботи, які забезпечують виконання розглянутих вище вимог до свердловини.

Вибирають рецептуру водоізоляційної суміші і перевіряють її якість; готують відповідну водоізоляційну суміш в необхідному об'ємі.

Випускають газ із затрубного простору, обладнують гирло свердловини і обв'язують спецтехніку (див. рис. 6.22-6.23). Ємності для буферної рідини при обв'язуванні спецтехніки не потрібно, оскільки запомповування глікольових ефірів етилсилікатів проводиться без використання буферних рідин. Опресовують нагнітальні лінії на тиск, що перевищує можливий робочий тиск в 1,5 рази.

При закритій лінійній, відкритих буферній, центральній і затрубній (на викидній лінії) засувах запомповують в НКТ глікольовий ефір етилсилікату першим агрегатом ЦА-320.

Доводять запомпований в НКТ реагент до башмака шляхом нагнітання в НКТ із вимірних ємностей першого агрегату ЦА-320 розрахункової кількості притискувальної рідини (вода або сольовий розчин).

Закривають затрубну засуву на викидній лінії і протискають весь об'єм водоізоляційного реагенту в пласт шляхом запомповування в НКТ із вимірних ємностей першого агрегату ЦА-320 розрахункового об'єму протискувальної рідини.

Загальний об'єм притискувальної рідини повинен бути рівним сумі об'єму НКТ і об'єму експлуатаційної колони в інтервалі від башмака НКТ до нижніх відміток інтервалу перфорації із збільшенням на  $0,2-0,3 \text{ м}^3$ .

При недостатці об'єму вимірних ємностей першого агрегату ЦА-320 для забезпечення беззупинкового протискування реагенту в пласт в



момент протискування другим агрегатом ЦА-320 через гнучкий шланг на максимальній швидкості подавання доливають у вимірники першого агрегату необхідну додаткову кількість протискувальної рідини і його об'єм вимірюють у вимірних ємностях другого агрегату ЦА-320.

Тиск протискування реагенту в пласт не повинен перевищувати максимально допустимого тиску для опресування експлуатаційної колони.

Після протискування реагенту в пласт при закритих буферній і затрубній (на викидній лінії) засувах і відкритих затрубній на нагнітальній лінії, центральній і лінійній засувах другим агрегатом ЦА-320 проводять зворотне промивання свердловини в 1,5 кратному об'ємі НКТ із протитиском на пласт 8-10 МПа. Промивну рідину беруть із ємності для запасу промивної і протискувальної рідин, обминаючи вимірники агрегату ЦА-320. Витрату рідини визначають за її рівнем в ємності. Промивання проводять до виходу чистої води після вимивання із свердловини залишків водоізоляційного реагенту, що візуально контролюється на виході із під'єднаної до НКТ викидної лінії.

Опресовують колону запомповуванням у неї 0,2-0,3 м<sup>3</sup> води і залишають її закритою під тиском 10-12 МПа для проходження реакції на 12-24 години.

Плавню знижують тиск у затрубному просторі і НКТ шляхом відкриття лінійної і затрубної засув на викидних лініях. Визначають наявність циркуляції у свердловині. Вимірюють приймальність свердловини при встановленому гирловому тиску запомповуванням у пласт 0,2-0,6 м<sup>3</sup> води.

При відповідності *механізованої свердловини* названим вище вимогам попередню ізоляцію обводнених зон глікольовим ефіром етилсилікату проводять наступним чином.

У числі підготовчих операцій глушать свердловину, витягують підземне обладнання, виконують роботи, котрі забезпечують вимоги до свердловини; опускають заливальні труби (НКТ) до глибини на 40-50 м вище верхніх відміток інтервалу перфорації.

Вибирають рецептуру водоізоляційної суміші і контролюють її якість; готують відповідну водоізоляційну суміш у необхідному об'ємі.

Виконують аналогічні підготовчі роботи. При здійсненні технологічного процесу на свердловинах, які працюють із обводненістю понад 85%, глікольовий ефір етилсилікату розбавляють водою.

Після цього виконують аналогічні водоізоляційні роботи.

Відтак плавно знижують тиск у затрубному просторі та НКТ шляхом відкриття лінійної і затрубної засув на викидних лініях. Визначають наявність циркуляції у свердловині. Допущенням НКТ із прямим про-

миванням до вибою промивають інтервал перфорації і зумпф. Вимірюють приймальність свердловини при встановленому гирловому тиску запоповуванням у пласт 0,2-0,6 м<sup>3</sup> води.

При зниженні приймальності свердловини по воді після водоізоляційних робіт менше ніж в 2 рази порівняно з початковою, повторюють виконання водоізоляційних робіт.

При здійсненні робіт на свердловинах, які працюють із обводненістю понад 90%, проводять 2-3 цикли водоізоляційних робіт (до досягнення відсутності приймальності свердловини по воді).

### Технологія попередньої ізоляції обводнених зон сумішами етилсилікатів із продуктом 119-204

У механізованих свердловинах з обводненістю продукції понад 50% і коефіцієнтом приймальності від 24 до 38 м<sup>3</sup>/(добу·МПа) попередню ізоляцію обводнених зон сумішшю етилсилікатів із продуктом 119-204 виконують наступним чином.

У числі підготовчих операцій аналогічно виконують підготовчі роботи. У залежності від пластової температури вибирають рецептуру, готують водоізоляційну суміш, готують буферну рідину, виходячи із норм витрати 1,0-1,2 м<sup>3</sup> на одне оброблення.

Облаштовують гирло свердловини і обв'язують спецтехніку, опресовують нагнітальні лінії на тиск, що перевищує можливий робочий тиск в 1,5 рази.

При закритій лінійній, відкритих буферній, центральній і затрубній (на викидній лінії) засувах першим агрегатом ЦА-320 запоповують у НКТ послідовно 0,4-0,6 м<sup>3</sup> нижньої буферної рідини, розрахункову кількість суміші етилсилікату із продуктом 119-204, 0,5-0,6 м<sup>3</sup> верхньої буферної рідини.

При відкритій затрубній (на викидній лінії) засуві шляхом запоповування в НКТ із вимірних ємностей першого агрегату ЦА-320 розрахункової кількості протискувальної рідини (вода або сольовий розчин) доводять запоповувані реагенти до низу НКТ таким чином, щоб вище башмака в НКТ було 0,5-0,6 м<sup>3</sup> води ( рідини глушіння).

Відтак виконують водоізоляційні роботи. При здійсненні технологічного процесу на свердловинах, які працюють із обводненістю понад 85%, реагент запоповують у пласт з урахуванням вказаних вище рекомендацій.

Якщо в кінці протискування водоізоляційного реагенту в пласт приймальність свердловини буде перевищувати 220 м<sup>3</sup>/доб. при тисках нагнітання на гирлі менше 12-15 МПа, то в процесі запоповування в останній порції реагенту (0,5-1,0 м<sup>3</sup>) необхідно додавати воду (рідину глушіння)

шляхом нагнітання її в міжтрубний простір другим агрегатом ЦА-320. Оптимальне об'ємне співвідношення реагент : вода становить від 4:1 до 1:1. Витрату води вимірюють у вимірних ємностях другого агрегату ЦА-320. Тиск нагнітання води не повинен перевищувати максимально допустимого тиску для опресування експлуатаційної колони.

Послідовно виконують інші відповідні роботи.

#### Технологія попередньої ізоляції обводнених зон продуктом 119-204

У механізованих свердловинах з коефіцієнтом приймальності не менше  $32 \text{ м}^3/(\text{добу} \cdot \text{МПа})$  і обводненістю продукції менше 85% попередню ізоляцію обводнених зон продуктом 119-204 проводять наступним чином.

У числі підготовчих операцій виконують названі вище роботи, проводять водоізоляційні роботи, при цьому замість суміші етилсилікату із продуктом 119-204 використовують чистий продукт 119-204; послідовно виконують інші роботи.

#### Технологія попередньої ізоляції обводнених зон сумішами ГУС із дозакріпленням кремнійорганічними реагентами

У механізованих свердловинах з обводненістю продукції не менше 95% і коефіцієнтом приймальності понад  $28\text{-}30 \text{ м}^3/(\text{добу} \cdot \text{МПа})$  попередню ізоляцію обводнених зон сумішами ГУС із дозакріпленням ізоляційного екрана кремнійорганічними сполуками проводять наступним чином (див. також РД 39-0147009-729-88р. „Комплексная технология изоляции водогазопритоков и повышения нефтеотдачи пластов в условиях многопластовых залежей с малой толщиной разобщающих слабопроницаемых пород”. – ВНИИКРнефть, 1988).

Виконують підготовчі операції, обладнують гирло свердловини і обв'язують спецтехніку; готують порошкоподібну суміш ГУС, а також дозакріплювальну кремнійорганічну суміш.

Проводять тарування подавань води в змішувач (без подавання сухої суміші ГУС) із одночасним її відбиранням і запомповуванням у свердловину одним агрегатом АН-700, добиваються режиму запомповування  $0,3 \text{ м}^3/\text{хв}$ .

Проводять тарування подавань сухої суміші ГУС у змішувач за допомогою шнека і заслінки.

Завершивши тарування подавання і одночасного запомповування води, включають шнек, готують і одночасно запомповують суспензію – розчин ГУС – у свердловину одним агрегатом. Другий агрегат залишається в резерві для забезпечення неперервності процесу багатооб'ємного запомповування ГУС. Відцентровим насосом змішувача УЗП-50 підтримують тиск на вході насоса агрегату, що запомповує ГУС у свердловину.

За необхідності зупинки запомповування ГУС слід спочатку відключити шнек змішувача УЗП-50 з порошком ГУС без зупинки гідрозмішувача, щоб уникнути утворення труднорозчинних грудок компонентів ГУС.

Дозування сухого порошку ГУС необхідно розпочинати із найменших концентрацій: ГУС-1 25-30 кг/м<sup>3</sup>; ГУС-2 10-12 кг/м<sup>3</sup>. У міру запомповування розчину ГУС у пласт спостерігають за зміною тиску нагнітання. За відсутності зростання тиску або його незначного підвищення (на 0,5-1,0 МПа) після запомповування перших 10-15 м<sup>3</sup> суміші в пласт дозу порошку збільшують: ГУС-1 на 3-5 кг/м<sup>3</sup>, ГУС-2 на 2-3 кг/м<sup>3</sup>. Поступове підвищення концентрації порошку ГУС до граничних значин (для ГУС-1 – 40 кг/м<sup>3</sup>, для ГУС-2 – 16 кг/м<sup>3</sup>) у міру запомповування суміші в пласт проводять до зростання тиску на затрубному просторі гирла свердловини не більше ніж до 11,5-12,0 МПа. При досягненні цього тиску подавання сухого порошку припиняють. Запомповану у свердловину суспензію-розчин ГУС протискують водою в пласт.

Проводять переоб'язування спецтехніки, а відтак дозакріплення ізолювального екрана запомповуванням у пласт кремнійорганічного реагенту. Бажано використовувати глікольові ефіри етилсилікатів (суміш ВТС-2). Об'єм кремнійорганічної суміші, що запомповується в пласт для дозакріплення ізолювального екрана із ГУС, беруть з урахуванням вище названих рекомендацій.

### Технологія наступного оброблення приви́бійної зони кислотними розчинами

Ацетоно-солянокислотне оброблення ПЗП проводять з урахуванням названих вище рекомендацій за технологією, поданою в керівному документі – РД 39-2-1050-84 „Інструкція по технологии обработки призабойной зоны пласта нефтяных скважин ацетоновыми растворами соляной кислоты”.

Оброблення ПЗП глинокислотою композицією із додаванням борної кислоти проводять з урахуванням названих вище рекомендацій за технологією, поданою в керівному документі – РД 39-0148070-262-88Р „Інструкція по технологии кислотной обработки призабойной зоны пласта с добавками борной кислоты и ее солей”.

Оброблення ПЗП ацетоно-глинокислотою композицією із додаванням борної кислоти проводять у відповідності із названими вище рекомендаціями.

Оброблення ПЗП ацетоно-фосфорно-фтористоводневою або гліколе-фосфорно-фтористоводневою кислотними композиціями проводять із урахуванням названих вище рекомендацій за наступною технологією. При

відкритій затрубній засуві запомповують у НКТ розрахункову кількість кислотного розчину і доводять його до башмака НКТ шляхом запомповування в них розрахункового об'єму протискувальної рідини (вода, сольовий розчин або нафта). Закривають затрубну засуву і протискують весь реагент у пласт. Загальний об'єм протискувальної рідини повинен бути рівним сумі об'єму НКТ і об'єму експлуатаційної колони в інтервалі від башмака НКТ до верхніх відміток інтервалу перфорації. Тиск протискування не повинен перевищувати тиску гідророзриву пласта і максимально допустимого тиску опресування експлуатаційної колони. Залишають свердловину закритою для проходження реакції під тиском, досягнутим в кінці протискування кислотного розчину. Оптимальний час реакції становить 1,5-2 години. Недопустимим є витримання свердловини для проходження реакції понад 3 години. Вимивають залишки кислоти і продукти реакції із стовбура свердловини шляхом зворотного промивання в 1,5-2 кратному об'ємі НКТ. Очищають ПЗП від продуктів реакції шляхом освоєння свердловини компресором і відбирання з неї рідини в об'ємі 3-4 об'ємів НКТ.

#### Технологія кислотного діяння шляхом вторинного розкриття продуктивних інтервалів пласта в кислому середовищі

Кислотне діяння на нафтонасичені ділянки ПЗП шляхом їх перфорації (вторинного розкриття) в кислому середовищі проводять з урахуванням названих вище рекомендацій за технологією, поданою в керівному документі – РД 39-0148070-23-87Р „Інструкція по технології воздействия на призабойную зону пласта в процессе его вторичного вскрытия”.

#### Можливі відхилення від нормального перебігу технологічного процесу

У разі поломки агрегату ЦА-320 в процесі запомповування у свердловину водоізоляційних сумішей або протискування їх в пласт необхідно без зупинок зробити зворотне промивання свердловини шляхом підключення до роботи агрегату ЦА-320 №2. Об'єм рідини промивання повинен становити не менше 1,5-2 об'ємів НКТ (до виходу чистої води після вимивання із свердловини водоізоляційного реагенту).

Якщо в процесі запомповування водоізоляційного реагенту в пласт приймальність свердловини знизиться до нуля до моменту настання повного його протиснення, то рештки реагенту необхідно вимити на поверхню зворотнім промиванням. У подальшому виконують роботи із опресування колони, залишають свердловину під тиском для проходження реакції на 12-24 години, знижують тиск у затрубному просторі, визначають приймальність і проводять ще 2-3 цикли водоізоляційних робіт.

У випадку затвердіння кремнійорганічного водоізоляційного матеріалу в зоні фільтра або на вибої свердловини інтервал перфорації і зумпф очищають прямим промиванням із допусканням НКТ до вибою. При затвердінні реагенту в НКТ їх після витягування із свердловини очищають шляхом нагрівання до температури 500-700°C і наступного промивання або очищення шкребком.

У випадку прихоплення труб через непередбачувані причини їх звільняють від затверділого кремнійорганічного реагенту під дією власної ваги шляхом швидкого розвантаження гака А-50 до нуля, наступного розходження 1-3 труб і піднімання.

При обробленні ПЗП кислотним розчином у процесі його протискування в пласт і відсутності приймальності при допустимих тисках на експлуатаційну колону, протискування необхідно припинити і залишити кислотний розчин під тиском 10-13 МПа на 1,5-2 години. Після цього продовжують протискування кислотного розчину в пласт. За відсутності приймальності кислотний розчин вимивають зворотним промиванням, а відтак здійснюють кислотне діяння шляхом перестрілювання продуктивних інтервалів у кислому середовищі.

Розглянута технологія в різних її варіантах характеризується високою ефективністю (табл. 6.24).

### Вимоги з безпеки робіт і охорони довкілля

Питання безпеки виконання робіт повинні відповідати правилам [441] щодо експлуатації і ремонту свердловин та виробничої санітарії.

До роботи допускаються особи, які пройшли навчання і перевірку знань із техніки безпеки при роботі з використовуваними речовинами, а також інструктаж на робочому місці (див. також главу 9).

Роботи із забезпечення та здійснення технологічного процесу виконуються за планом, затвердженим головним технологом і головним інженером підприємства виконавця робіт, під керівництвом інженерно-технічного працівника (майстра, старшого майстра, старшого технолога або старшого геолога).

Всі працівники повинні бути забезпечені спецодягом із бавовняно-паперової тканини. Додатковими засобами індивідуального захисту є гумові або прогумовані рукавиці, фартухи із прогумованої тканини, захисні окуляри.

Спецодяг та індивідуальні засоби захисту повинні бути відповідного розміру і під час роботи повинні бути ретельно застібнуті.

При роботах на свердловинах необхідно мати аптечку для надання першої медичної допомоги, запас прісної води не менше 20 літрів і 5 літрів 3% розчину бікарбонату натрію (питної соди).

Таблиця 6.24 – Показники ефективності технології комплексного підвищення продуктивності обводнюваних свердловин, досягнуті при випробуваннях на Суторминському нафтовому родовищі

№ свердловини	Виконані роботи	Добіт нафти, т/добу		Обводненість, %		Додатковий видобуток нафти, т	Тривалість ефекту, міс.
		до РІР	після РІР	до РІР	після РІР		
1210	Ізоляція сумішню продукту 119-204 із стилсилікатом. Кислотне оброблення	1	7,8	95	70	4662	20
1249	Ізоляція сумішню продукту 119-204 із стилсилікатом. Кислотна ванна із наступним кислотним обробленням	0,3	4,5	99	66	2574	19*
4359	Ізоляція сумішню продукту 119-204 із стилсилікатом. Кислотне оброблення із додаванням ПАР	0,1	6,0	98	80	521	3
601	Ізоляція сумішню продукту 119-204 із стилсилікатом. Повторна перфорація із кислотним обробленням	–	–	100	100	–	–
1221	Ізоляція сумішню продукту 119-204 із стилсилікатом. Заповнювання кислотної суміші і повторна перфорація на ньому	0,1	6,8	99	70	3736	16*
1356	Ізоляція сумішню ВТС. Кислотне оброблення	0,5	0,5	98	98	–	–
864	Ізоляція сумішню ГУС із дозакріпленням ВТС. Повторна перфорація із кислотним обробленням	0,1	5,2	99	90	1034	7*
5137	Ізоляція сумішню ГУС із дозакріпленням ВТС. Повторна перфорація, кислотна ванна	0,1	0,1	99	99	–	–
1298	Ізоляція сумішню ГУС із дозакріпленням ВТС. Повторна перфорація в кислотній суміші	0,1	6,5	99	70	808	5*
1398	Ізоляція продуктом 119-204. Повторна перфорація із кислотним обробленням	0,3	4,2	99	80	2296	19*

Примітка: \* Ефект продовжується

Використовувані кремнійорганічні водоізоляційні реагенти відносяться до 4 класу небезпеки (речовини мало небезпечні) за ГОСТ 12.1-007-76. При потрапленні на слизові оболонки очей і верхніх дихальних шляхів вони виявляють подразнювальну дію, що викликає опіки. При виконанні робіт необхідно виключати контактування слизових оболонок і шкіряних покривів працівників із даними речовинами. Недопустимим є потраплення реагентів в очі. У випадку потраплення на шкіру стилсилікату, продукту

119-204 чи їх суміші реагент необхідно змити бензином, дизельним пальним, нафтою або ацетоном і промити забруднену ділянку мильним розчином і великою кількістю води або 3% розчином питної соди. При потраплянні на шкіру гліколевих ефірів етилсилікатів або їх водних розчинів, а також сумішей ГУС реагент необхідно змити великою кількістю води і промити ділянку 3% розчином питної соди.

Гранично допустима концентрація кремнійорганічних водоізоляційних реагентів у повітрі робочої зони за ГОСТ 12.1.007-76 становить 20 мг/м<sup>3</sup>. При роботах на свердловині обслуга повинна перебувати з навітряної сторони від реагентів. У закритих приміщеннях працювати із даними реагентами слід за наявності примусової припливно-витяжної вентиляції. Додатковим засобом індивідуального захисту при роботах із продуктом 119-204 в закритих приміщеннях є протигаз із коробкою марки БКФ. При отруєнні кремнійорганічними реагентами потерпілого слід винести на свіже повітря, звільнити груди від одягу і викликати лікаря.

Із компонентів ГУС токсичними є біхромати. За ступенем діяння на організм людини біхромати відносяться до речовин І класу небезпеки за ГОСТ 12.1.007-76. Аерозоль і пил сполук шестивалентного хрому, що потрапили в організм, можуть викликати важкі отруєння. Потрапляння біхроматів на пошкоджену шкіру призводить до утворення важко загоюваних язв. Додатковим індивідуальним засобом захисту при роботі із біхроматами є респіратор за ГОСТ 17269-71. У разі потрапляння реагенту в очі їх необхідно негайно промити прісною водою, відтак 3% розчином бікарбонату натрію. При потраплянні реагенту на відкриті ділянки шкіри вони повинні бути ретельно промиті мильним розчином води, відтак протерті тампоном, змоченим етиловим спиртом, одеколоном або лосьйоном.

Використовувані в технологічному процесі кислоти соляна, фтористоводнева, фосфорна виявляють подразнювальну дію на слизові оболонки, викликають сильні опіки шкіри. При виконанні робіт необхідно виключити контактування слизових оболонок і шкіряних покривів працівників із кислотами і композиціями на їх основі. Недопустимим є потрапляння кислот і кислотних композицій в очі, концентрованих кислот – на шкірні покриви. При потраплянні кислотних сумішей на шкіру забруднену ділянку необхідно ретельно промити водою і 3% розчином питної соди. У випадку хімічного опіку слід накладати пов'язку зі стрептоцидовою або синтимициновою емульсіями і доставити потерпілого до лікаря.

Усі роботи із перепомпування, зливання, дозування використовуваних хімічних реагентів необхідно проводити насосами. При запомпуванні реагентів в ємності та їх дозуванні забороняється допускати вільноспадний струмінь, а запомпування слід проводити під шар рідини,



опустивши зливний патрубков до дна ємності або нижче рівня наливої в неї рідини.

Використовувані кремнійорганічні реагенти (етилсилікат, продукт 119-204) і органічні розчинники (ацетон, гліколі) відносяться до легкозаймистих речовин. Протипожежні заходи при здійсненні технологічного процесу проводяться у відповідності із „Правилами пожежної безпеки в нафтовій промисловості ППБО-85” (розділ 10 „Вимоги пожежної безпеки до ремонтно-монтажних робіт”). Не допускається використання відкритого вогню. При роботах необхідно користуватись інструментом, що не дає іскри при ударі. Всі агрегати, автоцистерни і спецтехніка повинні бути оснащені іскрогасниками і заземлені. Куріння суворо забороняється.

При використанні ацетону або його розчинів необхідно приділити особливу увагу заходам щодо попередження пожежонебезпечної ситуації. Перепомповування ацетону слід здійснювати насосами у вибухобезпечному виконанні, необхідно виключити можливість контактування ацетону із поверхнями, що мають температуру, рівну або вищу температури його кипіння в атмосферних умовах (56°C). Запомповування ацетону або його розчинів у вимірні ємності агрегатів ЦА-320 забороняється.

Засобами пожежегасіння при загоранні використовуваних хімічних реагентів є пісок, повстина, вуглекислотні вогнегасники, порошкові вогнегасники, повітряно-механічна піна, розпилена вода. При гасінні етилсилікату, продукту 119-204 або їх суміші недопустимим є використання компактної води.

Транспортування реагентів здійснюється в герметичній тарі. Ємності, які підготовлено для запомповування продукту 119-204, етилсилікату або їх суміші, не повинні містити залишків води.

Після виконання робіт із даними реагентами забруднене ними обладнання повинно бути одразу ж промите безводною нафтою, дизельним паливом або ацетоном. Обладнання, забруднене глікольовими ефірами етилсилікатів, кислотними композиціями або сумішами ГУС, повинно бути одразу після робіт промите водою.

При здійсненні кислотного діяння на ПЗП шляхом перфорації в кислотному середовищі слід керуватися положеннями, поданими в „Інструкції по безпечному веденню работ при перфорации скважин в среде кислотных композиций на месторождениях Западной Сибири”.

З метою охорони довкілля залишки використовуваних хімічних реагентів, їх суміші з іншими реагентами, що утворюються при промиванні забрудненого обладнання, промиванні свердловин і т. д., необхідно утилізувати в спеціально відведених місцях: амбарах на свердловинах, спеціально виритих ямах. Кремнійорганічні суміші повинні нейтралізуватись водою, при взаємодії з якою вони переходять у твердий стан.

Категорично забороняється запомповувати використовувані хімічні реагенти в колектор нафтозбірного трубопроводу, зливати на поверхню ґрунту, в ріки і водоймища.

### **6.9.6 Технологія ізоляції припливу води з використанням гідрофобного тампонажного матеріалу ГТМ-3**

Гідрофобний тампонажний матеріал ГТМ-3 (див. § 2.3.2) використовують для ізоляції припливу води у свердловини (нижніх, підошовних, середніх, верхніх вод, відключення пластів-обводнювачів і вироблених інтервалів, відновлення герметичності обсадних колон), для ізоляції зон водоприпливів та поглинань у свердловині, яка буриться, для встановлення високоміцних мостів, для розмежування пластів і кріплення стовбурів.

*Виправлення кільця з цементного каменю за обсадною колоною із запомповуванням розчину смоли через існуючий фільтр* містить наступне. На свердловину завозять 30-40 м<sup>3</sup> пластової (або прісної) води, розрахунковий об'єм ГТМ-3 із отверджувачем ПЕПА і 2 м<sup>3</sup> органічної рідини (безводного гасу, нафти або нафтового дистилату) для першої та другої порцій буферних рідин, а також для промивання насоса та бункера цементувального агрегату та нагнітальних ліній.

Рекомендується брати 80-100 л ГТМ-3 на 1 м товщини водоносної частини пласта або інтервалу перфорації, а отверджувача ПЕПА – у кількості 1-3 масових відсотків від об'єму ГТМ-3. У залежності від величини очікуваного тиску запомповування у свердловину опускають НКТ з пакером або без нього. НКТ мають бути опресовані на тиск, що перевищує тиск запомповування. Проводиться комплекс досліджень (ГК, НГК, ІНГК, дебітометрія, вологометрія та ін.). Оцінюється приймальність із вказівкою, що під час запомповування пластової або прісної води за тиску, який допускається на обсадну колону, приймає порушена ділянка, а також зі зняттям профілю приймальності. Необхідно також провести термометрію для визначення величини охоплення пласта по товщині затрубною циркуляцією. Після досліджень свердловину додатково пускають в експлуатацію.

Запомповується перша порція буферної рідини – 0,5 м<sup>3</sup> (гас, нафта або нафтовий дистилат) в НКТ, розрахунковий об'єм смоли із отверджувачем, другий об'єм буферної рідини – 0,5 м<sup>3</sup> (гас, нафта або нафтовий дистилат) і розрахункова кількість протискувальної рідини (вода пластова або прісна) з урахуванням об'єму другого буфера. Густина води в НКТ і в затрубному просторі має бути однаковою, щоб не було викидання розчину з інтервалу ізоляції під час зривання та піднімання пакера і труб.

Під час виходу першого об'єму буферної рідини смола доводиться до оброблюваного інтервалу і витискується у свердловину за непосадженого пакера та відкритого затрубного простору.

Здійснюється підняття НКТ вище можливого рівня смоли у свердловині, контрольне зрізування смоли, посадка пакера і протискування смоли за обсадну колону в заданому об'ємі, герметизується свердловина на час, необхідний для затвердіння смоли (36-48 год.). Протискування слід проводити за мінімально можливого тиску, чим забезпечується більша ймовірність проникнення розчину смоли в зони з гранулярною пористістю.

Після закінчення часу очікування затвердіння смоли (36-48 год.) проводиться промивання свердловини, розбурювання смоли в ній, розкриття пласта і освоєння свердловини. Під час розбурювання слід застосовувати долото типу „Г” із зубковим озброєнням.

Промивання свердловини здійснюється через НКТ пластовою (або прісною) водою в об'ємі свердловини.

*Виправлення кільця з цементного каменю за обсадною колоною із протискуванням смоли через спеціальні отвори* містить наступне. Колона додатково перфорується у вузькому інтервалі 0,5-0,8 м перфоратором ПК-103 з густиною 30-60 отв/м. Інтервал додаткової перфорації для створення спеціальних отворів вибирають таким чином, щоб була змога встановити пакер між ним та інтервалом розкриття продуктивного пласта. На колоні НКТ опускається пакер.

У разі посаженого пакера викликається циркуляція рідини через порушення в цементному кільці.

Смола в заданому об'ємі (див. вище) запомповується в насосно-компресорні труби (див. технологію і об'єм порцій вище), доводиться до спецотворів і через них протискується за обсадну колону при відкритому затрубному просторі.

Зривається пакер, і частина смоли, яка необхідна для створення корка, витискується у свердловину.

Пакер і труби припіднімаються вище можливого рівня смоли у свердловині, проводиться контрольне зрізування смоли і посадка пакера та протискування смоли за обсадну колону в заданому об'ємі, після чого свердловина герметизується на час, необхідний для затвердіння смоли (36-48 год.).

Після цього проводиться промивання свердловини, розбурювання затверділої смоли в ній, розкриття пласта та освоєння свердловини.

У всіх випадках інтервал спецотворів краще залишати перекритим корком зі смоли.

В окремих випадках спецотвори можуть бути створені навпроти пропластка, який обводнює свердловину. У цих випадках доцільно спецотвори створювати в покрівлі водоносного пропластка і крім заповнення порушень у кільці з цементного каменю використовувати їх для створення непроникного пропластка, який збільшує надійність ізоляційних робіт.

*Приготування розчину* ГТМ-3 разом з ПЕПА проводиться в ємності агрегату ЦА-320 перемішуванням протягом 5-10 хв.

Приготування смоло-цементної суміші проводиться з допомогою агрегату ЦА-320 і гідрозмішувальної лійки.

Після *завершення робіт* комунікації і агрегати необхідно промити буровим розчином, гасом або безводною нафтою.

*Вимоги з безпеки під час роботи зводяться до наступного.* ГТМ-3 під час тривалого контактування здійснює руйнівне діяння на шкіру тіла людини. ПЕПА є їдким активним подразником шкіри, слизових оболонок очей і дихальних шляхів.

Усі роботи з матеріалом проводяться у звичайному спецодязі, запобіжних окулярах, прогумованих фартухах та гумових рукавицях, не допускаючи його попадання на шкіру обличчя та рук.

У разі попадання матеріалу на відкриті ділянки шкіри необхідно зразу ж промити забруднені ділянки водою з милом і протерти тампоном, змоченим етиловим спиртом.

Працівники і техніка повинні знаходитись з навітряної сторони, а вихлопні труби агрегатів мають бути обладнані іскрогасниками.

Після роботи з ГТМ-3 і ПЕПА, а також перед прийманням їжі та курінням руки необхідно промити водою з милом.

ГТМ належить до класу вогненебезпечних матеріалів, тому під час зберігання, транспортування та використання мають виконуватися правила протипожежної безпеки при роботі з легкоспалахуваними рідинами.

ГТМ є діелектриком, тому під час його транспортування необхідно забезпечити відведення статичної електрики.

### ***6.9.7 Технологія ізоляції припливу підшовної води з використанням реагентів ТСЕ і ТСМ***

Реагенти ТСЕ і ТСМ відносяться до групи олігоорганоексихлорсилоксанів (див. § 2.3.5) – речовин класу гідролізуючих поліфункціональних кремнійорганічних сполук, особливістю яких є утворення закупорювальної гелеутворювальної маси при змішуванні з водою будь-якої мінералізації.

Технологія реалізується в такій послідовності:

перед подаванням реагенту свердловину промивають через насосно-компресорні труби зневодненою нафтою з вмістом води не більше 1,5 % в об'ємі, який рівний або перевищує об'єм порожнини свердловини;

визначають приймальність пласта запоповуванням 1-2 м<sup>3</sup> тої ж нафти;

суміші і уповільнення терміну схоплювання. Як розчинник можуть використовуватися або індивідуальні ароматичні вуглеводні, або різні продукти на їх основі. Зокрема, для даної мети можуть використовуватися номенклатурні відходи та побічні продукти ароматичного характеру нафтохімічних виробництв: бензол (ТУ 38-103-305-80), бензол зворотний (ТУ 38-102-137-72), толуол нафтовий (ГОСТ 5789-78), легка піролізна смола (ТУ 38-102-88-77), зелене масло (ОСТ 380-1140-77). Усі названі розчинники та аналогічні до них можуть взаємозамінюватися без істотної зміни властивостей тампонажної композиції.

Вміст клею КІП-Д у складі композиції знаходиться в межах від 30 до 80 % за об'ємом. Основною властивістю та перевагою композиції є її здатність тверднути у водонасичених інтервалах пласта в широкому діапазоні температур, при цьому перемішування з водою не потрібне, достатньо наявності контактної зони. У разі змішування з безводною нафтою композиція не твердне. Основні властивості композиції подано в табл. 6.25.

Таблиця 6.25 – Основні властивості композиції клею КІП-Д і зеленого масла

Склад композиції*, %		Динамічний коефіцієнт в'язкості, Па·с, за температури, °С			Час початку затвердіння, год.-хв., за температури, °С			Кратність збільшення об'єму після затвердіння
Клей КІП-Д	Зелене масло	20	40	60	20	40	60	
100	0	12,7	2,25	0,46	1-28	0-50	0-25	1,6-2,0
80	20	3,60	0,98	0,27	0-15	0-56	0-30	1,3-1,4
70	30	0,86	0,21	0,065	2-03	1-15	0-48	1,3-1,4
50	50	0,192	0,063	0,021	5-17	1-29	0-58	1,2-1,3
40	60	0,026	0,008	0,005	5-40	2-22	1-05	1,1-1,2
30	70	0,008	0,006	0,004	5-58	2-25	1-16	1,05-1,1

\* У разі заміни зеленого масла на легкі ароматичні вуглеводні в'язкість композиції зменшується у 1,3-1,5 рази

Позитивними властивостями тампонажної суміші є:

- а) малокомпонентність та простота приготування;
- б) можливість регулювання в'язкості композиції у широких межах [від (3-4) · 10<sup>3</sup> Па·с до (3-4) Па·с] шляхом зміни в її складі частки розчинника;
- в) точність дозування компонентів практично не впливає на швидкість затвердіння і властивості композиції, що уможливило спростити технологію її приготування та використання;
- г) поліуретанова композиція твердне в пластових умовах незалежно від мінералізації і складу пластових вод;
- г) затвердіння композиції відбувається із збільшенням об'єму; коефіцієнт проникності пористого середовища після фільтрації крізь неї композиції зменшується практично до нуля;

за відкритого положення засуви затрубного простору у свердловину розпочинають подавати розчин водоізоляційного реагенту (робочий розчин);

перекривають затрубний простір у разі досягнення головною порцією робочого розчину башмака НКТ;

протискують розрахунковий об'єм (0,20-0,35 м<sup>3</sup> на 1 м перфорованої товщини пласта) робочого розчину в привибійну зону пласта;

протискують розчин зневодненою нафтою;

протискування закінчують у разі досягнення останньою порцією реагенту стінки свердловини в області ПЗП, хоч іноді протискування проводять і після цього моменту;

свердловину залишають закритою під тиском протискування протягом 1 доби для здійснення реакції запомпованого реагенту з пластовою водою;

свердловину переводять на освоєння, наприклад, за допомогою компресора.

### **6.9.8 Технологія ізоляції водоприпливів із використанням композиції поліуретанового клею і вуглеводневого розчинника**

Технологія призначена для ізоляції водонасичених пластів у свердловинах із використанням тампонажної суміші на основі поліуретанового полімеру і органічного вуглеводневого розчинника ароматичного характеру (розробка інституту КазНИПИнефть, м. Гур'єв, Казахстан) [27, 476].

Тампонажна суміш може використовуватися для виконання таких робіт: а) ізоляції обводнених пластів і прошарків; б) вирівнювання профілю приймальності; в) ліквідації зон поглинання за наявності негерметичності експлуатаційної колони; г) встановлення тимчасових мостів у стовбурі свердловини.

*Тампонажна суміш* може використовуватися за пластових температур до 70°C, що визначається характером її затвердіння.

*Основний компонент суміші* – клей КПП-Д (див. § 3.3.3), який є високомолекулярною сполукою (полієфіруретандіізоціанатом) і має здатність тверднути (полімеризуватися) в присутності води (вода є ініціатором і каталізатором реакції) з утворенням пористої еластичної полімерної маси на повітрі та щільної, гумоподібної маси (просторово зшитого твердого полімеру) під тиском (в умовах свердловини). Клей КПП-Д (за ТУ-6-01-1010-75) випускається як матеріал для кріплення теплоізоляційних покриттів до металів і склопластиків.

Тампонажна суміш є композицією поліуретанового клею КПП-Д і вуглеводневого розчинника ароматичного типу. Вуглеводневий ароматичний *розчинник* призначений для регулювання в'язкості тампонажної

- д) матеріал, що отримується в результаті затвердіння композиції, відзначається стійкістю до пластових флюїдів протягом необмеженого часу;
- е) композиції не створює небезпеки в пожежному та токсичному відношенні.

*Технологія ізоляції* обводнених пластів і пропластків на основі використання даної тампонажної суміші полягає в наступному. Використання суміші базується на застосуванні стандартного обладнання та техніки.

Підготовчі роботи визначаються видом і станом підземного обладнання. На глибинно-насосних свердловинах перед запомповуванням тампонажної суміші проводиться піднімання підземного обладнання та опускання НКТ до інтервалу, який ізолюється. У фонтанних і газліфтних свердловинах можна виконувати оброблення без спуско-підіймальних операцій.

Приготування композиції проводиться безпосередньо перед використанням. Кількість реагентів вибирається виходячи з розрахунку створення водоізоляційного екрана радіусом 20-30 см. За низької приймальності свердловини можна використовувати композицію з мінімальною в'язкістю. Композиція готується в ємності шляхом перемішування компонентів протягом 10-15 хв. При цьому не допускається контактування її з водою.

Запомповування композиції у свердловину проводиться через НКТ у такій послідовності: за відкритої затрубної засуви запомповується невелика порція (0,2-0,5 м<sup>3</sup>) вуглеводневого розчинника як буферної рідини, відтак запомповується тампонажна суміш і за нею ще одна порція буферної рідини. Усе це протискується в пласт технічною водою одночасно через НКТ і затрубний простір. Об'єм протискувальної рідини має забезпечувати повне протискування композиції в пласт без залишку у стовбурі свердловини. Після очікування твердіння композиції (24 год.) проводиться відбивання вибою і свердловина освоюється. Нафтонасичені інтервали після оброблення свердловини за відсутності припливу перестрілюються.

Результати застосування технології свідчать про її технологічність і високу ефективність, зокрема успішність робіт на нафтовому родовищі Узень (Казахстан) становила 87 % (із 8 свердловино-операцій), додатковий видобуток нафти – 3,7 тис. т і обмеження припливу води – 4,1 тис. м<sup>3</sup> з розрахунку на 1 свердловино-операцію.

### ***6.9.9 Технологія ремонтно-ізоляційних робіт в обсаджених свердловинах із використанням тампонажних сумішей з каучуковою крихтою***

Інститут ВНИИБТ (Росія) запропонував [259] новий тампонажний матеріал – каучукову крихту (КК), котра може входити важливим компонентом у відомі тампонажні суміші, підвищуючи їх закупорювальну здатність та зберігаючи вибірковість по відношенню до нафти і води.

За останні роки в Росії почав змінюватись стратегічний напрямок у видобуванні нафти і газу. Більше уваги приділяється ремонту свердловин, які простоюють через негерметичність колон, за колонних нафтогазопроявів і перш за все через обводнення експлуатаційних об'єктів. Із зростанням об'ємів буріння горизонтальних свердловин появилася нова проблема, пов'язана з їх обводненням, оскільки технологія ремонтно-ізоляційних робіт у горизонтальних свердловинах не є достатньо відпрацьованою. У якійсь мірі це пов'язано з відсутністю в необхідному обсязі спеціального інструменту для виконання ізоляційних робіт у горизонтальній ділянці стовбура свердловини, зокрема пакерів малого діаметра багаторазового використання. Удосконалення технології ремонтно-ізоляційних робіт як у звичайних похило-напрямлених, так і в горизонтальних свердловинах вимагало створення нових ізоляційних матеріалів.

Каучук являє собою високомолекулярний ненасичений вуглеводень, молекули якого містять велику кількість подвійних зв'язків.

Каучукова крихта (КК) виготовляється із каучуку у вакуумному подрібнювальному пристрої. Порошок КК має „незшиту” структуру. На відміну від широко використовуваної в даний час гумової крихти, що при контактуванні з нафтою набухає і за рахунок цього ще міцніше може закупорювати канали з нафтою, КК диспергується практично до істинного розчину. Тільки невелика кількість окремих частинок (не більше 1%) не розчиняється в нафті. Однак з часом і вони в нафті остаточно втрачають міцність.

КК рекомендується до використання як ізоляційний матеріал для виконання ремонтних робіт у видобувних і нагнітальних свердловинах, а також для ліквідації поглинань бурового розчину в нафтових пластах при бурінні (протифільтраційний екран з КК має тимчасовий характер, при фільтрації нафти із пласта КК поступово втрачає міцність та повністю вимивається); як рідинний пакер, який встановлюється, наприклад, внизу біля башмака проміжної колони в газових свердловинах (рідинний пакер може застосовуватись у горизонтальних ділянках стовбура як тампонпорція, що пропомповується ступінчасто під тиском по всій довжині стовбура, якщо свердловина розкриває водоносні ділянки); як ізоляційна та набухаюча суміш при цементуванні обсадних колон для перекриття продуктивного інтервалу, в якому є водоносні пласти або прошарки.

Тампонажна суміш на основі КК включає каучукову крихту об'ємною часткою 30-40% і нафту об'ємною часткою 70-60%. Склад суміші коректується в залежності від типу нафти, температури в ізольованому інтервалі. При встановленні „рідинного” пакера внизу проміжної обсадної колони навпроти нафтогазопроявної ділянки по затрубному простору або ж при використанні КК з нафтою як ізоляційної суміші при кріпленні



обсадних колон у продуктивній товщі додатковим компонентом є тонка частково або повністю вулканізована гумова крихта, набухання якої в нафті не співпадає з цим процесом у КК і викликає розширення тампонажного матеріалу в затрубному просторі в часі.

Терміни загвєрдиння (перехід у пластичний гумоподібний стан) суміші на основі нафти і КК залежать від їх концентрації і можуть змінюватись від 6-8 до 24 год. Умовна міцність пластин із каучукової крихти при розриві може сягати 22 МПа, відносне видовження при розриві – не менше 500-750%. Характеристику тампонажної суміші без додатків подано у табл. 6.26.

Таблиця 6.26 – Характеристика тампонажної суміші із каучуковою крихтою без додатків

Об'ємне співвідношення КК і нафти	Розтікання за конусом АЗНДІ, см			Час, хв., який потрібний для		Пластична міцність, МПа, через			
	у момент приготування	через 1 год.	через 2 год.	початку загуснення	завершення загуснення	1 год.	2 год.	3 год.	5 діб
20:80	19	12	8	30	90	0	0	0	10
30:70	15	10	8	10	60	0	0	0	50
40:60	10	8	8	3	10	0	70	70	121

Гідрофобна суміш на основі КК готується шляхом розчинення її в нафті. За об'ємної концентрації КК в нафті 40-50% через 8-12 год. суміш перетворюється в гумоподібний моноліт. До суміші, яка менше насичена КК, можна додавати бентоніт, цемент та інші наповнювачі. КК може вводиться як наповнювач у різні відомі тампонажні розчини, у т. ч. в цементні, якщо передбачається, наприклад, що при цементуванні обсадної колони в кінці протискування може виникнути поглинання цементного розчину в продуктивний пласт.

Нижче подаємо характерні приклади використання сумішей із каучуковою крихтою: а) КК у нафті; б) КК у цементному розчині на основі нафти; в) КК як додаток у цементному розчині на воді.

У свердловині 30095 на Східно-Сулеєвській площі ізоляційні роботи виконали сумішшю КК у нафті. Спершу свердловину перфорували перфоратором ПС-112 в інтервалі 1838,2-1839 м. За даними геофізичних досліджень у свердловині відмічено заколонне сполучення з нижчезалеглим неперфорованим пластом в інтервалі 1840,6-1852,6 м. Для виконання робіт у свердловину опустили НКТ на глибину 1810 м. Після оброблення привибійної зони кислотою приймальність свердловини в інтервалі перфорації становила 12 м<sup>3</sup>/год. за тиску 11 МПа. При виконанні ізоляційних робіт у свердловину при відкритому затрубному просторі запомпували 1,2 м<sup>3</sup> нафти (як буфер); 3 м<sup>3</sup> нафти із введенням понад 10% за об'ємом кау-

чукової крихти; 0,3 м<sup>3</sup> нафти (як другий буфер). Закривши затрубний простір, у НКТ запомпували 1,6 м<sup>3</sup> цементного розчину; 5,3 м<sup>3</sup> пластової води – притискувальної рідини. Цементний розчин при подібних операціях запомповується для дозакріплення основної суміші в пристовбурній частині свердловини. При цьому не допускалось перевищення тиску понад 15 МПа. Після протискування цементного розчину зворотнім промиванням видалили зайвий цементний розчин із колони. Після очікування тужавіння цементу (ОТЦ) розбурили цементний міст. Свердловина була відновлена.

У свердловині 21915 Чишмінської площі для ізоляції використали нафтоцементокаучукову суміш. У цій свердловині при освоєнні отримано приплив мінералізованої води густиною 1180 кг/м<sup>3</sup>. Згідно з геофізичними дослідженнями надходження води відмічено з глибини 1852 м. Свердловина обсаджена колоною діаметром 146 мм на глибину 1941 м, перфорована перфоратором ПК-103 в інтервалі 1848-1845 м.

Для виконання ізоляційних робіт у свердловину опустили колону НКТ з опресувальним сідлом. Свердловину промили пластовою водою густиною 1800 кг/м<sup>3</sup>. Відтак у НКТ кинули кулю, яка перекрыла їх в опресувальному сідлі. Колону НКТ опресували при тиску 20 МПа. Зворотнім промиванням після цієї операції кулю вимили на поверхню. Перед виконанням ізоляційних робіт свердловину зазвичай досліджують на приймальність. Якщо вона низька, то пропомповуванням пластової води або кислотним обробленням збільшують приймальність до 8-12 м<sup>3</sup>/год. при тиску близько 10 МПа. У свердловині 21915 приймальність перед виконанням ізоляційних робіт довели до 12 м<sup>3</sup>/год. Після цього розпочали ізоляційні роботи.

У свердловину послідовно запомпували 0,9 м<sup>3</sup> нафти як буфер; 8 м<sup>3</sup> нафтоцементокаучукової суміші густиною 1550-1630 кг/м<sup>3</sup>; 0,5 м<sup>3</sup> нафти як буфер. Перекрыли затрубний простір і послідовно запомпували в НКТ 1,6 м<sup>3</sup> цементного розчину густиною 1820 кг/м<sup>3</sup>; 0,3 м<sup>3</sup> прісної води як буфер; 4,8 м<sup>3</sup> пластової води густиною 1180 кг/м<sup>3</sup>. Після завершення протискування зворотною циркуляцією було „зрізано” надлишок цементного моста в обсадній колоні. Колону НКТ підняли на 200 м. Свердловину залишили на ОТЦ на 8 год.

Після цього колону НКТ підняли повністю і ОТЦ продовжили до 72 год. Після ОТЦ цементний міст у свердловині було розбурено долотом діаметром 120,6 мм. Свердловину промили пластовою водою і перфоровали в інтервалі 1848-1845 м. Ізоляційні роботи виявились успішними.

У ході робіт в інших свердловинах з використанням сумішей на основі нафти і КК використовували збільшений об'єм буфера – нафти – для того, щоб якнайдалі відтіснити від стінок обсадних колон пластову воду і забезпечити глибше проникнення в пласт нафтоцементокаучукової су-

міші. Об'єм буфера збільшили до 3-5 м<sup>3</sup>. У табл. 6.27 приведено дані з ремонтно-ізоляційних робіт ще по декількох свердловинах, де використовували суміші на основі нафти і КК. Успішно використовувались КК у цементних розчинах як додаток для попередження поглинання розчину та підвищення опору розтріскування цементного каменю, а також для попередження проникнення пластових вод із забезпеченням розкриття нафтових каналів після розчинення КК.

Таблиця 6.27 – Характеристика ремонтно-ізоляційних робіт із використанням сумішей на основі нафти і КК

Номер свердловини, площа	Глибина опускання обсадної колони, м	Діаметр обсадної колони, мм	Інтервал перфорації, м	Характер порушень у свердловині	Запомпована тампонажна суміш при		Тиск протискання, МПа	Час ОПЛ, год.
					відкритому затрубному просторі	Закритому затрубному просторі		
19373 Східно-Сулевська	1782	146	1754-1756	Надходження води з інтервалу перфорації на глибині 1762 м	1,2 м <sup>3</sup> – нафти, 3 м <sup>3</sup> – НЦКС, 0,5 м <sup>3</sup> – нафти, 1,6 м <sup>3</sup> – ц/р	4,5 м <sup>3</sup> – пластової води	Не більше 17	6 при тиску 4 МПа. Загальний 7
30320 Алькесвська	1884	146	1801-1800	Дебіт 8 м <sup>3</sup> /год., пластова вода. Є заколонне сполучення з інтервалом 1827-1813 м	1 м <sup>3</sup> – прісної води, 0,3 м <sup>3</sup> – нафти, 2 м <sup>3</sup> – НЦКС, 0,3 м <sup>3</sup> – нафти	1,6 м <sup>3</sup> – ц/р, 0,3 м <sup>3</sup> – прісної води, 3,2 м <sup>3</sup> – пластової води	Не більше 17	6 при тиску 8 МПа. Загальний 24
30040 Східно-Сулевська	1805	146	1720-1725	Опресування колони зниженням рівня виявило її негерметичність	0,5 м <sup>3</sup> – нафти, 2,5 м <sup>3</sup> – НЦКС, 0,3 м <sup>3</sup> – нафти	1,6 м <sup>3</sup> – ц/р, 0,3 м <sup>3</sup> – прісної води, 3,2 м <sup>3</sup> – пластової води	–	6 при тиску 5 МПа. Загальний 72

У свердловині 8303 Зеленогорської площі використали КК як додаток у цементному розчині на воді. Свердловина з ряду причин підлягала ліквідації. Однак було вирішено спробувати її відновити і перевести з видобувного фонду в нагнітальний. Свердловина обсаджена колоною діаметром 146 мм на глибину 1809 м, перфорована на глибині 1780 м.

Для відновлення свердловини прийняли рішення поглибити її долотом діаметром 120,6 мм нижче обсадної колони, обсадити і отримати з нижчезалеглого пласта пластову воду для промислових робіт. Після досягнення наміченої глибини у свердловину опустили хвостовик діаметром 89 мм. Для його цементування використали 3 т цементу і біля 40-50 кг КК.

Якість цементування за даними АКЦ добра. Після ОТЦ хвостовик перфорували на глибині 1854 м. Із цього інтервалу отримали промислову воду для запомповування у нагнітальні свердловини.

Характерним є другий приклад ізоляційних робіт у свердловині 28731 Павловської площі, де використали КК як додаток у цементному розчині на воді. Штучний вибій в обсаджений свердловині знаходиться на глибині 1964 м. Перфорацію проведено перфоратором ПС-112 в інтервалі 1882-1883,6 м. За даними геофізичних досліджень у свердловині з глибини 1888,9 м відмічено заколонне перетікання пластової води.

Для виконання ізоляційних робіт привибійну зону довелось попередньо обробити кислотою, щоб збільшити приймальність свердловини. У результаті цієї операції приймальність довели до 15 м<sup>3</sup>/год. Для виконання ізоляційних робіт колону НКТ опустили на глибину 1862 м. Для ізоляції використали 4 т цементу і понад 120 кг КК. Після запомповування цементного розчину з КК свердловину залишили на ОТЦ під тиском 3 МПа. Повторну перфорацію провели перфоратором ПК-103 в інтервалі 1888,2-1883,6 м після розбурювання цементного моста. При освоєнні свердловини отримано нафту.

У табл. 6.28 подано характерні дані про ремонтно-ізоляційні роботи із цементним розчином та КК по свердловинах 19222 і 193073 Східно-Сулеєвської площі.

Таблиця 6.28 – Характеристика ремонтно-ізоляційних робіт із використанням цементного розчину і КК

Номер свердловини	Штучний вибій, м	Інтервал перфорації, м	Глибина опускання НКТ, м	Кількість використаних для ізоляційних робіт	
				цементу, т	КК, кг
193073	1768	1762-1764	1730	4	120
19222	1907	1860-1869	1840	5	50

На основі виконаних робіт зроблено висновки, що каучукову крихту (КК) в комплексі з нафтою та іншими тампонажними матеріалами можна віднести до складу нових ізоляційних матеріалів, які можуть використовуватись в умовах, коли до них висуваються вимоги щодо гідрофобності та нафторозчинності. Суміші на основі нафти і КК забезпечують удосконалення ремонтно-ізоляційних робіт у свердловинах з горизонтальними стовбурами, оскільки здатність їх до вимивання нафтою з нафтових прошарків дає змогу успішно проводити так звані „ковзні” заливання зі ступінчастим переміщенням порції нафтокаучукової суміші із зупинками для створення надлишкового тиску на проникні породи. Зміною концентрації КК у нафті можна отримати суміші з різними властивостями та термінами їх переходу в гумоподібний стан. КК як сухий, порошковий

матеріал зручний у використанні в будь-яку пору року. Використання суміші типу „рідинний пакер” може виключити таке широко розповсюджене порушення якісного кріплення свердловин, як нафтогазопрояви по затрубному простору обсадних колон. Простота використання сумішей на основі нафти і КК уможливорює широке впровадження їх, особливо в складних холодних кліматичних умовах.

## **6.10 Технології ремонтно-ізоляційних робіт із використанням гелеутворювальних тампонажних сумішей**

---

Характеристику гелеутворювальних тампонажних сумішей подано в § 2.4 (том 1).

### ***6.10.1 Технологія водоізоляційних робіт із використанням гіпану з електролітом***

Гідролізований поліакрилонітрил (скорочено – гіпан) є рідиною, котра відзначається високою фільтрівністю в пористе середовище і характеризується, як окремих водоізоляційний матеріал, селективними властивостями щодо нафти і пластових мінералізованих вод, що містять іони полівалентних металів (див. § 2.4.2). Гіпан є водоізоляційним матеріалом, придатним для обмеження припливу води із теригенних і карбонатних колекторів. Коагулянтном виступає мінералізована пластова вода (із вмістом іонів полівалентних елементів не менше 20 г/л) або електроліти (розчини таких полівалентних елементів) (розробка інституту ТатНИПИнефть) [162]. Гіпан використовується також у суміші з електролітом (мінералізованою водою, розчином хлористого кальцію), але уже із втратою селективних властивостей, з метою встановлення блокувальних екранів у зоні ВНК, відключення водоносного (чи обводненої частини нафтоносного) пласта.

Ізоляція підшовних і чужих нижніх мінералізованих вод, які надходять у видобувну свердловину через негерметичний заколонний простір, і відключення водоносного (чи обводненої частини нафтоносного) пласта у видобувній свердловині досягаються внаслідок заповнення і закупорювання гіпаном як каналів – порушень герметичності в заколонному просторі свердловини, так і відпрацьованих обводнених нафтових пластів, а відновлення герметичності обсадних колон – і внаслідок додаткового наступного цементування водопровідних каналів. Для зменшення проникання гіпану в нафтонасичену частину пласта рекомендується запоповувати його в привибійну зону за найменшого можливого тиску, хоч у

нафтонасиченому колекторі гіпан залишається в початковому рідинному стані (без гелеутворення) і легко витісняється звідти нафтою під час освоєння й експлуатації свердловини, чим забезпечується збереження проникності нафтонасичених пропластків.

Ізоляцію пластових мінералізованих вод здійснюють, як правило, запомповуванням 8-10 % водного розчину гіпану (не менше 5 % і не більше 17 % концентрації) через перфораційні (експлуатаційні) отвори колони без наступного цементування і без повторного розкриття пласта перфорацією, а в електровідцентровонасосних свердловинах після гіпану, як правило, нагнітають ще й цементний розчин (для дозакріплення його).

Якщо створити умови для попередження передчасної коагуляції гіпану (умови відсутності контактування із коагулянтном), то він тривалий час зберігає свою початкову рухомість, а це дає змогу запомповувати його в пласт практично на будь-яку відстань від свердловини.

Для ізоляції каналів заколонної циркуляції води в нагнітальних свердловинах перед гіпаном запомповують коагулянт – 10-15 м<sup>3</sup> водного розчину CaCl<sub>2</sub> 30 % концентрації, а також для ізоляції каналів циркуляції слабкомінералізованих вод густиною менше 1140 кг/м<sup>3</sup> після гіпану ще запомповують і цементний розчин.

У ряді випадків водоізоляційні роботи можна виконувати і без витягування експлуатаційного обладнання із свердловини, тобто без участі в роботах бригад капітального ремонту свердловин.

### Ізоляція пластових вод

Необхідний об'єм гіпану для ізоляції пластових вод вибирають дослідним шляхом із розрахунку 1,2-1,3 м<sup>3</sup> на 1 м товщини водоносного (або обводненої частини) пласта, щоб забезпечити оброблення зони радіусом не менше 3-5 м.

Перед і після гіпану, а також між гіпаном і електролітом, запомповується буферна рідина (прісна вода) з метою недопущення передчасного контактування з коагулянтном у трубах; об'єм її вибирають у межах 0,2-0,5 м<sup>3</sup> для 60 і 73 мм НКТ і 0,6-1,0 м<sup>3</sup> для затрубного простору перед гіпаном і відповідно 0,1-0,2 м<sup>3</sup> та 0,3-0,5 м<sup>3</sup> після гіпану. Об'ємна швидкість нагнітання рекомендується 3-5 л/с.

Протискування гіпану здійснюють мінералізованою пластовою водою, об'єм якої вибирається з розрахунку повного протискування останньої порції електроліту (0,3-0,5 м<sup>3</sup>) у пласт.

Послідовність нагнітання рідин за різними технологічними схемами може бути такою:

а) мінералізована вода – прісна вода (перша порція) – гіпан – прісна вода (друга порція) – мінералізована вода;

- б) аналогічно схемі *a* з додатковим нагнітанням розчину хлористого кальцію після другої порції прісної води;
- в) аналогічно схемі *b* з додатковим нагнітанням солянокислотного розчину перед першою порцією прісної води;
- г) аналогічно схемі *a* з додатковим нагнітанням розчину хлористого кальцію перед першою порцією прісної води;
- г) аналогічно схемі *a* з додатковим нагнітанням солянокислотного розчину перед першою порцією прісної води;
- д) аналогічно схемі *a* з нагнітанням цементного розчину замість другої порції прісної води.

Якщо приймальність пласта не є більшою  $10 \text{ м}^3/\text{год}$ . за тиску понад 15 МПа, то здійснюють спочатку солянокислотне оброблення пласта, а відтак нагнітання гіпану проводять через 78-мм НКТ з пакером (у трубах меншого діаметра виникає великий гідравлічний опір), причому пакер у свердловину опускають із хвостовиком, довжину якого вибирають із розрахунку розміщення його лійки на 1-2 м глибше нижніх перфораційних отворів, через які передбачається нагнітання гіпану в пласт. Якщо в пакері немає потреби (тиск нагнітання не є високим) або відстань між водоносним (обводненим) і нафтовим пластами є недостатньою для встановлення пакера, то на таку ж глибину опускають НКТ з лійкою.

Після протискування гіпану в пласт свердловину залишають у спокої під кінцевим тиском нагнітання на 1-2 доби для затвердіння (гелеутворення) гіпану, а відтак ретельно промивають стовбур пластовою водою до штучного вибою, освоюють і вводять її в експлуатацію з технологічним режимом, з яким вона працювала до РІР.

Якщо пласт є повністю обводненим, то здійснюють також наступне цементування перфораційних отворів.

У свердловині, в якій розкрито перфорацією декілька пластів із близькими за значиною приймальностями, слід відділити пласт, котрий підлягає ізоляції, пакером, якщо відстань між пластами є достатньою для його встановлення.

Відключення нижнього водоносного пласта, покрівля якого залягає на глибині понад 5 м від підосви нафтового пласта, здійснюють шляхом нагнітання гіпану через спеціальні перфораційні отвори, попередньо зроблені в обсадній колоні, з наступним їх цементуванням. Отвори створюють у колоні навпроти покрівельної частини водоносного пласта або розкривають перфорацією водоносний пласт повністю, якщо товщина його не перевищує 3 м. Нагнітання гіпану в перфораційні отвори і даліше у водоносний пласт здійснюють по НКТ з пакером, який встановлюють в інтервали між підосвою нафтового і покрівлею водоносного пластів.

Умови ефективного застосування різних технологічних схем водоізоляції на основі гіпану і об'єми технологічних рідин на родовищах Татарстану визначено такі [408]:

1. Схеми *a* і *б* з такими технологічними рідинами і послідовністю нагнітання: прісна вода (0,2-0,5 м<sup>3</sup>) – гіпан (3-5 м<sup>3</sup>) – прісна вода (0,1-0,2 м<sup>3</sup>) – електроліт (0,3-0,5 м<sup>3</sup>) у свердловинах:

– з приймальністю обводненого пласта менше 20 м<sup>3</sup>/год. за тиску нагнітання  $p_n = 10$  МПа;

– з приймальністю обводненого пласта менше 10 м<sup>3</sup>/год. за тиску  $p_n = 15$  МПа після солянокислотного оброблення за загальноприйнятою технологією;

– з приймальністю обводненого пласта понад 20 м<sup>3</sup>/год. за тиску  $p_n = 10$  МПа рекомендується повторне запомповування за цими технологічними схемами через 4-5 діб після проведення першої операції; у випадку зниження приймальності після першого оброблення об'єм гіпану зменшується до 2-3 м<sup>3</sup>;

– з обводненими водонафтowymi пластами товщиною понад 10 м, приймальність яких перевищує 20 м<sup>3</sup>/год. за тиску  $p_n = 10$  МПа; при цьому вказана кількість компонентів за виключенням електроліту (розчину CaCl<sub>2</sub>), об'єм якого збільшується до 1-1,5 м<sup>3</sup>, послідовно запомповується в пласт в два-три цикли;

– з обводненням нижньою водою і з приймальністю пласта-обводнювача понад 20 м<sup>3</sup>/год. за тиску  $p_n = 10$  МПа, тобто за необхідності запомповування гіпану об'ємом більше 5 м<sup>3</sup>; при цьому останні 2-3 м<sup>3</sup> запомповуваного в інтервал оброблення гіпану протискуються в пласт одночасно з електролітом, який подається другим агрегатом по затрубному простору, при співвідношенні їх витрат 1:1.

2. Схема *в* з такими технологічними рідинами і послідовністю нагнітання: 30 %-ний розчин CaCl<sub>2</sub> (1,5-2 м<sup>3</sup>) – гіпан (5-6 м<sup>3</sup>) – прісна вода (0,1-0,2 м<sup>3</sup>) у свердловинах з приймальністю обводненого пласта 20 м<sup>3</sup>/год. за тиску  $p_n = 10$  МПа.

3. Схеми *г* і *г* з такими технологічними рідинами і послідовністю нагнітання: 30 %-ний розчин CaCl<sub>2</sub> (0,3-0,5 м<sup>3</sup>) – соляна кислота (3-4 м<sup>3</sup>) – прісна вода (0,3-0,4 м<sup>3</sup>) – гіпан (3-5 м<sup>3</sup>) – прісна вода (0,1-0,2 м<sup>3</sup>) – електроліт (0,3-0,5 м<sup>3</sup>) у свердловинах з приймальністю обводненого пласта менше 10 м<sup>3</sup>/год. за тиску  $p_n = 15$  МПа.

4. Схема *д* з такими технологічними рідинами і послідовністю нагнітання: прісна вода (0,25-0,5 м<sup>3</sup>) – гіпан (3-6 м<sup>3</sup>) – прісна вода (0,2-0,3 м<sup>3</sup>) – цементний розчин (0,5-1 м<sup>3</sup>) при встановленні екранів у зоні водонафтового контакту і при відключенні повністю обводненого пласта або пласта-обводнювача.



Виконання РІР за даною технологією внаслідок забезпечення селективності ізоляції водоприпливів дало змогу підвищити ефективність робіт на родовищах Татарстану не менше ніж на 30-45%, а видобуток нафти із обводнених пластів – на 20-30%. Через виключення операції з розбурювання цементних мостів, повторних геофізичних досліджень і перфорації вартість РІР знизилась на 40-45%. Ізоляційні роботи з використанням гіпану ефективно виконувались у величезній кількості нафтових свердловин Татарстану, Башкортостану, України, Белорусі, Казахстану, Поволжя, Тюменської обл.

Так, у видобувній свердловині Соколовогорського нафтового родовища, які були заповнені пластовою водою, послідовно запомповували 1-2 м<sup>3</sup> 30 % водного розчину хлористого кальцію; 0,5 м<sup>3</sup> прісної води; 3-6 м<sup>3</sup> 10 % водного розчину гіпану (з динамічним коефіцієнтом в'язкості 90-100 мПа·с, густиною 1100-1150 кг/м<sup>3</sup>); 0,3-0,5 м<sup>3</sup> прісної води; 1 м<sup>3</sup> 30 % водного розчину хлористого кальцію.

Характеристика цього об'єкта така: продуктивними пластами є горизонти Д<sub>2</sub>V і Д<sub>3</sub>II із середньою глибиною інтервалу перфорації відповідно 1998 м та 1794 м і середньою значиною перфорованої товщини пласта 10 м та 8 м; обводненість свердловин становила 74-93%, а приймальність свердловин до виконання ремонту за зміни тиску на гирлі від 6 до 20 МПа – 100-450 дм<sup>3</sup>/хв.

Для запомповування використовували гіпан, який отримували під час гідролізу відходів хімічного виробництва, у складі котрих міститься 20-30 % полімеру, 20 % роданистого натрію і 50-60% води, гідроліз проводили у промислових умовах за способом, описаним нижче.

#### Створення водонепроникного екрана у водонафтовому або водяному пласті

Екран у водонафтовому пласті з підшовною водою створюють шляхом нагнітання гіпану в НКТ з пакером через спеціальні кумулятивні отвори в експлуатаційній колоні (густотою 20-30 отворів на 1 пог. м), які попередньо створюють у зоні ВНК із розрахунку розкриття 1,5-2 м товщини пласта.

У разі створення водонепроникного екрана до розкриття вищезалеглого нафтового пласта пакер встановлюють на 5-10 м вище спеціальних отворів.

У разі створення екрана після розкриття вищезалеглого нафтового пласта пакер встановлюють в інтервалі між експлуатаційними перфораційними отворами колоні і спеціальними отворами.

Гіпан із розрахунковим об'ємом запомповують у НКТ, доводять до спеціальних отворів і через них повністю нагнітають у пласт. Після зняття

пакера і промивання вибою, інтервал спеціальних отворів цементують. Відтак НКТ ще припіднімають вище верхніх перфораційних отворів і надлишковий цементний розчин вимивають зворотною циркуляцією рідини; потім НКТ припіднімають на 150-200 м вище і свердловину герметизують на час, необхідний для ОТЦ. Після ОТЦ здійснюють перфорацію експлуатаційної колони навпроти продуктивного пласта і свердловину освоюють.

Якщо водоносний пласт (пропласток) розміщений нижче продуктивного (нафтового) пласта на відстані не менше 5 м, то спеціальні перфораційні отвори створюють проти цього пласта-обводнювача в його покрівельній частині. А якщо товщина пласта не перевищує 3 м, то його перфорацією розкривають повністю. Пакер встановлюють у проміжку між інтервалом розкриття продуктивного пласта і спеціальними отворами в експлуатаційній колоні. Гіпан затискають у пласт через спеціальні отвори за закритого затрубного простору, після чого через 24 год. твердіння гіпану під тиском здійснюють цементування інтервалу спеціальних отворів з обов'язковим вимиванням надлишкового цементного розчину. Після ОТЦ свердловину освоюють і вводять в експлуатацію без повторного розкриття продуктивного пласта перфорацією. Інтервал продуктивного пласта перфорують повторно тільки в разі необхідності.

#### Ізоляція припливу води через канали негерметичності експлуатаційної колони

У випадку наявності зон поглинання в інтервалі пошкодження обсадної колони гіпан використовують як буферний матеріал перед нагнітанням цементного розчину з метою не допустити розмивання останнього пластовими рідинами.

Тоді в інтервал пошкодження обсадної колони опускають НКТ, заповнюють свердловину водою до гирла і визначають приймальність. Відтак затрубний простір свердловини заповнюють мінералізованою пластовою водою або 30 % водним розчином  $\text{CaCl}_2$  і нагнітають через інтервал пошкодження колони 10-15 м<sup>3</sup> розчину  $\text{CaCl}_2$ .

У залежності від приймальності зони поглинання гіпан нагнітають через НКТ за одною із двох технологічних схем:

а) якщо приймальність є не меншою 30 м<sup>3</sup>/год. за тиску нагнітання не вище 5 МПа, то здійснюють порційне запомповування гіпану через інтервал пошкодження шляхом чергування порцій по 1-1,5 м<sup>3</sup> електроліту і гіпану до одержання необхідного тиску;

б) якщо приймальність є не меншою 20 м<sup>3</sup>/год. за тиску нагнітання в межах 5-8 МПа, то здійснюють спільне запомповування гіпану і електроліту через інтервал пошкоджень шляхом одночасного подавання електро-

літу через кільцевий простір у свердловині і гіпану через НКТ в об'ємному співвідношенні 1:1.

Після гіпану запомповують цементний розчин в об'ємі 3-5 м<sup>3</sup> із залишенням цементного корка (моста) в колоні.

Тоді витягують НКТ, залишають свердловину на 48 год. для твердіння цементного розчину, опресовують колону, розбурюють цементний корок, знову визначають герметичність колони, а відтак освоюють і вводять свердловину в експлуатацію.

### Спосіб приготування гіпану в промислових умовах

За результатами лабораторних досліджень і дослідно-промислових робіт у свердловинах з ізоляції припливів води розроблено спосіб приготування гіпану шляхом гідролізу його лугом у промислових умовах. За цим способом гіпан виготовляли в циліндричній металевій ємності з прокладеною всередині неї металевою трубою, через яку з допомогою газового пальника нагрівали розчин, що знаходився в ємності, а через люк у верхній частині ємності завантажували реагенти (поліакрилонітрил, луг і воду). Температуру гідролізу поліакрилонітрилу контролювали термометром, що вмонтований в металеву ємність. Для приготування 1 м<sup>3</sup> гіпану потрібно 100 кг поліакрилонітрилу, 70 кг їдкого натру і 830 л води; гідроліз поліакрилонітрилу необхідно здійснювати за температури не вище 90°C до повного розчинення його у водному розчині лугу; концентрація гіпану в розчині повинна становити 10%, лугу – 7%.

Відтак у пласт запомповували одержаний гіпан із розрахунку 0,5-0,7 м<sup>3</sup> на 1 м товщини перфорованого інтервалу пласта з наступним встановленням цементного корка в інтервалі продуктивного пласта, подальшим розбурюванням цементного корка і перфорацією верхньої нафтоносної частини пласта.

### Безпечне виконання робіт

Після закінчення запомповування гіпану агрегати і всі комунікації необхідно промивати водою (див. також главу 9).

Залишки гіпану з водою збирають у спеціальний резервуар (амбар) з метою наступного запомповування у нагнітальні свердловини.

Під час виконання операцій з гіпаном робітники повинні бути в спеодязі і перебувати з навітряної сторони. Якщо гіпан попав на шкіру, то його необхідно стерти ватою або ганчіркою, а шкіру ретельно вимити водою. Одяг, облитий гіпаном, необхідно зняти для попередження подразрень шкіри.

Гіпан є вибухо- і пожежобезпечним, перевозиться будь-яким видом транспорту в металевій тарі.

### 6.10.2 Технологія водоізоляції з використанням гіпано-формалінової суміші (ГФС)

Дану технологію розроблено на основі багаторічного досвіду використання гіпано-формалінової суміші (ГФС), тобто гіпану в суміші із соляною кислотою та формаліном (див. § 2.4.3) на промислах Башкортостану для ізоляції припливу прісних і мінералізованих вод. Успішність робіт становила 65-70 %, на одну свердловино-операцію додатково видобуто 2000 т нафти [31, 578].

Загальні принципи успішності оброблення гіпано-формаліновою сумішшю полягають у наступному:

- ефективність водоізоляції залежить не тільки від правильно підібраної рецептури робочої суміші, але й від рівня та якості технологічної реалізації;

- якість робочої суміші забезпечується точним дотриманням заданих об'ємів і складу та ступенем однорідності суміші;

- якість ГФС можна контролювати зміною величини рН, яка має бути в межах 4,6-5,5;

- недотримання заданої рецептури ГФС та забрудненість порожнин використовуюваного обладнання (автоцистерн, бункерів агрегатів, комунікацій і т. д.) залишками нафти, мінералізованих вод, розчином хлористого кальцію та іншими сторонніми речовинами призводять до передчасного осадження полімерів та погіршення якості запомповуваної ГФС;

- технологічна схема роботи і підключення наземного обладнання можуть бути зміненими, але при цьому має бути збережена можливість оперативного приготування гомогенної суміші з неперервним контролем якості та складу цієї суміші;

- основне правило при приготуванні однорідної ГФС: циркуляція гіпану та суміші, яка утворюється при цьому, проводиться на максимальній швидкості, а подавання кислотоформалінової суміші у циркулюючу систему – з мінімальним темпом.

*Підготовчі операції* охоплюють виконання робіт, за яких:

- перевіряють наявність і якість призначених для використання хімічних реагентів (за 3-4 доби до початку запомповування);

- проводять ревізію і промивають змішувач-диспергатор та ємності для приготування гіпано-формалінової суміші; доставляють їх до свердловини, яку вибрано для ремонту (за 1 добу до початку ремонтних робіт);

- пропарюють та промивають агрегати і автоцистерни, призначені для приготування та запомповування ГФС;

- підготовляють майданчик біля свердловини для розміщення техніки;

готують прилад для вимірювання рН розчину ГФС;  
перевіряють розрахунки об'ємів суміші та компонентів для приготування розчину; за необхідності запомповування у свердловину понад 10 м<sup>3</sup> ГФС передбачають заповнення одної автоцистерни розрахунковою кількістю гіпану вхідної концентрації, а другої – кислотоформаліновою сумішшю;

визначають кількість необхідної техніки; при цьому виходять з того, що для підготовки і запомповування ГФС необхідно не менше двох цементувальних агрегатів ЦА-320, а кількість автоцистерн вибирають у залежності від об'єму та кількості компонентів суміші; у разі малих об'ємів запомповування ГФС ( $\leq 10 \text{ м}^3$ ) кислоту і формалін доставляють у змішаному стані, тобто у вигляді кислотоформалінової суміші (КФС), а в разі великих об'ємів запомповування ГФС ( $\geq 10 \text{ м}^3$ ) вказані компоненти на свердловину доставляють в окремих автоцистернах і КФС готують на місці.

*Приготування ГФС* потребує точного дотримання технології, а саме: неперервного регулювання і точності дозування КФС. За надлишку КФС спостерігаються передчасне випадання осадів у вигляді великих білих пластівців і втрата якості запомповуваної суміші, а це призводить до збільшення терміну гелеутворення водоізоляційного матеріалу в ПЗП. ГФС готують безпосередньо перед запомповуванням її у свердловину змішуванням компонентів методом диспергування (у змішувачі-диспергаторі) та циркуляції, яка створюється агрегатами.

Концентрація гіпану об'ємом не більше 10 м<sup>3</sup> становить 8,5%.

За схемою обв'язки обладнання для *приготування і запомповування* ГФС (рис. 6.29) вхідний реагент (17% водний розчин гіпану) з автоцистерни 2 подають у бункер агрегату 3, в якому концентрацію гіпану доводять до 8-8,5 % змішуванням з прісною водою, а відтак – у змішувач-диспергатор 12 і далі знову в бункер агрегату. Ця циркуляція здійснюється на III передачі агрегату 3 для положення триходового крана 6 „циркуляція”.

До циркулюючого розчину вводять КФС із автоцистерни 5 з допомогою агрегату 4 через змішувальну камеру 11. Темп подавання КФС підтримується якомога нижчим (I передача, малі оберти вала двигуна). Суміш розчину гіпану і КФС гомогенізують у другій камері 13 змішувача-диспергатора 12. Відтак суміш надходить у бункер агрегату 3. Для забезпечення дозування КФС застосовують кран-дозатор 10.

Після підготовки першої порції (5 м<sup>3</sup>) триходовий кран встановлюють у положення 7 „запомповування” і ГФС з бункера агрегату 3 запомповують у свердловину 14.

Зразу ж після приготування перших 5 м<sup>3</sup> ГФС для запобігання надходження зайвої порції КФС спочатку зупиняють агрегат 4, а відтак агрегат 3.

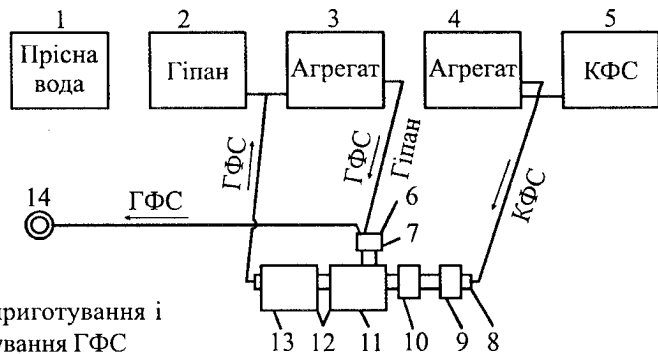


Рис. 6.29 – Схема приготування і запомповування ГФС

У випадку появи великої кількості пластівців у процесі приготування ГФС необхідно припинити подавання КФС, не припиняючи циркуляції. Якщо через 20-30 хв. основна частина пластівців не зникне, то приготування суміші переривають, а надлишок КФС запомповують у пласт, супроводжуючи це запомповуванням роздільної порції (0,3-0,5 м<sup>3</sup>) прісної води.

Зворотний клапан 9, встановлений перед змішувачем диспергатора, запобігає надходженню гіпану в трубопровід для КФС.

Після запомповування першої порції ГФС кран 6 знову встановлюють у положення „циркуляція”, і цикл підготовки повторюється. Після закінчення приготування другої порції ГФС, триходовий кран перевстановлюють у положення „запомповування” для подавання у пласт приготованої порції ГФС.

Застосування технології створення штучних водоізоляційних екранів із ГФС проведено на родовищах Дніпровсько-Донецької западини. Так, було виконано 8 операцій, із них 4 у свердловинах Глинсько-Розбишівського, 2 у свердловинах Новогригорівського і 2 у свердловинах Малосорочинського родовищ [248].

Штучний водоізоляційний екран створювався запомповуванням у тріщину пласта 17-35 м<sup>3</sup> ГФС, що складається із 70-72% гіпану, розбавленого прісною водою у співвідношенні 1:1, 20% технічного формаліну і 8-10% соляної кислоти 10% концентрації. Оцінка показала, що це забезпечувало створення водоізоляційного екрана радіусом 4-7,5 м і товщиною 0,5-1 м, здатного витримати перепад тиску біля 20 МПа. Подальше збільшення об'єму тампонажної суміші не призводило в даних умовах до значного росту радіуса екрана, а лише створювало його нераціональне потовщення.

Із 8 проведених операцій 7 операцій забезпечили зниження обводненості продукції свердловин, а 6 операцій поряд з цим – і підвищення дебіту свердловин по нафті. Створення водоізоляційного екрана у свердловині 21 Малосорочинського родовища дало змогу на десять місяців продовжити

період її фонтанної експлуатації. Додатково видобуто понад 9200 т нафти та ізольовано близько 150 тис. м<sup>3</sup> пластової води.

У багатьох свердловинах і до створення водоізоляційного екрана із ГФС виконувались різні види ізоляційних робіт. Зіставлення результатів показало, що лише у випадку створення екранів вдалось отримати суттєве і тривале зниження обводненості продукції.

Аналіз зміни коефіцієнтів продуктивності в результаті виконання різних видів ізоляційних робіт, проведених у свердловинах Глинсько-Розбишівського родовища у 1977-1979 р.р., підтвердив високу ефективність створення штучних водоізоляційних екранів. Досягнутий при цьому коефіцієнт вибірковості змінюється від 0,15 до 0,64 і в середньому становить 0,39.

Отримані дані дали змогу прогнозувати результати водоізоляційних робіт і проектувати режимні параметри свердловинного обладнання у відповідності з імовірною зміною продуктивності свердловини. Так, для умов Глинсько-Розбишівського родовища в результаті створення штучного водоізоляційного екрана із ГФС прогнозується загальне зниження продуктивності свердловини на 55-85% зі зменшенням обводненості продукції в середньому в 1,5 рази.

Важливим моментом при оцінці доцільності та ефективності водоізоляційних робіт є визначення їх впливу на процес витіснення нафти водою поблизу свердловини і в цілому по покладу. У зв'язку з тим, що роботи із створення штучного водоізоляційного екрана у свердловині 91 Глинсько-Розбишівського родовища призвели до значного зниження відбору води (біля 120 м<sup>3</sup>/добу), методом характеристик витіснення виконано оцінку реакції сусідніх свердловин на водоізоляційні роботи. Характеристики витіснення (використано залежності накопиченого видобутку нафти від логарифму накопиченого видобутку води, які мають для умов Глинсько-Розбишівського нафтового родовища близький до лінійного характер), котрі побудовано як по окремих свердловинах, так і по блоку свердловин, дали змогу висувати про позитивне діяння водоізоляційних робіт у свердловині 91 на процес витіснення нафти водою у VIII блоку Глинсько-Розбишівського родовища.

### **6.10.3 Технології водоізоляційних робіт із використанням акриламиду (матеріалу АМ-9)**

Гелеутворювальний матеріал АМ-9 (див. § 2.3.4), який виготовляється промисловістю в порошкоподібній формі і містить два органічні мономерні – акриламід і метиленбісакриламід [602]. Матеріал АМ-9 при розчиненні у воді утворює малов'язкий розчин (динамічний коефіцієнт в'язкості 1,2 мПа·с) з низькою густиною (близько 1000 кг/м<sup>3</sup>). Під час реакції полі-

меризації акриламід у водному розчині переходить у дуже довгі ланцюги молекул, які миттєво зв'язуються між собою, гідрофілізуються і утворюють тривимірну структуру – міцний, стійкий, пружний гель.

Матеріал АМ-9 використовували для ізоляції припливу води у свердловинах родовища Джордан у Західному Техасі [602]. Серед багатьох полімерів було вибрано матеріал АМ-9 через його здатність утворювати гель навіть тоді, якщо розчин є частково розбавленим, а гель чинить опір будь-якому потоку, навіть за високих перепадів тиску. Протягом восьми років після початку випробувань не було спостережено погіршення властивостей гелю.

Промислові роботи виконували за двома технологіями.

За *першою технологією* оброблення свердловин полімерами здійснювали наступним чином: каталізований розчин запомповували в зону, яку необхідно було ізолювати, і проштовхували водою; потім свердловину закривали на декілька годин, які необхідні для повного гелеутворення. Але після припинення запомповування тиск у привибійній зоні вирівнюється і перетікання рідини продовжується. При цьому розчин віддаляється від стовбура свердловини і концентрація його падає, що значно знижує ефективність оброблення. Надходження розчину полімеру у весь пласт, ймовірно, є основною причиною низької ефективності оброблень, так як високопроникні зони тоді ізолюються не повністю.

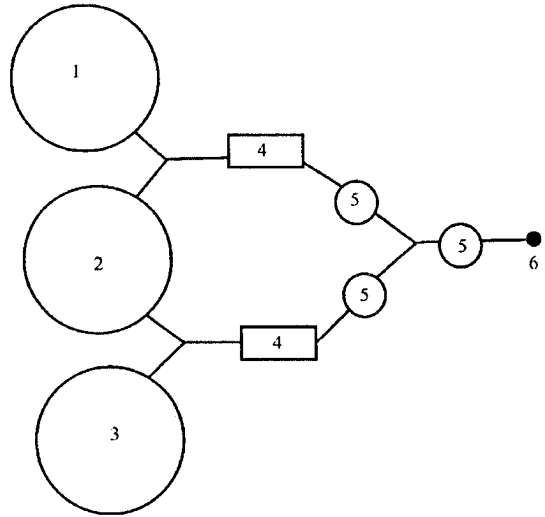
Разом із тим технологічною особливістю каталізованого розчину АМ-9 є можливість запомповування його протягом тривалішого інтервалу часу, ніж це необхідно для завершення утворення гелю. Час до завершення утворення гелю становить від 10 с при температурі 4°C до 16 год при температурі 94°C.

Для проведення оброблень за *другою технологією* встановлювали обладнання, схему розміщення якого показано на рис. 6.30. Один резервуар заповнювали 10% розчином АМ-9, другий – розчином 3-4 % каталізатора і третій – водою. Розчини в пропорції 92 % розчину АМ-9 і 8 % розчину каталізатора подавали у свердловину, де проходить їх змішування. Таку каталізовану суміш запомповували у свердловину протягом 3-5 хв. Після закінчення цього часу полімер починає в пласті загущуватись. Найбільш високопроникні зони закуפורюються, тиск нагнітання при цьому зростає, а розчин починає надходити в інші пропластки. Зона водопроявів попередньо розділюється за допомогою встановлених пакерів. У результаті вся зона водопроявів (або водопоглинання) виявляється ізольованою.

Основною метою виконання робіт за другою технологією було підвищення нафтовилучення із пласта шляхом покращення профілю приймальності. Роботи виконали на трьох нагнітальних свердловинах. Зони



Рис. 6.30 – Схема розміщення обладнання для проведення оброблень свердловин акриламідом: 1 – ємність із реагентом АМ-9; 2 – ємність із водою; 3 – ємність із каталізатором; 4 – насос; 5 – витратомір; 6 – свердловина



інтенсивного поглинання на них були відокремлені корком засипаного піску (до підшови зони) і встановленим пакером (біля покрівлі зони поглинання). Така схема забезпечувала селективність оброблення. Нагнітальні свердловини в інтервали зони нагнітання обладнали обсадними колонами із скловолкна. Насосно-компресорні труби мали внутрішнє пластикове покриття. Після полімерного оброблення продуктивні інтервали з низькою проникністю додатково обробляли кислотою.

Промислові дослідження показали, що протягом 24 місяців після оброблення інтервали, в які запомповано полімери, приймали лише невеликі об'єми води.

Дуже скоро після подальшого нагнітання води в декількох сусідніх видобувних свердловинах було спостережено збільшення дебітів нафти. Однак приблизно через 3 місяці після початку реакції на запомповування полімерів видобуток нафти став падати, а обводненість продукції швидко зростати.

Дослідження нагнітальних свердловин показали, що тріщини в їх привибійній зоні відсутні. Додаткові дослідження дали змогу виявити наявність високопроникних пропластків, які поглинають великі об'єми запомповуваної води. Ці пропластки обробили полімерами. Через короткий проміжок часу після оброблень дебіти нафти почали зростати, видобуток води залишався практично стабільним. До оброблення одна із видобувних свердловин, котра розміщена поруч із нагнітальними свердловинами, давала 5,5 м<sup>3</sup>/добу води і 10 м<sup>3</sup>/добу нафти, а після проведення полімерних оброблень ця свердловина стала давати 16 м<sup>3</sup>/добу води і 44 м<sup>3</sup>/добу нафти; за півтора року із неї додатково видобуто біля 20 тис. т нафти.

Нижче описано технологію оброблення одної із трьох нагнітальних свердловин.

Дослідження з допомогою радіоактивних домішок, проведені на цій свердловині, уможливили виявити зону сильного водопоглинання в інтервалі від 1081 до 1097 м. Для покращення профілю приймальності у свердловині провели селективну ізоляцію зони поглинання і наступне кислотне оброблення.

На глибину 1069 м на насосно-компресорних трубах опустили пакер. Відновили нагнітання води з витратою 165 м<sup>3</sup>/добу за тиску 3,55 МПа. Зібрали обладнання для приготування полімерного розчину. Зупинили водяні насоси і розпочали запомпувати прісну воду насосами змішувального устаткування. Витрата води становила 166 л/хв. за тиску 4,15 МПа. Запомпували 10790 л прісної води, а потім 190 л суміші, яка складалась із 11% розчину АМ-9 (96%) і 6,3% розчину персульфату амонію (NH<sub>4</sub>)<sub>2</sub> S<sub>2</sub>O<sub>3</sub> (4%) з витратою 166 л/хв. за тиску 4,15 МПа. Потім запомпували 2650 л прісної води, після чого 5790 л полімеру і ще 1000 л прісної води. Підняли насосні труби і пакер. Опустили знімний пакер і обробили кислотою перфораційні отвори в інтервалах 1038-1051 і 1026-1032 м. Витягнули насосно-компресорні труби і пакер. Очистили свердловину від гелю до глибини 1075 м. Відновили нагнітання води.

#### ***6.10.4 Комплексна технологія обмеження водопрпливів та підвищення нафтовилучення з використанням гелеутворювальних сумішей (ГУС) на основі ПАА чи КМЦ***

Технологія з використанням гелеутворювальних сумішей на основі ПАА чи КМЦ (див. § 2.4.5) призначена для обмеження припливу нагнітальних, контурних та підшовних вод у видобувних свердловинах, усунення заколонних перетікань, а також для вирівнювання профілю приймальності в нагнітальних свердловинах [331].

#### **Суть технології**

Суть технології стосовно до видобувних свердловин полягає в тампонуванні під тиском пропластків чи каналів водопрпливу гелеутворювальними сумішами (ГУС) на основі водних розчинів поліакриламід-у – ПАА (ГУС-2) чи карбоксилметилцелюлози – КМЦ (ГУС-1) із дозакріпленням твердіючими тампонажними матеріалами (наприклад, НВТС, продукт 119-204, цементний розчин і т.п.) і наступному дренажу з гідрофобізацією нафтонасиченої (відносно менш проникної) частини продуктивного пласта (двоступінчастий спосіб).

Доцільним може бути дозакріплення розширним тампонажним матеріалом. Так, промислові випробування технології у свердловинах Семенівського нафтового родовища з використанням рецептури гелеутворюваль-

них реагентів із підвищеними структурно-механічними властивостями та тампонажного матеріалу, який дає розширення цементного каменю вже при температурі 18-20°C, показали, що за двоступінчастим способом забезпечується створення ізоляційного екрана у високопористих тріщинуватих колекторах при низьких температурах із зниженням обводненості продукції до 20-30% [142].

*Суть технології стосовно до нагнітальних свердловин* полягає у вирівнюванні профілю приймальності та наступному обробленні привибійної зони з метою дренажування та гідрофілізації відносно менш проникних пропластків, встановленні потоковідхилювальних бар'єрів із ГУС у глибині пласта (шляхом запомповування зі сторони нагнітальних свердловин), чим здійснюється керування потоками нагнітальних вод, зменшення непродуктивного їх запомповування і підвищення коефіцієнтів поточного та кінцевого нафтовилучення із пластів.

*Комплексне діяння* в цілому через нагнітальні та видобувні свердловини за цими методами на ділянці родовища забезпечує отримання сумарного технологічного ефекту. Причому, найкраще здійснити спочатку послідовне діяння на ряд нагнітальних свердловин, а відтак протягом 2-3 місяців (час початку реакції навколишніх видобувних свердловин) провести оброблення обводнених видобувних свердловин, які не відреагували, і т. д., чим створюються найкращі умови для розробки даної ділянки родовища. Після цього розширюють діяння на інші ділянки аж до регулювання розробки усього родовища.

Область застосування двоступінчастого способу з використанням ГУС включає [569]:

а) ліквідацію заколонних перетікань води і газу із вище- і нижчезалеглих пластів із дозакріпленням шляхом додавання порошку полімеру в останню порцію ГУС або запомповування цементного чи цементно-аеросильного розчину (при товщинах розділяючих малопроникних пропластків не менше 1 м);

б) обмеження припливу нагнітальних і підшовних вод у видобувні свердловини, зміну профілю приймальності і управління потоками нагнітальних вод у нагнітальних свердловинах.

### Технологія приготування ГУС

Приготування ГУС здійснюють шляхом розчинення порошкоподібної суміші полімеру, лігносульфонату та біхромату (діхромату) калію  $K_2Cr_2O_7$  у воді безпосередньо в процесі РІР на свердловині. Для цього одночасно завантажують компоненти в бункер змішувального устаткування УЗП-50 через завантажувальний шнек, запобігаючи попаданню великих грудок (понад 10-15 мм).

Суспензію-розчин ГУС готують із допомогою змішувального устаткування УЗП-50 шляхом дозування порошкоподібної суміші у гідрозмішувач, де попередньо встановлено необхідний режим подавання і відбирання води з постійною швидкістю в межах 0,2-0,5 м<sup>3</sup>/хв. Концентрацію порошкоподібної суміші вибирають із технологічної потреби і орієнтуються за концентрацією полімеру в приготованому розчині.

Склад порошкоподібної суміші ГУС у промислових умовах такий: ПАА – 15 кг (один мішок), КССБ – 30 кг (два мішки) і біхромат калію – 10 кг (практично до кільцевого заглиблення оцинкованого відра).

Так, кількість порошкоподібної суміші ГУС-2 для досягнення наступних концентрацій ПАА буде:

ПАА, %	Порошкоподібна суміш ГУС-2, кг/м <sup>3</sup> води
0,2	7,1
0,3	10,7
0,5	18
0,8	28,6

Кількість порошкоподібної суміші ГУС-1 для досягнення наступних концентрацій КМЦ буде:

КМЦ, %	Порошкоподібна суміш ГУС-1, кг/м <sup>3</sup> води
1	27
2	54
3	81

#### Вирівнювання профілю приймальності

Для вирівнювання профілю приймальності за даною технологією на затрубному просторі встановлюють манометр, промивають фільтр до чистої води, а перед запомповуванням ГУС визначають приймальність свердловини по воді на трьох режимах, один із яких за тиску, однакового з тиском у водоводі.

Запомповування ГУС проводять через НКТ за *схемою 1*: водовід – ЦА-320 – УЗП-50 – осереднювальна ємність (глиномішалка) – ЦА-320 (чи 4АН-700) – свердловина.

Подавання порошкоподібної суміші ГУС здійснюють тільки після усталеного в гідромішалці режиму перемішування з одночасним подаванням води і відбиранням одержаної суспензії в осереднювальну ємність для її дорозчинення в процесі перемішування.

Перше запомповування ГУС здійснюють за концентрації ПАА 0,2-0,3% (чи КМЦ – 0,8-1% для отримання ГУС-1) об'ємом не менше 60 % розрахункового (звичайно розрахунковий об'єм становить 250-500 м<sup>3</sup> ГУС на одну нагнітальну свердловину). Запомповування припиняють,

коли подали 70% розрахункового об'єму суміші або коли перевищення тиску протискування на затрубному просторі становить 2-2,5 МПа від початкового після протискування першої порції ГУС в об'ємі 20-25 м<sup>3</sup>.

Після подавання першої порції ГУС свердловину пускають у роботу під нагнітання води протягом 12-24 годин для проштовхування ГУС у глибину пласта.

Відтак здійснюють запомповування другої порції ГУС, попередньо промивши вибій (фільтр) та визначивши приймальність свердловини по воді на трьох режимах. Другу порцію ГУС запомповують за концентрації ПАА 0,3-0,5% (чи КМЦ – 1-1,5 %) до досягнення розрахункового об'єму або розрахункової приймальності свердловини. Після закінчення запомповування ГУС свердловину пускають у роботу під нагнітання води.

Залишкову приймальність свердловини визначають через 24-48 годин нагнітання. За необхідності подальшого зниження приймальності проводять запомповування ще однієї порції ГУС з концентрацією ПАА 0,4-0,6% (чи КМЦ – 1,5-2%).

Для дренажування та підвищення приймальності низькопроникної частини пласта здійснюють оброблення привибійної зони шляхом послідовного запомповування 20-30 м<sup>3</sup> 0,5% неонолу (чи іншої нейногенної ПАР) та 5-6% соляної кислоти НСІ в об'ємі 20-25 м<sup>3</sup>.

Після цього свердловину пускають у роботу під нагнітання води для видалення з ПЗП (проштовхуванням у глибину пласта) продуктів реакції.

#### Усунення заколонного перетікання води в нагнітальній свердловині

З цією метою здійснюють запомповування через НКТ першої порції ГУС об'ємом не менше 25 м<sup>3</sup> за концентрації ПАА 0,3-0,5% (чи КМЦ – 1-1,5 %), потім другу порцію ГУС з концентрацією ПАА більше 0,5 % (чи КМЦ більше 2 %) до зростання тиску в затрубному просторі на 3-5 МПа від початкового під час протискування першої порції.

Запомповування ГУС здійснюють за *схемою* 2: водовід – ЦА-320 – УЗП-50 – ЦА-320 (чи 4АН-700) – свердловина.

Відтак, залишок ГУС протискують зі швидкістю не більше 0,3 м<sup>3</sup>/хв. водою в пласт з невеликим перепротискуванням (2-3 м<sup>3</sup> води) за тиску, що не перевищує тиску гідророзриву, і залишають свердловину під тиском, який виник на момент закінчення протискування, для очікування гелутворення суміші впродовж 24 год., після чого пускають свердловину у роботу під нагнітання води.

#### Оброблення видобувної свердловини

Для усунення заколонних циркуляцій за наявності перемичок між пластами (до 1 м), а також для обмеження проривання нагнітальних та

підшовних вод у видобувних свердловинах проводять комбіноване (двоступінчасте) оброблення ГУС із дозакріпленням кремнійорганічними сполуками.

Комбінована технологія застосовується у свердловинах за пластових температур 20-90°C і наявності приймальності по воді 200 м<sup>3</sup>/добу і більше та тиску нагнітання на гирлі не вище 10 МПа або питомої приймальності в зоні ізоляції не менше 0,6 м<sup>3</sup>/(год·МПа), у т. ч. без підняття ліфтових труб [569]. Для цього встановлюють башмак НКТ на 40-50 м вище інтервалу перфорації, обв'язують гирло свердловини і техніку за схемою 2 (див. вище).

Запомповують через НКТ ГУС об'ємом не менше 20 м<sup>3</sup> для усунення заколонних циркуляцій і не менше 50 м<sup>3</sup> для обмеження проривання нагнітальних та підшовних вод до досягнення тиску протискування в затрубному просторі не більше 11,5 МПа. Дозування порошку ГУС вибирають із розрахунку від 30-40 кг/м<sup>3</sup> для ГУС-1 і від 12-16 кг/м<sup>3</sup> для ГУС-2.

Відтак запомповують у НКТ 300 л ацетону (діметилкетону) CH<sub>3</sub>-CO-CH<sub>3</sub> (перший буфер) та 2 м<sup>3</sup> продукту 119-204 (див. §§ 2.3.5, 6.9.2, 6.9.3) для усунення заколонних перетікань або 4 м<sup>3</sup> для обмеження прориву води, яку нагнітають у пласт.

Після протискування кремнійорганічної сполуки запомповують другий буфер ацетону в кількості 2000 л і здійснюють запомповування протискувальної рідини об'ємом, який дорівнює об'єму НКТ. У момент виходу з НКТ останньої порції кремнійорганічної сполуки проводять одночасне протискування тампонажної суміші через НКТ і затрубний простір до моменту підходу останньої порції буфера до інтервалу перфорації чи підняття тиску запомповування до гранично допустимого для експлуатаційної колони (13 МПа).

Закінчивши протискування тампонажної суміші, проводять контрольне зрізування залишків суміші і залишають свердловину в спокої на 24 год. у разі усунення заколонних перетікань без тиску і в разі обмеження проривання нагнітальних чи підшовних вод під тиском запомповування.

Після збігу часу очікування гелеутворення та твердіння тампонажної суміші проводять промивання з допусканням НКТ до вибою та видалення гелю зі свердловини, а відтак здійснюють пуск свердловини в роботу, наприклад, методом компресування (не менше 3-х циклів). У разі одержання припливу за потреби проводять СКО, ГКО і т. п. Якщо приплив відсутній, то здійснюють додаткову перфорацію в розчині ПАР чи соляної кислоти, за технологією роботи [281].

Запропоновано спосіб зниження обводненості свердловин, пласти яких оброблювали полімерами раніше. Спочатку у пласт запомповували розчин

іонного „зшивача”, здатного з’єднувати поперечними зв’язками полімер, котрий залишився від попередніх оброблень, після чого запопповують розчин полімеру, здатного реагувати зі зшиваючим агентом. Частину зшиваючого агенту можна запопповувати в суміші із полімером. Водний розчин полімеру береться 0,02-1% концентрації, а „зшивач” – від 0,0025 до 1% розчину багатовалентного катіону і стільки ж сповільнювача [5].

### Вимоги з безпеки робіт та охорони довкілля

До виконання роботи допускаються особи, які пройшли навчання та перевірку знань із техніки безпеки під час роботи з використовуваними речовинами, а також інструктаж на робочому місці (див. також главу 9).

Усі робітники повинні бути забезпечені спецодягом із бавовняної тканини. Додатковими засобами індивідуального захисту є прогумовані рукавиці, фартухи з прогумованої тканини, захисні окуляри. Спецодяг та індивідуальні засоби захисту повинні відповідати розмірам і під час роботи повинні бути застібнуті.

Під час здійснення технологічних робіт необхідно мати аптечку для надання першої медичної допомоги, запас прісної води не менше 20 л і 5 л 3 % розчину бікарбонату (гідрокарбонату) натрію (питної, або двовуглекислої соди)  $\text{NaHCO}_3$ .

Використовувані хімічні реагенти для приготування ГУС-1, ГУС-2, окрім біхромату калію  $\text{K}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$ , відносяться до 4 класу небезпеки (речовини малонебезпечні). Хромати є токсичними, тому слід остерігатися їх потрапляння всередину організму. У разі попадання на слизові оболонки очей та верхніх дихальних шляхів вони виявляють подразнювальну дію, викликаючи печіння. Під час виконання робіт необхідно виключити контактування слизових оболонок та шкірного покриву працівників із даними речовинами.

З метою охорони навколишнього середовища залишки використуваних хімреагентів, їх суміші з іншими реагентами, які утворюються під час промивання свердловин, необхідно утилізувати в спеціально відведених місцях. Категорично забороняється запопповувати використані хімічні реагенти в колектор нафтозбірного трубопроводу, зливати їх на поверхню ґрунту, в ріки, водоймища.

#### *6.10.5 Технологія водоізоляційних робіт із використанням в’язкопружних сумішей (ВПС)*

В’язкопружна суміш (ВПС) являє собою суміш 1% водного розчину поліакриламідру (ПАА), 2% водного розчину формальдегідної смоли (ТС-10) або гексарезорцинової смоли (ГРС) і формаліну 38-40% концентрації (див. §2.4.4).

*Технологія* ізоляційних робіт із використанням в'язкопружних сумішей (ВПС) у загальному випадку охоплює виконання таких робіт:

промивання вибою свердловини через колоду НКТ;

встановлення башмака НКТ над покрівлею обводненого інтервалу пласта;

приготування ВПС;

запомповування ВПС у колоду НКТ і протискування його технічною водою в пласт;

залишення свердловини в спокої на 48-72 год. для структурного зміцнення ВПС [276].

Для *приготування ВПС* застосовують цементувальні агрегати, механічну або гідравлічну мішалку. У вимірну ємність агрегату заливають розрахункову кількість води і здійснюють кругову її циркуляцію (ємність – насос – ємність). Зимом за низьких температур воду рекомендується підігрівати до 60-70°C. У циркулюючу воду завантажують необхідну кількість ПАА до отримання однорідного розчину. Не припиняючи циркуляції розчину ПАА, в нього тонким струменем вводять необхідну кількість смоли, а відтак технічного формаліну. Швидкість введення повинна забезпечити рівномірний розподіл їх по всьому об'єму ПАА.

У разі приготування розширної ВПС перед введенням формаліну в циркулюючий розчин ПАА і смоли подають необхідну кількість порошкоподібного магнею.

Якщо ВПС готують із використанням глинопорошку, то в циркулюючий розчин ПАА рівномірно завантажують глинопорошок. Для ретельнішого розмішування рекомендується вводити розчин глинопорошку, який готують на частині об'єму води, призначеної для розчину ПАА. Можна використати і готовий глинистий розчин з рН не нижче 8.

*Ізоляцію нижнього обводненого інтервалу продуктивного пласта* з використанням свіжоприготовленої ВПС здійснюють так. Після промивання вибою башмак НКТ встановлюють біля покрівлі обводненого інтервалу, у вимірниках цементувального агрегату готують 3 м<sup>3</sup> ВПС, яку запомповують у НКТ і протискують у пласт технічною водою. Під час структурного зміцнення ВПС протягом 2-3 діб можна здійснювати піднімання НКТ, опускання підземного обладнання, освоєння і пуск свердловини в експлуатацію.

Ці ж роботи можна здійснювати і без залучення ремонтної бригади. Для цього свердловину зупиняють, до гирлової арматури під'єднують цементувальний агрегат, у вимірниках якого готують 3-4 м<sup>3</sup> розчину ВПС, і цей розчин відтак затискують у пласт технічною водою. У штангово-насосних свердловинах запомповування і протискування ВПС здійснюють через затрубний простір.



У разі ізоляції нижньої обводненої частини пласта методом цементування під тиском використовують „дозрілу” ВПС (із сформованими в’язкопружними властивостями) з метою запобігти забруднення верхньої продуктивної частини пласта. Тоді башмак НКТ встановлюють над покрівлю обводненого інтервалу, послідовно заповнюють  $1 \text{ м}^3$  „дозрілої” ВПС,  $3 \text{ м}^3$  цементного розчину і технічну воду для протискування. Після витіснення ВПС із НКТ перекривають кільцевий простір і протискують цементний розчин у пласт. Далі здійснюють звичайне „зрізування” цементного моста зворотним промиванням і після затвердіння цементного розчину свердловину пускають в експлуатацію.

Дана технологія є простішою від звичайної технології тампонування (цементний розчин, вугледневоцементний розчин) під тиском, яка передбачає засипання інтервалу від вибою до покрівлі обводненої частини пласта кварцовим піском, встановлення в нафтоносному інтервалі цементного моста, його розбурювання після затвердіння із залишенням цементної кірки, промивання піщаної засипки, цементування під тиском обводненого нижнього інтервалу з залишенням цементного корка, розбурювання цементного корка до підшови нафтоносного інтервалу і перестрілювання нафтоносного інтервалу, тобто в такому разі виключається багато операцій.

ВПС рекомендується використовувати також як *розділювач двох рідин*, котрі змішуються під час руху вздовж труб. У такому разі здійснюється, наприклад, контрольоване встановлення цементного моста, що підвищує успішність і якість робіт. Так, за даними інституту ВАТ „УкрНГП” цементний міст вдається встановити лише за другою спробою. Суть технології контрольованого встановлення цементного моста зводиться до того, що в доповнення до традиційної технології встановлення цементного моста використовують два пропомповувачі розділювача із „дозрілої” ВПС, об’єм кожної з яких становить  $0,3 \text{ м}^3$ .

Розглянемо *досвід застосування технології ізоляції водопріпливів* у нафтових свердловинах із використанням ВПС на прикладі родовища Узень. Розробка нафтового родовища Узень здійснюється з підтриманням пластового тиску шляхом розрізання покладу на окремі самостійні блоки шириною 2 км із внутрішньоконтурним заповнюванням води [7]. Продуктивний розріз родовища представлений частим чергуванням пісковиків, алевролітів і глин. Великий поверх нафтоносності і багатопластовість, високі зональна і вертикальна неоднорідності колекторів, а також аномальні властивості нафти в пластових умовах створюють великі труднощі в здійсненні розробки нафтового покладу і зумовлюють дуже складну картину обводнювання продуктивної товщі. Аналіз даних промислово-геофізичних досліджень показує, що обводнювання

свердловин відбувається, в основному, за рахунок випереджувального проривання запомповуваних вод по найбільш проникних пропластках продуктивного розрізу незначної товщини (2-3 м) або на межі колекторів із щільними і глинистими породами. Інтенсивне внутрішньоконтурне запомповування води призвело до обводнення практично всіх експлуатаційних свердловин, хоч видобуто незначну частину видобувних запасів нафти. Звичайно, одним із основних напрямків підвищення нафтовилучення із даних пластів є обмеження припливу води в експлуатаційних свердловинах.

Проте, як показав аналіз, технології цементування під тиском, запомповування гіпану і газово-цементного розчину, не знайшли широкого застосування через низьку успішність. Деякий ефект було досягнуто за рахунок цементування під тиском лише при відключенні нижніх інтервалів пласта, які обводнювалися, з подальшим залишенням цементного корка. За цією технологією інтервал від вибою свердловини до покрівлі обводненої частини пласта засипають кварцовим піском, у нафтоносному інтервалі встановлюють цементний міст, який після ОТЦ розбурюють із залишенням цементної кірки, промивають піщану засипку, цементують під тиском обводнений нижній інтервал із залишенням цементного корка, розбурюють цементний корок до підшови нафтоносного інтервалу, перестрілюють нафтоносний інтервал і після опускання підземного устаткування свердловину пускають в експлуатацію. Ці роботи виконують ремонтні бригади протягом 12-15 діб. Крім того, технологія цементування під тиском не придатна для ізоляції обводненого інтервалу, який знаходиться в середині експлуатаційного об'єкта.

Із застосуванням технології обмеження водоприпливу з використанням трикомпонентної в'язкопружної суміші (ВПС) значно підвищувались якість і ефективність ізоляційних робіт, при цьому різко зменшувались тривалість їх виконання і кількість ремонтних бригад. Ізоляцію нижньої обводненої частини пласта можна здійснити методом цементуванням під тиском за схемою, що передбачає використання „доспілої” ВПС для запобігання забрудненню верхньої продуктивної частини пласта. При проведенні цієї операції башмак НКТ встановлювали над покрівлею обводненого інтервалу. У свердловину послідовно запомповували 1 м<sup>3</sup> ВПС, 3 м<sup>3</sup> цементного розчину і технічну воду для протискування. Після витіснення ВПС із НКТ перекидали кільцевий простір і протискували цементний розчин у пласт. Далі здійснювали звичайне „зрізування” цементного моста зворотнім промиванням і після ОТЦ свердловину пускали в експлуатацію. Така технологія ізоляції під тиском з використанням ВПС значно спрощує раніше використовувану на промислах технологію цементування під тиском за рахунок виключення операцій

засипання піском інтервалу фільтра, встановлення цементного моста в нафтоносному інтервалі, а також робіт із подальшого промивання піщаного корка і перестрілювання верхнього продуктивного інтервалу.

На родовищі Узень були застосовані також інші технологічні схеми з ізоляції водопрпливів із використанням свіжоприготовленої ВПС.

Так, у ряді свердловин ізоляцію нижнього обводненого інтервалу пласта проводили в наступній послідовності. Після промивання вибою нижній кінець НКТ встановлювали біля покрівлі обводненого інтервалу, у вимірниках цементувального агрегату готували 3 м<sup>3</sup> ВПС, який запомпували в НКТ і протискували в пласт технічною водою. Далі в період „дозрівання” ВПС протягом двох-трьох діб здійснювали піднімання НКТ, опускання підземного устаткування, освоєння і пуск свердловини в експлуатацію.

В інших дев'яти свердловинах ізоляцію водопрпливу із використанням ВПС проводили без залучення ремонтної бригади. При цьому свердловину зупиняли і до гирлової арматури підключали цементувальний агрегат, у вимірниках якого готували 3-4 м<sup>3</sup> розчину ВПС, цей розчин потім затискували в пласт технічною водою.

У штангово-насосних свердловинах запомповування і протискування ВПС проводили через затрубний простір. Після протискування свердловину закривали для структурного зміцнення ВПС протягом двох-трьох діб, потім пускали в експлуатацію.

Ефективність виконаних водоізоляційних робіт оцінювали за матеріалами геофізичних досліджень, а також за даними вимірювань видобутку. Зіставлення комплексів геофізичних досліджень показало, що такі технологічні схеми із використанням ВПС є ефективними засобами для ізоляції запомповуваних вод в експлуатаційних свердловинах, особливо без залучення ремонтних бригад.

#### ***6.10.6 Технологія обмеження припливу пластових вод із використанням поліакриламідів і сірчаноокислого алюмінію***

Технологія призначена для обмеження припливу води у високодренуваних нафтових свердловинах за температури 20-150°C і коефіцієнта проникності порід 0,1-1 мкм<sup>2</sup>.

Суть технології полягає в почерговому нагнітанні водних розчинів поліакриламідів (ПАА) і сірчаноокислого алюмінію Al<sub>2</sub>(SO<sub>4</sub>)<sub>3</sub> з наступним вібродіянням на привибійну зону.

Як основу ізоляційних розчинів можна використовувати сульфатний гранульований ПАА (ТУ 6-16-2531-81), технічний гель ПАА (ТУ 6-01-1049-92) і ПАА зарубіжного виробництва типу „Сепаран”, „Пушер” або МСУ-А3 (Японія). Процес коагуляції в'язкопружних гелів

ПАА (див. §2.4.2) в пластових умовах здійснюється з допомогою комплексоутворювальної солі сірчанокиислого алюмінію (ГОСТ 12966-85).

Робочі розчини ПАА 0,5-2,5 % концентрації і 7-10 % концентрації технічного кристалогідрату сірчанокиислого алюмінію  $Al_2(SO_4)_3 \cdot H_2O$  готують окремо і по чергово нагнітають у пласт в об'ємних співвідношеннях розчинів ПАА:  $Al_2(SO_4)_3 \cdot H_2O$ , що дорівнюють 5:1.

У випадку інтенсивних водопритливів і великих поглинань використовують високов'язкі (1-2 %) розчини ПАА, стабілізовані електролітами (пластова вода) або ПАР (0,5 % ОП-10).

Протискувальні рідини готують на основі водних розчинів нейоногенних ПАР типу неонол АФ<sub>9-12</sub> концентрацією 0,1-0,5 % у прісній воді або вуглеводневих розчинів деемульгатора дисолван 4490 концентрацією 0,005-0,05% у безводній товарній нафті.

За даною технологією перед водоізоляційними роботами піднімають насосне обладнання із свердловини, опускають НКТ до нижнього рівня перфорованої зони, промивають нагнітальні труби і вибій, заповнюють свердловину до повної циркуляції і опресовують нагнітальну лінію, готують в окремих ємностях водні розчини ПАА і сірчанокиислого алюмінію.

Розчинення ПАА здійснюється з підігріванням розчину від 20°C до 70°C і додаванням 0,05% ОП-10. Тривалість часу розчинення 1% ПАА у прісній воді становить 1-2 год. Порошкоподібні ПАА зарубіжного виробництва розчиняються у прісній або пластовій воді за температури 20°C протягом 0,5 год. і постійного перемішування.

Кристалогідрат сірчанокиислого алюмінію в холодній воді погано розчиняється, тому його розчиняють шляхом підігрівання до 90°C для отримання 7-10% концентрації.

За відкритого затрубного простору в НКТ нагнітають окремими порціями послідовно розчин ПАА, воду об'ємом 0,1 м<sup>3</sup> і сольовий розчин до повного заповнення об'єму НКТ. Закривши затрубну засуву, ізоляційні складники протискують у пласт до моменту початку зростання тиску нагнітання. Відтак за останньою порцією ізоляційної композиції нагнітають протискувальну рідину в об'ємі 0,2 м<sup>3</sup> на 1 м ефективної товщини продуктивних пластів і пластову воду в об'ємі, рівному об'єму НКТ та об'єму обсадної колони в зоні фільтра.

Після повного витіснення ізоляційних розчинів у пласт до свердловини під'єднується вібратор і в межах допустимого тиску здійснюється вібродіяння на пласт з протискуванням розчинів ПАР в імпульсному режимі протягом 45 хв.

Тоді плавно відкривають затрубну засуву, знижують тиск і, не припиняючи вібродіяння, протягом 0,5 год. здійснюють очищення колектора від незв'язаних хімпродуктів і асфальтено-смолистих відкладів.

Вібродіяння сприяє підвищенню масообміну хімреагентів у пласті, пришвидшує та забезпечує повноту зшивання полімерного гелю і призводить до ущільнення ізоляційного екрана в зоні тампонування, а в процесі оброблення приви́бійної зони розчином ПАР сприяє руйнуванню водоемульсійного бар'єра в нафтовій зоні.

ПАА і сірчаноокислий алюміній за ступенем діяння на організм людини відносяться до 3 класу небезпеки відповідно до ГОСТ 12.1.007-76. Водні розчини ПАА і сірчаноокислого алюмінію вибухо- і пожежобезпечні.

Для очищення робочої території, гирла свердловини і промивання обладнання необхідно мати запас прісної води. Заборонено зливати технічні рідини і хімреагенти у водоймища чи джерела питної води. Забруднений шар ґрунту знімається і вивозиться у спеціально відведені місця.

### ***6.10.7 Технологія створення водоізолювальних екранів заземленими полімерними композиціями***

Для ізоляції нижніх (підшовних) вод застосовують технології або створення водоізолювальних мостів (корків) на вибої свердловини, або водонепроникних екранів у підшовній частині пласта. Серед відомих технологій створення водонепроникних екранів у приви́бійній зоні пласта навколо стовбура свердловини найпоширенішими є такі, що ґрунтуються на використанні полімерів, котрі здатні фільтруватися в поровий простір і загущуватися в присутності йонів полівалентних металів, які містяться в пластовій воді. Недоліком використання полімерів є низька тривалість водоізоляційного ефекту внаслідок вимивання (витікання) їх розчину із пласта у свердловину.

Технологія створення водоізолювальних екранів заземленими полімерними композиціями призначена для обмеження припливу підшовних і нижніх контурних вод шляхом глибокого тампонування високопровідних пор і тріщин у пласті розчином поліакриламід у наступного заземлення полімеру ви́бійним корком на основі гранульованого маґнію і дає змогу створювати екрани в пластах, які не розмежовані непроникними прошарками.

*Суть технології* створення водоізолювального екрана на основі поліакриламід у наступним його заземленням з боку свердловини полягає в послідовному і неперервному здійсненні етапів введення і відтиснення в пласт розрахункової кількості розчину поліакриламід у наступного намивання на ви́бій свердловини гранульованого маґнію з метою створення непроникного корка у свердловині навпроти підшовної частини пласта.

За цієї технологією передбачається запомповування у свердловину і в пласт водного розчину поліакриламід (за необхідності збагаченого наповнювачами) і защемлення його в нижній підшовній частині пласта відтинаючим шаром гранульованого магнію, який намивається на вибій свердловини (рис. 6.31), тобто передбачається послідовне подавання 0,4-0,6% концентрації водного розчину поліакриламід (перша порція), суспензії гранульованого магнію в розчині поліакриламід (друга порція), буферної рідини (0,1-0,3 м<sup>3</sup> води), реагенту-ініціатора і протискувальної рідини. Відтак свердловину закривають і через 24-36 год. пускають у роботу. Це забезпечує відокремлення підшовної води від вищезалеглих нафтонасичених прошарків і не протидіє вимиванню саме із них полімеру [221, 594].

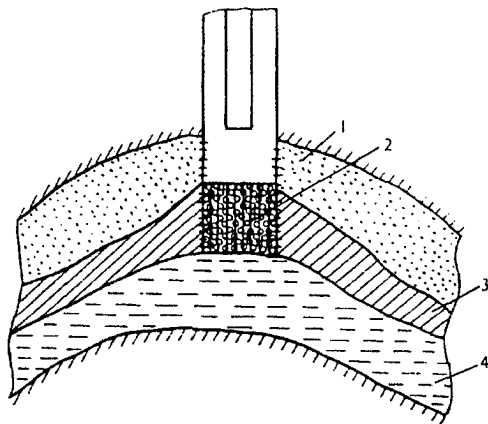


Рис. 6.31 – Схема створення водоізолювального екрана защемленою полімерною композицією чи полімерно-магнієвою композицією: 1 – нафтонасичений пласт; 2 – ізоляційна структура на основі гранульованого магнію; 3 – полімерна композиція; 4 – обводнений пласт

Основними матеріалами для здійснення технологічного процесу є гідролізований поліакриламід, гранульований магній або його відсів та речовина-ініціатор (галун чи ортофосфорна кислота).

Поліакриламід (ПАА) технічний (ТУ 6-01-1049-76) – продукт полімеризації акриламід в лужному середовищі (див. § 2.4.2). Товарний продукт являє собою водорозчинний (обмежено) високов'язкий реагент із вмістом основної речовини 8%. Кількість полімеру, яка потрібна для приготування розчинів певної концентрації, визначається співвідношенням:

$$V_o = cV / c_o, \quad (6.43)$$

де  $V_o$  – кількість товарного полімеру, необхідного для розчинення;  $c_o$  – вміст полімеру в товарному розчині (гелю), % мас.;  $V$  – необхідна кількість розчину полімеру;  $c$  – необхідна концентрація полімеру, % мас.

Для приготування розчинів полімерів використовують прісну воду. Кількість води  $V_b$ , яка необхідна для розчинення полімеру,

$$V_b = V - V_o. \quad (6.44)$$

Для запобігання осадо- або гелеутворення необхідно не допускати контактування і змішування полімеру з мінералізованою водою, яка вміщує йони полівалентних металів понад 1,5 г/л, а для зниження дина-

мічного коефіцієнта в'язкості розчинів полімеру та запобігання набухання глин колектора рекомендується додавати до розчину 2%-мас. хлористого натрію NaCl.

Гранульований магній Mg випускається (за ТУ 48-10-54-8) з діаметром гранул 0,5-1,6 мм (див. § 2.5.9). Густина магнію становить  $1740 \text{ кг/м}^3$ , а насипна густина гранул –  $960 \text{ кг/м}^3$ . Гранульований магній реагує з прісною і мінералізованою водами, а також із розчинами на їх основі, утворюючи закупорювальний осад гідроксиду магнію  $\text{Mg}(\text{OH})_2$ , і хімічно нейтральний до вуглеводнів. Гранульований магній нетоксичний, вибухо-безпечний, задовольняє вимогам охорони навколишнього середовища.

Галун, як речовина-ініціатор, являє собою нормальні подвійні сульфати алюмінію і лугів загального складу  $\text{M}^+\text{Al}(\text{SO}_4)_2 \cdot 12\text{H}_2\text{O}$ , де елементом  $\text{M}^+$  можуть бути йони  $\text{K}^+$  (калієві),  $\text{Na}^+$  (натрієві),  $\text{NH}_4^+$  (аміачні або амонійні галуни). Алюмоамонійні галуни (ГОСТ 4238-77) сприяють активному гелеутворенню поліакриламіді і підвищують швидкість реакції гідролізу магнію з водою (порівняно з використанням звичайної води у 3-4 рази), скорочуючи тривалість ремонту свердловини. Дослідженнями встановлено, що найвигідніше використовувати насичений розчин алюмоамонійних галун (7% мас.), зневоднення яких під час реакції гідролізу магнію з водою супроводжується виділенням частини негідролізованих молекул в осад, який заповнює поровий простір між гранулами магнію разом із гідроксидом магнію.

Альтернативою галуни як речовина-ініціатор може бути ортофосфорна кислота  $\text{H}_3\text{PO}_4$ . Ортофосфорна кислота випускається (за ГОСТ 10678-76Е) у вигляді сиропоподібного водного розчину з вмістом кислоти 75-80%. Це безбарвна рідина без запаху, тужавіє при  $0^\circ\text{C}$ , розчинна у воді.

Розчин ПАА беруть в об'ємі (перша порція), який забезпечує створення екрана радіусом до 10 м, але не меншим, ніж розкрита товщина пласта. Першу порцію розчину ПАА 0,4-0,6% концентрації готують на поверхні в об'ємі, який наближено визначають за формулою:

$$V'_{\text{ПАА}} = \pi (r_e^2 - r_c^2) h_e m, \quad (6.45)$$

де  $r_e$ ,  $r_c$  – відповідно радіуси екрана і свердловини, м;  $h_e$  – проектна товщина екрана, м;  $m$  – коефіцієнт пористості водонасиченого прошарку, м.

Масу гранульованого магнію визначають за величиною об'єму корка і насипною густиною гранульованого магнію. Маса гранульованого магнію для зацмелення полімерного екрана в подошовній частині пласта визначається за формулою:

$$Q_{\text{Mg}} = V_k \rho_n, \quad (6.46)$$

де  $V_k$  – об'єм експлуатаційної колони в інтервалі створення екрана товщиною  $h_e$ ,  $\text{м}^3$ ,  $V_k = F_k h_e$ ;  $F_k$  – площа внутрішнього прохідного перерізу експлуатаційної колони,  $\text{м}^2$ ;  $\rho_n$  – насипна густина гранульованого магнію.

При глибині зумпфа понад 3 м його доцільно попередньо заповнити піском.

За масою магнію і концентрацією його в розчині ПАА визначають об'єм другої порції розчину ПАА, тобто

$$V_{\text{ПАА}}'' = Q_{\text{Mg}}/c, \quad (6.47)$$

де  $c$  – прийнята концентрація гранул у розчині,  $\text{кг/м}^3$  (концентрацію гранул магнію в 0,4-0,6 % розчині ПАА беруть рівною  $100-150 \text{ кг/м}^3$ ).

Магній запомповують на вибій у розчині поліакриламід, що нагнітається для створення екрана.

Перед протискувальною рідиною у свердловину вводять речовину-ініціатор гідролізу магнію для утворення міцної непроникної структури. Речовиною-ініціатором може бути пластова або прісна вода, водний розчин галуноу або розчин ортофосфорної кислоти. Галун та ортофосфорна кислота ініціюють утворення гелеподібної структури ПАА, підвищують швидкість реакції гідролізу магнію і зміцнюють магнієвий корок.

Об'єм галуноу має дві складові. Перша його складова ( $V_1$ ) призначена для „зшивання” полімеру в пласті і визначається як об'єм пор зони змішування реагентів, які вводяться в пласт послідовно, а за даними інституту ВНИИнефть радіус такої зони повинен становити 16-18% від радіуса екрана, тобто  $r_3 = (0,16-0,18) r_c$ . Тоді, беручи  $r_3 = 0,18 r_c$  і припускаючи, що розчин полімеру переважно надходить у підшовну частину пласта:  $V_1 = \pi (0,424 r_c^2 - r_c^2) h_{em}$ . Друга складова об'єму галуноу ( $V_2$ ) призначена для реакції з магнієм у стовбурі свердловини, точніше для пришвидшення реакції гідролізу магнію, і визначається об'ємом порового простору між гранулами магнію:  $V_2 = m_0 V_{\text{Mg}} K$ , де  $m_0$  – коефіцієнт пористості насипного шару гранул магнію (береться рівним 0,45);  $V_{\text{Mg}}$  – об'єм гранульованого магнію,  $\text{м}^3$ ,  $V_{\text{Mg}} = G_{\text{Mg}} \cdot \rho_n$  (для 146 мм експлуатаційної колони із розрахунку на 1 м висоти шару магнію об'єм другої складової становить  $0,00562 \text{ м}^3/\text{м}$ ; для 168 мм –  $0,00774 \text{ м}^3/\text{м}$ );  $K$  – коефіцієнт, який враховує зміну об'єму гранул магнію під час реакції гідролізу (береться рівним 1,4-1,6).

У разі використання як рідини-ініціатора ортофосфорної кислоти її розчин готують концентрацією 3-10 % (оптимальна значина 6%) з розрахунку 0,6-0,8 л на 1 кг гранульованого магнію.

Об'єм протискувальної рідини  $V_{\text{пр}}$  складається із суми об'ємів поверхневих комунікацій  $V_3$ , стовбура свердловини від поверхні магнієвого корка до нижнього кінця насосно-компресорних труб чи входу в насос  $V_4$  і насосно-компресорних труб чи затрубного простору  $V_5$  за відрахування об'єму труб (затрубного простору) від гирла до статичного рівня  $V_6$ :  $V_{\text{пр}} = V_3 + V_4 + V_5 - V_6$ . Об'єм  $V_6$  враховує відновлення вибійного тиску до пластового після закриття свердловини на період гідролізу (24-48 год.), так як після закриття свердловини вибійний тиск відновиться до пла-



стового тиску, а рідина-ініціатор має знаходитися в об'ємі пор магнієвого корка.

Об'єм протискувальної рідини при запомповуванні реагентів по насосно-компресорних трубах визначається так:

$$V_{\text{пр}} = V_3 + (H - L - h_e)F_k + \left( L + \frac{p_{\text{пл}}H}{\rho_{\text{пр}}g} \right) F_T, \quad (6.48)$$

де  $H$  – глибина свердловини, м;  $L$  – довжина насосно-компресорних труб, м;  $F_k, F_T$  – площі перерізу, відповідно, експлуатаційної колони в проміжку від низу насосно-компресорних труб до моста і насосно-компресорних труб, м<sup>2</sup>;  $p_{\text{пл}}$  – пластовий тиск, Па;  $\rho_{\text{пр}}$  – густина протискувальної рідини, кг/м<sup>3</sup>;  $g$  – прискорення вільного падіння, м/с<sup>2</sup>.

При введенні реагентів по затрубному простору об'єм протискувальної рідини визначається так:

$$V_{\text{пр}} = V_3 + (H - L - h_e)F_k + \left( L + \frac{p_{\text{пл}}H}{\rho_{\text{в}}g} \right) F_3, \quad (6.49)$$

де  $F_3$  – площа перерізу затрубного простору між експлуатаційною колоною і насосно-компресорними трубами.

У разі використання як речовини-ініціатора ортофосфорної кислоти, об'єм протискувальної рідини визначають аналогічно попередньому.

За наявності в колекторі тріщин (природних чи штучно створених), по яких може прориватися вода, розчин поліакриламід доцільно збагачувати гранулами магнію або відсівом його виробництва [223], тобто при виконанні водоізоляції у тріщинуватих колекторах доцільно защемлювати розчин поліакриламід безпосередньо в тріщинах, збагачуючи його сольовим відсівом магнієвого виробництва. Насичення водного розчину поліакриламід сольовим відсівом забезпечує утворення міцної непроникної структури за рахунок активного „зшивання” макромолекул полімеру у поровому просторі між частинками відсіву. Рациональною є концентрація поліакриламід 0,25-0,85% (найкраще 0,5%), за якої забезпечуються найбільші значини тисків початку фільтрації води через утворену структуру. За такої концентрації відсів „зависає” в розчині ПАА. Вміст відсіву в 0,2-1,2%-ному розчині поліакриламід встановлюють від 320 кг/м<sup>3</sup> в початкових частках розчину, що нагнітається, до 2400 кг/м<sup>3</sup> в останніх, не допускаючи при цьому зростання тиску до тиску гідрозриву пласта.

Сольовий відсів являє собою порошок (діаметр частинок від 0,1 до 1,0 мм, 80 % мас. складають частинки розміром 0,2-0,6 мм) від сірого до блискучого кольору густиною 2100-2140 кг/м<sup>3</sup>. Він вміщує (% мас.) MgCl<sub>2</sub> – 21,8; MgO – 9,9; CaCl<sub>2</sub> – 3,0; NaCl, BaCl<sub>2</sub>, KCl, Mg(OH)<sub>2</sub> – решта.

Тоді відпадає необхідність у використанні гранульованого магнію, буферної рідини та реагенту-ініціатора, так як відсів забезпечує утворення міцної непроникної структури розчину ПАА.

По свердловинах, які вибрано для здійснення технології створення водоізолювального екрана в підшовній частині пласта, повинно бути забезпечено: а) наявність комплексу геолого-промислових досліджень, які підтверджують характер та джерела обводнювання; б) наявність контрольних вимірів дебіту нафти, газу і води; в) чистоту інтервалу перфорації та вибою свердловини; г) герметичність експлуатаційної колони, насосно-компресорних труб та гирла свердловини; ґ) відсутність заколонних перетікань флюїдів; д) наявність біля свердловини майданчика і під'їзних шляхів для завезення і розміщення необхідної техніки та агрегатів.

При проведенні технологічного процесу використовується стандартне нафтогазопромислове обладнання: насосне устаткування УН1-630х700А, піскозмішувальний агрегат 4ПА або пристрій для подавання дисперсних систем у свердловину, пересувні автоцистерни, блок маніфольдів. Обв'язування необхідної техніки з гирлом свердловини здійснюється за допомогою сталевих труб із муфтами швидкого з'єднання.

Роботи можуть виконуватись за варіантами як з підніманням (електровідцентровонасосний спосіб експлуатації, похилі свердловини, високі тиски нагнітання), так і без піднімання свердловинного обладнання (тільки із зупинкою роботи). Технологія без піднімання підземного обладнання може бути здійснена у фонтанних і газліфтних свердловинах, а також у свердловинах, які експлуатуються штанговими насосами. У залежності від вибраного варіанту виконання робіт нагнітання реагентів здійснюється за схемою прямого або зворотного промивання з витискуванням полімеру в пласт.

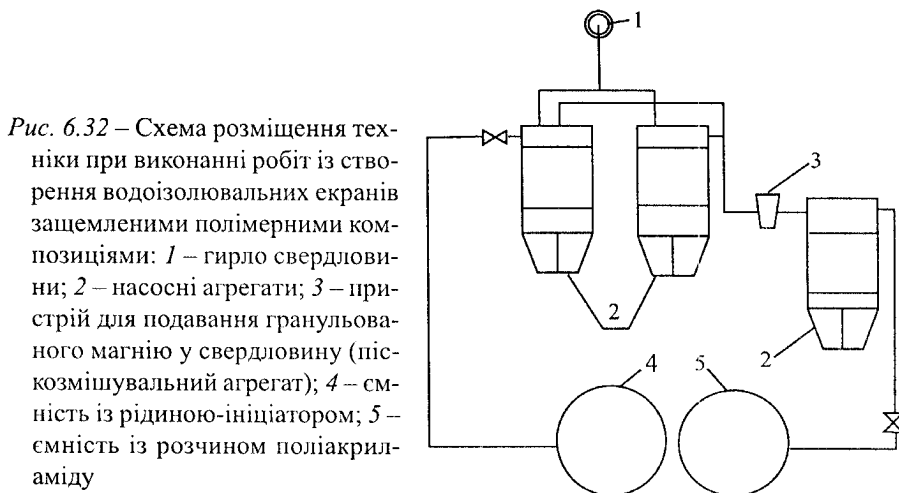
Подавання реагентів у свердловину може здійснюватись за одною із трьох схем: 1) по насосно-компресорних трубах; 2) одночасно по насосно-компресорних трубах і затрубному простору; 3) по затрубному простору. *Першу схему* доцільно застосовувати у свердловинах, обладнаних електровідцентровими насосами, в похилих свердловинах, у свердловинах з низькою приймальністю, тобто за необхідності створення високих тисків нагнітання. Схема потребує піднімання на поверхню свердловинного насоса. *Друга схема* доцільна при нагнітанні в пласт значних об'ємів реагентів. Вона передбачає можливість паралельного і роздільного введення реагентів та протискувальної рідини, але потребує збільшення кількості одиниць техніки, задовільного стану експлуатаційної колони, піднімання свердловинного насоса. *Третя схема* дає змогу виконувати роботи без піднімання свердловинного

насоса, а лише із зупинкою його роботи, і застосовується при нагнітанні в пласт невеликих об'ємів рідин.

*Технологічний процес* складається із наступних операцій, які виконуються послідовно і неперервно: а) проведення необхідного комплексу геофізичних та промислових досліджень, контрольного вимірювання дебіту нафти, газу і води; б) підготовки присвердловинного майданчика та під'їзних шляхів; в) розташування техніки, обв'язування її між собою і з гирлом свердловини (рис. 6.32); г) випробування нагнітальних ліній; ґ) виведення насосних агрегатів на робочий режим нагнітання; д) запомповування розрахункового об'єму розчину поліакриламід; е) подавання розрахункової кількості гранульованого магнію в останній порції розчину поліакриламід; є) запомповування буферної рідини (0,1-0,3 м<sup>3</sup> води) і реагента-ініціатора; ж) запомповування протискувальної рідини; з) закриття свердловини для утворення непроникної структури і демонтаж наземного обладнання; и) пуск свердловини в експлуатацію через 24-36 год.; і) проведення необхідних досліджень, що підтверджують технологічну ефективність робіт (відбивання вибою, визначення профілю припливу або приймальності); ї) контрольне вимірювання продукції свердловини не раніше, ніж після відбирання рідини в об'ємі, рівному об'єму запомпованих рідин.

Перед нагнітанням полімеру в пласт рекомендується запомпувати 5-10 м<sup>3</sup> соляної кислоти НСІ 10-15%-ної концентрації, що покращує повноту сорбції полімеру в пористому середовищі.

Варіантом розглянутої технології є *технологія створення полімерно-магнісвих екранів* у пласті для припинення припливу підшовних вод у свердловину. Створення водоізолювального екрана в пласті вклю-



час послідовне запомповування у свердловину: а) полімеру з протискуванням його в пласт; б) гранульованого магнію в насипному об'ємі, який дорівнює об'єму стовбура свердловини в інтервалі пласта, що відсікається; в) речовини, що утворює гелеподібний матеріал.

Ефективність технології забезпечується створенням у пласті ізолювального полімерного екрана, який гарантує защемлення його в пласті. Міцний і непроникний „магнієвий” корок (пробка) на вибої свердловини не тільки відсікає нижній обводнений інтервал, але й попереджає вимивання полімерної композиції з обводненої частини пласта.

Створення екрана в пласті і корка на вибої свердловини досягається одним технологічним прийомом із використанням стандартного обладнання. Зшиваючий реагент, який використовується в технології як гелеутворювач, є одночасно активним реагентом – утворювачем осаду гідроксиду магнію, котрий сприяє закупорюванню.

Технологію з успіхом можна застосовувати на родовищах, які обводнені підшошними водами; вона забезпечує вищу тривалість ефекту і збільшення дебіту свердловини по нафті і газу.

#### ***6.10.8 Технологія ущільнення заколонного простору свердловини підземного сховища газу***

У багатьох свердловинах підземного сховища газу (ПСГ) часто мають місце міжколонні тиски газу за експлуатаційними колонами, а в деяких свердловинах і за проміжними колонами [596]. Тиски газу за експлуатаційною колоною свердловин ПСГ появляються як в процесі будівництва свердловин, так і в процесі їх експлуатації. У заколонні і міжколонні простори може надходити газ із верхніх газонасичених прошарків і газ, що запомповується в ПСГ.

Об'єктом застосування технології ущільнення заколонного простору є свердловини, негерметичність яких пов'язана з нещільністю цементного кільця (ненадійне зчеплення з колоною обсадних труб або гірськими породами, руйнування самого цементного каменю внаслідок знакозмінних навантажень на нього в процесі експлуатації свердловин ПСГ). Вона може бути придатною і для усунення перетікань інших флюїдів, зокрема води.

*Суть технології* ущільнення заколонного простору полягає у введенні в наявні високопроникні тріщини (щілини) ізоляційних матеріалів через існуючі або штучно створені отвори у верхній частині інтервалу перфорації.

Базовим матеріалом, який використовується при виконанні робіт, є поліакриламід. Поліакриламід (ПАА) технічний (згідно з ТУ 6-01-1049-76) – продукт полімеризації акриламиду в лужному середовищі. Товарний

продукт являє собою водорозчинний високов'язкий гель із вмістом основної речовини 8% (див. § 2.4.2).

У складі композиції на основі ПАА використовується рідке скло і оцтова кислота.

Рідке скло використовується як один із компонентів композиції на поліакриламідній основі для її тужавіння в поровому просторі. Рідке скло (за ГОСТ 13078) – технічний продукт, який складається з силікатів лужних металів ( $\text{Na}_2\text{SiO}_3$ ,  $\text{K}_2\text{SiO}_3$ ) з масовим вмістом двоокису кремнію  $\text{SiO}_2$  29,7-31,0%.

Другою складовою цієї композиції є оцтова кислота  $\text{CH}_3\text{COOH}$ . Оцтова кислота випускається підприємствами (згідно з ТУ 6-14-607-77) у вигляді водного розчину концентрацією 70%.

Гранульований магній випускається (відповідно з ТУ 48-10-54-78) з діаметром гранул 0,5-1,6 мм. Густина магнію становить  $1740 \text{ кг/м}^3$ , а насипна густина гранул –  $960 \text{ кг/м}^3$ . Гранульований магній нетоксичний, вибухобезпечний, відповідає вимогам охорони навколишнього середовища. Він реагує з прісною і мінералізованою водами, а також із розчинами на їх основі, хімічно нейтральний до вуглеводнів (див. § 2.5.9).

Хлоридно-сольова суміш являє собою порошок сірого кольору з діаметром частинок 0,1-1,0 мм і має густину  $2100\text{-}2140 \text{ кг/м}^3$ . Суміш містить наступні складники (% мас.):  $\text{MgCl}_2$  – 21,8;  $\text{MgO}$  – 5,3;  $\text{Mg}$  – 9,9;  $\text{CaCl}_2$  – 3,0; решта  $\text{NaCl}$ ,  $\text{BaCl}_2$ ,  $\text{KCl}$ , та йони гідроксильної групи. Насичення водного розчину ПАА сольовою сумішшю забезпечує утворення міцної непроникної структури за рахунок активного „зшивання” макромолекул полімеру між частинками суміші. Хлоридно-сольова суміш нетоксична, вибухобезпечна, відповідає вимогам охорони навколишнього середовища.

При проведенні технологічного процесу застосовується стандартне нафтогазопромислове обладнання, як і при водоізоляційних роботах: пересувні насосні устаткування (УНІ-630х700А, АН-700, ЦА-320 та т. ін.), піскозмішувальний агрегат або пристрій (4ПА, УСП-50, змішувальна лійка), автоцистерни (ЦП), блок маніфольдів (БМ-700). Обв'язування пересувних агрегатів із гирлом свердловини здійснюється за допомогою сталевих труб із муфтами швидкого з'єднання.

У залежності від конкретних умов застосування процес ущільнення за колонного простору свердловин реалізується за одною із двох технологічних схем.

*Перша технологічна схема* базується на защемленні ПАА в інтервалі поглинання зі сторони свердловини за допомогою хлоридно-сольової суміші або гранульованого магнію. Схема реалізується шляхом створення у верхній частині продуктивного інтервалу додаткових перфораційних отворів і послідовного запомповування спочатку розчину полі-

акриламід, а потім того ж розчину, але насиченого гранульованим магнієм або хлоридно-сольовою сумішшю. При цьому в разі застосування гідроіскоструминної перфорації для створення отворів заземлення полімеру (ПАА) здійснюють гранульованим магнієм, а в разі застосування кумулятивної перфорації – хлоридно-сольовою сумішшю.

При здійсненні технології за першою схемою у високопроникні тріщини верхньої частини інтервалу перфорації після проведення додаткової перфорації протискують водний розчин поліакриламід 0,4-0,8% концентрації, який в подальшому заземлюють за допомогою гранульованого магнію або хлоридно-сольової суміші. У залежності від технічних можливостей насосних агрегатів подавання дисперсної фази здійснюють з концентрацією від 20 до 100 кг/м<sup>3</sup>.

*Друга технологічна схема* базується на тужавінні композиції (переходу її в гелеподібний стан) у щілинах заколонного простору. Схема реалізується шляхом приготування на поверхні трикомпонентної композиції і нагнітання її в пласт крізь існуючі отвори без проведення додаткової перфорації.

При здійсненні технології за другою схемою для ущільнення заколонного простору використовують композицію: поліакриламід від 0,25% до 1%; рідке скло від 5% до 15%; оцтова кислота від 1% до 5%; вода решта. Перед змішуванням компонентів на гирлі свердловини попередньо готують два розчини: 1) водний розчин рідкого скла з концентрацією від 5% до 15%; 2) водний розчин оцтової кислоти з концентрацією від 1% до 5%, в якому розчиняють 8%-ний гель поліакриламід до необхідної концентрації.

Нижня частина продуктивного розрізу, як при використанні першої, так і другої схем, відтинається тимчасовим мостом.

Свердловини, які підібрано для ущільнення заколонного простору, повинні задовольняти наступним вимогам: а) експлуатаційна колона, насосно-компресорні труби і гирлова арматура повинні бути герметичними; б) вибій свердловини не повинен бути забрудненим сторонніми предметами; в) вирішальним фактором для використання технології є наявність міжколонного тиску і залежність його значини від зміни пластового тиску в періоди „запомповування-відбирання”.

Роботи з ущільнення заколонного простору свердловин поділяються на підготовчі, основні та завершальні роботи.

*Підготовчі роботи* для обох технологічних схем охоплюють: проведення комплексу промислово-геофізичних досліджень з метою визначення характеру негерметичності і шляхів перетікання газу; визначення і підготовку необхідної кількості реагентів, приготування розчинів відповідних реагентів; складання плану робіт і забезпечення необхідної техніки для проведення оброблення; підготовку майданчика біля сверд-

ловини для розташування технічних засобів; глушіння свердловини і зменшення тиску в заколонному просторі; перекриття нижньої частини працюючого продуктивного розрізу тимчасовим непроникним мостом.

*Основні роботи* з проведення процесу ущільнення заколонного простору *за допомогою полімерно-сольової композиції* складаються з наступних операцій: а) обв'язування агрегатів із насосно-компресорними трубами; б) випробування нагнітальних ліній півторакратним тиском від тиску опресовування експлуатаційної колони; в) послідовне запомповування у свердловину розчину поліакриламідну і хлоридно-сольової суміші або гранульованого магнею в останніх порціях розчину ПАА; г) протискування композиції в заколонний простір свердловини (здійснюється при тисках не вище за 80% від тиску опресовування експлуатаційної колони); г) герметизації свердловини на 24-36 годин для утворення непроникної структури.

*Основні роботи* з проведення процесу ущільнення заколонного простору *за допомогою полімерно-кислотної композиції* складаються з таких операцій: а) обв'язки агрегатів із гирлом свердловини; б) опресовування нагнітальних ліній півторакратним тиском від тиску опресовування експлуатаційної колони; в) змішування кислотного-поліакриламідного розчину з розчином рідкого скла; г) запомповування композиції у свердловину; г) протискування композиції в заколонний простір свердловини (при тиску не більше за 80% від тиску опресовування експлуатаційної колони); д) промивання стовбура свердловини та її герметизація на час тужавіння композиції в заколонному просторі.

Для відтискання речовин у заколонний простір, у залежності від конкретної схеми реалізації технології використовують рідини на водній або вуглекислотній основах, а також газоподібні агенти. Об'єм протискувальної рідини визначається конструкцією свердловини та колони насосно-компресорних труб.

*Завершальні роботи* для обох технологічних схем охоплюють: а) промивання свердловини до вибою з метою руйнування та вилучення матеріалу, який тимчасово перекидає продуктивний розріз; б) демонтажу наземного обладнання і нагнітальних ліній; в) освоєння свердловини; г) дослідження стану свердловини.

#### **6.10.9 Технологія вирівнювання профілів припливу і поглинання у свердловинах із використанням композиції ріпол**

Технологічний процес призначений для регулювання працюючого інтервалу у видобувних і нагнітальних свердловинах з метою вирівнювання профілю приймальності та припливу, перерозподілу фільтраційних потоків у пласті та покращення умов нафтогазовилучення

(СТП 320.00135390.015-98 „Технологія вирівнювання працюючого інтервалу у видобувних та нагнітальних свердловинах”, 1998 р.).

*Суть технології* полягає у введенні композиції ріпол у зони негерметичності експлуатаційної колони чи в канали цементного каменю або у високопроникні обводнені прошарки продуктивного пласта (за схемою прямого промивання).

Для планування оброблення свердловин за даною технологією необхідно мати інформацію про інтервали інтенсивного припливу та поглинання, а НКТ і гирлова арматура повинні бути герметичними, вибій свердловини в інтервалі продуктивного розрізу не повинен бути забрудненим сторонніми предметами.

*Технічні засоби* – стандартне нафтогазопромислове обладнання: перемішувач механічний, пересувні насосні устаткування, змішувальний агрегат, автоцистерни. Обв’язування пересувних агрегатів із гирлом свердловини здійснюється за допомогою стандартних труб із муфтами швидкого з’єднання.

*Тампонажним матеріалом* для реалізації даної технології є композиція *ріпол*, до складу якої входять поліакриламід, технічна оцтова кислота і рідке скло.

Поліакриламід (ПАА) технічний (відповідно до ТУ 6-01-1049-76) – продукт полімеризації акриламід у лужному середовищі. Товарний продукт являє собою водорозчинний високов’язкий гель із вмістом основної речовини 8% (див. § 2.5.2).

Рідке натрієве (калієве) скло (за ГОСТ 13078-61) – технічний продукт, який складається із силікатів лужних металів (натрію або калію) з масовим вмістом двоокису кремнію 29,7-31,0% (див. § 2.2.18).

Технічна оцтова кислота виробляється підприємствами України (відповідно до ТУ 6-14-607-77) у вигляді водного розчину концентрацією 70%.

Загальний об’єм композиції вибирають не менше як  $1 \text{ м}^3/\text{м}$  інтервалу, що належить тампонуванню.

Для запобігання передчасного гелеутворення, перед нагнітанням у свердловину композиції ріпол, попередньо подають 0,5% розчин карбонату натрію (кальцинованої соди  $\text{Na}_2\text{CO}_3$ ) (за ГОСТ 85-79) в об’ємі  $2 \text{ м}^3$  (див. § 2.2.18). Як буферна рідина, яка запобігає розчиненню композиції свердловинною та протискувальною рідинами, використовується зневоднена, розгазована нафта. Буферна рідина подається до та після нагнітання композиції в об’ємі по  $1 \text{ м}^3$ . Для відтискування композиції в зону тампонування, використовується пластова вода. Об’єм протискувальної рідини беруть рівним сумі об’ємів порожнини НКТ та простору свердловини від нижнього кінця НКТ до нижніх отворів перфорації за виключенням об’єму буферної рідини.



Усі реагенти, що використовуються при реалізації технологічного процесу, дозволено до використання у нафтогазовидобувній промисловості („Перечень химических продуктов, разрешенных к применению в технологических процессах нефтедобычи” за листом ВО „Укрнафта” №9-30/554 від 08.10.87 р.).

Процес приготування композиції складається з двох етапів. Перший етап – приготування за допомогою механічного перемішувача (ПМ) двох рівних за об’ємом частин „А” і „Б”, котрі являють собою однорідні маси і кожна із яких становить половину загального об’єму композиції.

Частина „А” готується перемішуванням необхідної кількості 8% товарного гелю ПАА, технічної 70% оцтової кислоти і прісної води, причому спочатку у воді розчиняють оцтову кислоту, а потім ПАА. Необхідні кількості ПАА і оцтової кислоти визначають із рис. 6.33. Частина „Б” готується перемішуванням необхідної кількості товарного рідкого скла в прісній воді. Необхідну кількість рідкого скла, в залежності від температури в зоні тампонування, визначають із рис. 6.34.

Так, наприклад, товщина прошарка, який підлягає тампонуванню, рівна 8 м, тоді загальний об’єм композиції повинен бути 8 м<sup>3</sup>, об’єми частин „А” і „Б” – по 4 м<sup>3</sup>. Для приготування частини „А” необхідно 500 кг 8% товарного гелю ПАА і 0,4 м<sup>3</sup> 70% технічної оцтової кислоти, які треба розчинити в 3,1 м<sup>3</sup> прісної води (див. рис. 6.33). Оскільки пластова температура в зоні, що підлягає тампонуванню, рівна 63°C, то для визначення потрібного об’єму товарного рідкого скла використовується середня лінія, котра відповідає температурному проміжку 70-60°C (див. рис. 6.34), а об’єм частини „Б” дорівнює 0,76 м<sup>3</sup>, тобто об’єм прісної води, в якій треба розчинити рідке скло, відповідно дорівнює 3,24 м<sup>3</sup>.

Другий етап приготування композиції – це перемішування двох рівних частин „А” і „Б” безпосередньо біля свердловини за допомогою пересувного змішувального агрегату.

*Роботи з реалізації технологічного процесу* поділяються на підготовчі, основні та завершальні.

Підготовчі роботи передбачають проведення стандартного комплексу промислово-геофізичних досліджень з метою визначення інтервалів інтенсивного поглинання та припливу води у свердловини; складання плану робіт; забезпечення реагентами; підготовку і профілактику техніки для виконання робіт; підготовку майданчика біля свердловини для розташування техніки і технічних засобів відповідно до конкретних умов та вимог із охорони праці.

Основні роботи включають: а) приготування частин „А” і „Б”; б) доставку частин „А” і „Б” до свердловини; в) розташування агрегатів біля гирла свердловини (здійснюється відповідно до правил [441] за принци-

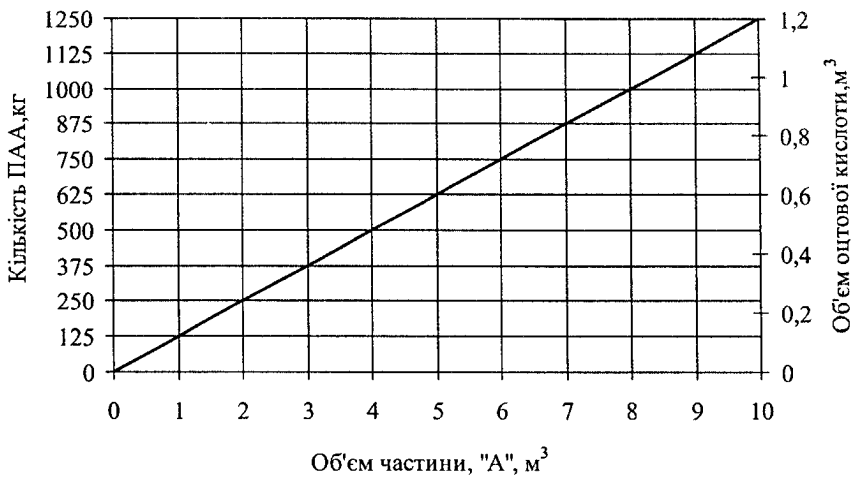


Рис. 6.33 – Графік для визначення необхідної кількості ПАА і оцтової кислоти

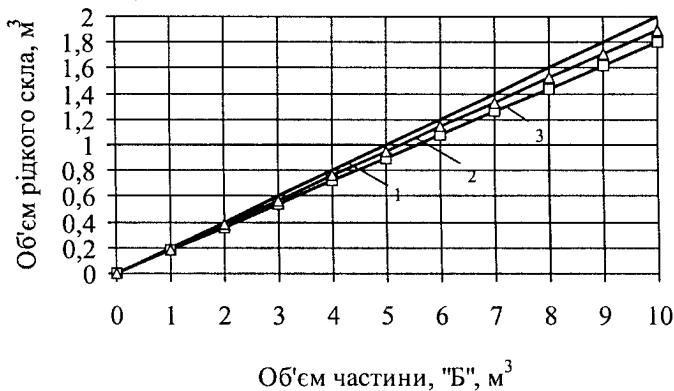
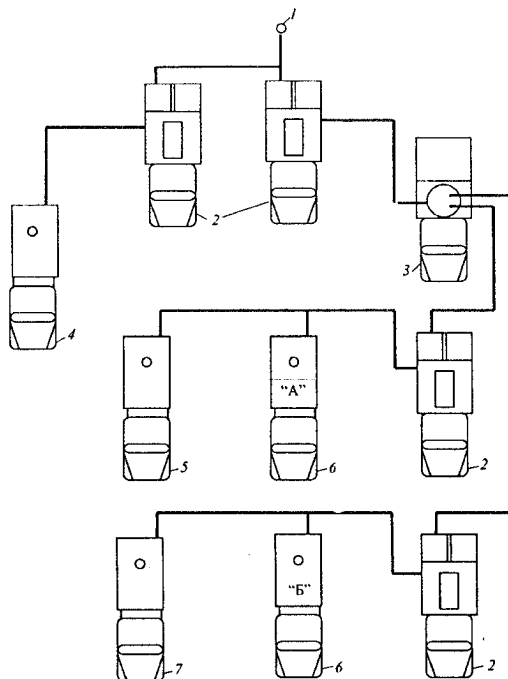


Рис. 6.34 – Графік для визначення необхідної кількості рідкого скла залежно від температури у зоні тампонування, °С: 1 – 70-80; 2 – 60-70; 3 – 50-60

повою схемою обв'язки, поданою на рис. 6.35); г) опресовування нагнітальних ліній півторакратним тиском від допустимого тиску на експлуатаційну колону; г) нагнітання у свердловину розчину кальцінованої соди в НКТ при відкритому затрубному просторі; д) нагнітання у свердловину буферної рідини; е) нагнітання у свердловину композиції ріпол із рівномірним перемішуванням частин „А” і „Б” за допомогою змішувального устаткування УЗП-50 (після заповнення композицією НКТ, затрубний простір закривається і композиція нагнітається в пласт); є) нагнітання у свердловину буферної та протискувальної рідин за тиску, що не перевищує тиску опресовування експлуатаційної колони; ж) герметизацію сверд-

Рисунок 6.35 – Схема розташування техніки для приготування композиції ріпол (перемішування складників) та нагнітання її у свердловину:

- 1 – свердловина;
- 2 – насосні агрегати;
- 3 – змішувач;
- 4 – автоцистерна з розчином кальцинованої соди;
- 5 – автоцистерна з нафтою;
- 6 – автоцистерни з частинами композиції;
- 7 – автоцистерна з протискувальною водою



ловини не менш як на 2 години для тужавіння композиції; з) промивання стовбура свердловини до попередньої відмітки штучного вибою.

Завершальні роботи передбачають демонтаж наземного обладнання і нагнітальних ліній; освоєння свердловини та пуск її в експлуатацію.

У разі необхідності руйнування залишків композиції в місцях незапланованого тампонування, створюється лужна ванна на основі водного розчину гідроксиду натрію (каустичної соди) NaOH із концентрацією не менше як 20% за масою.

*Вимоги з безпеки робіт та охорони довкілля.* При здійсненні робіт із регулювання профілю приймальності або припливу слід керуватись вимогами правил [441], „Правилами пожежної безпеки в нафтяній промисловості. ППБО-85” (Москва: Недра, 1987) і відповідними керівними документами, що діють в галузі та на підприємстві. При зберіганні і транспортуванні хімреагентів, що використовуються при проведенні технологічного процесу, необхідно керуватись відповідними технічними умовами та стандартами. Роботи на свердловині повинні виконуватись під керівництвом відповідального інженерно-технічного працівника з обов’язковим дотриманням затвердженого плану робіт. Відповідальний за виконання робіт повинен ознайомитись із технологією і довести основні її положення до відома працівників, що беруть участь у виконанні робіт;

дотримуватись затвердженого плану робіт і технологічної послідовності дій; визначити обов'язки кожного з працівників обслуговуючого персоналу і провести інструктаж із правил безпеки життєдіяльності, промислової санітарії та охорони довкілля.

З метою охорони довкілля необхідно пересвідчитись у справності та герметичності обладнання, елементів його обв'язки, не допускати розливання робочих рідин. Розлиті на присвердловинному майданчику реагенти необхідно негайно прибрати. Для утилізації робочих рідин та реагентів необхідно забезпечити біля свердловин наявність додаткової ємності.

#### ***6.10.10 Технологія ізоляції водоприпливу у видобувну свердловину з використанням водонабухаючого полімеру полікар***

Технологічний процес призначений для ізоляції водоприпливу у видобувні свердловини з використанням водонабухаючого полімеру полікар з метою блокування припливу води, збільшення видобутку нафти і покращення роботи видобувних свердловин [4, 589]. Основними об'єктами застосування технології є свердловини, що відрізняються істотною неоднорідністю профілю приймальності та припливу рідини по товщині працюючого інтервалу.

Область застосування технологічного процесу обмежується пластовою температурою 180°C і не обмежується величиною пластового тиску.

*Суть технології* полягає у введенні композиції водонабухаючого полімеру полікар у високопроникні обводнені прошарки продуктивного пласта і фіксації його закріплювальним матеріалом із наступним проведенням перфораційних робіт на границі ВНК чи ГНК.

Базовим матеріалом для реалізації технології є композиція водонабухаючого полімеру полікар (за ТУ 6-01-1049-92) і технічної води (за ОСТ 84 1443-77).

Водонабухаючий полімер полікар отримують шляхом взаємодії гелеподібного поліакриламід (ПАА) (за ТУ 6-01-1049-92) із хімічним зшивачем. ПАА може бути використаний і в порошкоподібному вигляді (типу Декадріл, Пушер, РДА-1020) із переведенням у розчин при 8% концентрації полімеру. Споживачам водонабухаючий полімер полікар постається в готовому вигляді в поліетиленових мішках по 25-30 кг. Товарний продукт являє собою водонабухаючий високов'язкий гель з вмістом основної речовини 8%. Полімерний матеріал полікар збільшується в об'ємі після набухання в прісних водах в 13-15 разів, у мінералізованих – в 4-6 разів. Полімерний матеріал полікар дозволено до використання у нафтогазовидобувній промисловості і він має токсикологічний паспорт.

Як буферна рідина, що запобігає контактуванню композиції зі свердловинною та притискувальною рідинами, використовується прісна вода

(за ОСТ 84 1443-77). Буферну рідину в об'ємі до  $1 \text{ м}^3$  подають до та після нагнітання композиції.

Для відтискування ізоляційної композиції в зону тампонування використовують закріплювальний матеріал (на основі цементу, карбамідоформальдегідних смол і т. д.) та прісну чи мінералізовану воду. Об'єм притискувальної рідини визначається об'ємом порожнини НКТ та затрубного простору свердловини від нижнього кінця НКТ до нижніх отворів перфорації за виключенням об'єму буферної рідини. Закріплювальний матеріал готують на основі цементу в об'ємі виходячи із діаметра експлуатаційної колони в інтервалі перфорації (1,5 кратний об'єм даної ділянки).

Свердловини, в яких планується оброблення за даною технологією, повинні задовольняти наступним вимогам: а) наявність інформації про інтервали інтенсивного припливу або поглинання; б) НКТ, гирлова арматура і обсадна колона повинні бути герметичними; в) вибій свердловини в інтервалі продуктивного розрізу не повинен бути забрудненим сторонніми предметами.

При проведенні технологічного процесу використовують стандартне нафтогазопромислове обладнання: перемішувач механічний типу глиномішалки, механізована зрівнювальна ємність (ГОСТ 15150-69); пересувні насосні устаткування типу АН-700, АН-1000 (ТУ 26-3 Д 1-16-52-77); змішувальний агрегат типу 4ПА, цементувальний агрегат ЦА-320М (ОСТ 2616-07-87); автоцистерни типу АЦ-10 (ТУ 10-05.591-89).

Обв'язування пересувних агрегатів із гирлом свердловини здійснюють за допомогою стандартних труб із муфтами швидкого з'єднання.

Здійснюється *технологічний процес* так. При виконанні робіт композицію водонабухаючого полімеру вводять у високопроникні прошарки шляхом запомповування в НКТ з наступним протискуванням у пласт. Загальний об'єм ізоляційної композиції визначається з умови не менше як  $3 \text{ м}^3$  на 1 метр інтервалу, що належить тампонуванню.

Процес приготування ізоляційної композиції здійснюють безпосередньо перед виконанням робіт на свердловині. Ізоляційну композицію готують перемішуванням необхідної кількості 8% гелеподібного водонабухаючого полімеру полікар із прісною водою із застосуванням змішувальних агрегатів типу 4ПА, цементувальних агрегатів ЦА-320М. Концентрація водонабухаючого полімеру полікар становить 1%. Для приготування  $1 \text{ м}^3$  ізоляційної композиції необхідно  $125 \text{ кг}$  8% гелеподібного полімеру полікар і  $0,875 \text{ м}^3$  води.

Роботи з реалізації технологічного процесу поділяються на підготовчі, основні та завершальні.

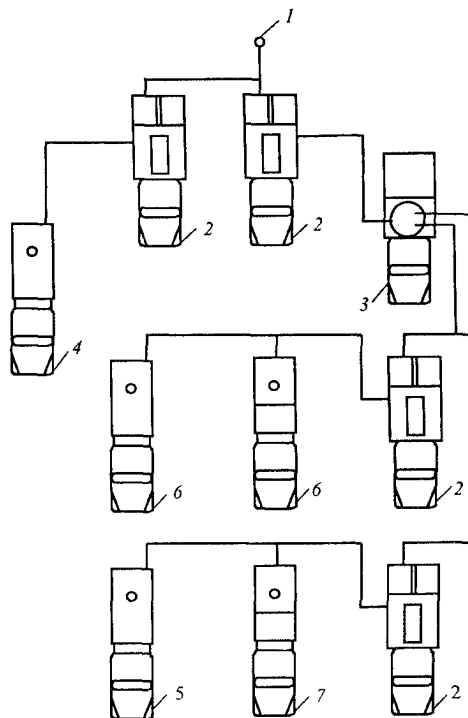
*Підготовчі роботи* включають проведення стандартного комплексу промислово-геофізичних досліджень з метою визначення інтервалів

припливу води у свердловину; складання плану робіт; забезпечення реагентів; підготовку і профілактику техніки для проведення робіт; підготовку майданчика біля свердловини для розташування техніки та технічних засобів відповідно до конкретних умов та вимог з охорони праці.

*Основні роботи* охоплюють: а) приготування водоізоляційної композиції на основі водонабухаючого полімеру полікар (за 1-2 години до заpomповування у свердловину); б) розташування агрегатів біля гирла свердловини (рис. 6.36); в) опресування нагнітальних ліній під тиском, не більше від півторакратного тиску опресування експлуатаційної колони; г) нагнітання у свердловину буферної рідини; г) нагнітання у свердловину водоізоляційної композиції в НКТ при відкритому затрубному просторі; д) нагнітання у свердловину буферної рідини і закріплювального матеріалу; е) закривання затрубного простору (після заповнення ізоляційною композицією НКТ) і нагнітання композиції в пласт (усі роботи з приготування ізоляційної композиції і її заpomповування повинні бути завершені протягом 2-3 годин); є) закривання свердловини на 2-4 години для реагування (нагнітання у свердловину буферної та притискувальної рідин здійснюють при тиску не більше за тиск опресування експлуатаційної колони); ж) промивання стовбура свердловини до попередньої відмітки штучного вибою.

Рис. 6.36 – Принципова схема компоновки й обв'язування обладнання біля гирла свердловини для заpomповування полімеру полікар:

- 1 – свердловина;
- 2 – насосні агрегати;
- 3 – змішувач;
- 4 – цементовоз;
- 5 – автоцистерна з водою;
- 6 – автоцистерна з композицією полікар;
- 7 – автоцистерна з притискувальною водою



Завершальні роботи включають демонтаж наземного обладнання та нагнітальних ліній, освоєння свердловини та пуск її в експлуатацію.

### 6.10.11 Технологія водоізоляційних робіт із використанням кополімеру МАК-ДЕА

Кополімер МАК-ДЕА – кополімер метакрилової кислоти (МАК) з її діетиламонієвою сіллю (ДЕА) – під час взаємодії з мінералізованою водою і електролітами виділяється (осаджується) із розчину або повністю структурується в усьому об’ємі (див. § 2.4.9).

Кополімер МАК-ДЕА рекомендується використовувати в теригенних пластах із коефіцієнтом проникності 0,2-0,7 мкм<sup>2</sup>, густиною мінералізованої води не менше 1120 кг/м<sup>3</sup> за температури не вище 75 °С.

Технологія виконання робіт із використанням кополімеру МАК-ДЕА аналогічна технології запомповування гіпану, зважаючи на їх подібні фізико-хімічні властивості. Основні технологічні параметри водоізоляції подано в табл. 6.29.

Таблиця 6.29 – Технологічні параметри процесу водоізоляції з використанням кополімеру МАК-ДЕА

Приймальність пласта, м <sup>3</sup> /год.	Кількість кополімеру в м <sup>3</sup> за тиску нагнітання, МПа		Об’єм буферної рідини (прісної води), м <sup>3</sup>		Об’єм електроліту за кополімером, м <sup>3</sup>	Тривалість часу очікування твердіння кополімеру, год.
	менше 10	більше 10	до	після		
Менше 20	4	3	0,5	0,4	1,5-2,5	48
Більше 20	5	4	0,4	0,3	1,5-2,5	48

Операції здійснюються в наступній послідовності: а) свердловину заповнюють мінералізованою водою; б) визначають поглинальну здатність обводненого пласта шляхом запомповування пластової води; в) через насосно-компресорні труби (НКТ), опущені до покрівлі обводненого пласта, послідовно запомповують у свердловину прісну воду (0,3-0,5 м<sup>3</sup>), розрахунковий об’єм кополімеру МАК-ДЕА, прісну воду (0,3-0,5 м<sup>3</sup>), 15-30% розчин CaCl<sub>2</sub> (або мінералізовану пластову воду хлоркальцієвого типу); г) всю систему протискають в обводнений пласт і свердловину залишають на 48 год. для затвердіння кополімеру під тиском [576].

Кополімер МАК-ДЕА в промислових умовах можна отримати кополімеризацією у водному середовищі метакрилової кислоти і діетиламіну при мольному співвідношенні 60:40%. Таким шляхом і було отримано першу дослідну партію кополімеру. Готовий продукт (реагент водоізоляції) являє собою 18,5% водний розчин кополімеру, який містить невелику кількість діетиламіну, що не прореагував (біля 16%) [174].

За результатами теоретичних досліджень зроблено припущення, що в результаті йонного обміну карбоксильних груп кополімеру МАК-ДЕА з солями polyvalentних металів, наприклад заліза, які в незначних кількостях містяться в пластовій воді, і за рахунок діетиламіну, котрий знаходиться у водному розчині кополімеру, утворюється складний полімерний комплекс внаслідок реакції ліганд-сорбції (реакції утворення комплексних сполук). Дані елементного аналізу показують, що після структуризації в кополімері повністю зберігається азот. Це свідчить про те, що в структурованому полімері залишається діетиламін, який за рахунок відносної громіздкості етильних радикалів сприяє збільшенню об'єму утвореного гелю, оскільки характер зміни об'єму системи при утворенні гелю може бути різним залежно від природи ліганду. Така структуризація з утворенням ліганд-сполук уможливорює припустити про вищу ефективність кополімеру МАК-ДЕА для ізоляції водопритливів у пластових умовах.

Принципову можливість використання кополімеру МАК-ДЕА як водоізоляційного матеріалу в теригенних відкладах встановлено промисловими випробуваннями в обводнених свердловинах Ново-Єлховського нафтового родовища, котрі експлуатують продуктивний горизонт Д<sub>1</sub>. Загальна мінералізація пластової води цього горизонту становить 260144,7 мг/л при вмісті катіонів Ca<sup>++</sup>(21816,3мг/л), Mg<sup>++</sup>(4213,9 мг/л), Na<sup>+</sup> + K<sup>+</sup>(73865,0 мг/л), Cl<sup>-</sup>(168430,9 мг/л). Така мінералізація є характерною для всього Ромашкінського родовища по даному горизонту, а також родовищ Башкортостану і деяких інших районів Урало-Поволжжя. Результати промислових випробувань показали ефективність синтезованого кополімеру у вказаних умовах.

*Приклади реалізації технології* покажемо на видобувних свердловинах Ново-Єлховського нафтового родовища з такою характеристикою об'єкта:

Продуктивний горизонт	Д <sub>1</sub>
Тип води, яку ізолюють	Підошовна та нижня
Кількість свердловин, що ремонтуються	4
Обводненість продукції свердловин, %	96-99
Тиск запомповування, МПа	12-17
Глибина інтервалу перфорації, м	1635-1854
Значина перфорованої товщини пласта, м	1-3

У табл. 6.30 подано результати проведених випробувань на Акташській площі Ново-Єлховського родовища.

*Свердловину 1867* введено в експлуатацію 31 серпня 1976 р. із дебітом 40 т/добу безводної нафти. Експлуатаційну колону опущено на глибину 1883 м, цементний розчин піднято на 50 м від гирла свердловини.



Штучний вибій знаходиться на глибині 1854 м, інтервал перфорації – 1851,4-1854 м. У видобуваній продукції вода появилася в лютому 1977 р. і становила 77%, а у квітні 1978 р. – 98% (див. табл. 6.30).

У видобуваній продукції *свердловини 1807* вода вперше появилася у квітні 1969 р., на дату ремонту дебіт свердловини становив 0,6 т/добу нафти при обводненості 99%, густина води 1180 кг/м<sup>3</sup>. Для ізоляції нижнього водоносного пласта у свердловину опустили 50,8-мм НКТ з лійкою до глибини 1635 м. Приготували водний розчин МАК-ДЕА 10%-ної концентрації і у свердловину послідовно запомповували пластову воду для заповнення стовбура, 0,5 м<sup>3</sup> прісної води, 5 м<sup>3</sup> розчину МАК-ДЕА, 0,5 м<sup>3</sup> прісної води. Як протискувальну рідину також використали пластову воду густиною 1180 кг/м<sup>3</sup>. Тиск при запомповуванні МАК-ДЕА становив 12 МПа. Через 48 годин очікування затвердіння полімеру під тиском вибій свердловини промили і освоїли компресором. При попередньому режимі свердловина почала працювати з дебітом 9 т/добу нафти при обводненості 73% (див. табл. 6.30).

Таблиця 6.30 – Результати випробувань кополімеру МАК-ДЕА для водоізоляції у свердловинах Акташської площі Ново-Єлховського родовища

Номер свердловини	Дата виконання ремонту	Тип води	Тиск, МПа	Дебіт свердловини, т/добу		Обводненість, %		Приріст видобутку нафти, т	Зниження відбору води, м <sup>3</sup>	Тривалість сфекту, міс.
				до	після	до	після			
1867	13.09-10.10.1979 р.	Підшовна	13,5	0,3	2,9	99	87	126	1410	4
1807	16.10.1979-13.02.1980 р.	Нижня	12,0	0,6	9	99	73	1932	7080	8
1801	1.02.1979 р.-30.02.1979 р.	Підшовна	14,5	3,7	6,3	96	83	465	15180	8
1867	4.05.1980 р.	Підшовна	17,0	0,6	–	99	–	–	–	–

*Свердловину 1801* введено в експлуатацію 29 лютого 1970 р. з дебітом 10 т/добу безводної нафти. Експлуатаційну колону опущено на глибину 1795 м, цементний розчин піднято на 911 м від гирла свердловини при штучному вибої 1791 м. Інтервал перфорації знаходиться на глибині 1759-1760 м. У продукції вода появилася в червні 1970 р. і становила 15%. Перед ремонтом (1 листопада 1979 р.) дебіт свердловини становив 3,7 т/добу нафти при обводненості 96%. Водоізоляційні роботи виконували за наступною технологією. Як і в попередніх свердловинах, через НКТ послідовно запомповували 0,5 м<sup>3</sup> прісної води, 5 м<sup>3</sup> реагенту МАК-ДЕА, 0,5 м<sup>3</sup> прісної води, водний розчин СаСl<sub>2</sub> густиною 1350 кг/м<sup>3</sup>. Тиск при запомповуванні МАК-ДЕА становив 14,5 МПа. Свердловину залишили під тиском для затвердіння реагенту протягом

48 год. Після освоєння дебіт її становив 6,3 т/добу нафти при обводненості 83% (див. табл. 6.30).

Аналізуючи характер зміни дебітів нафти і відбору супутньої води, відмічено, що в результаті запоповування кополімеру МАК-ДЕА у всіх свердловинах було досягнуто обмеження припливу пластової води і зростання дебітів нафти. Проривання води у свердловині 1801 через 8 місяців експлуатації відбулося після зміни режиму роботи (заміни насоса ЕВН-40 на ЕВН-80), що могло бути наслідком порушення герметичності заколонного простору. Повне закупорення шляхів водоприпливу у свердловині 1867 підтверджує високу закупорювальну здатність кополімеру при обводненні пласта мінералізованою водою.

Дослідні свердловини пропрацювали 20 місяців. За цей час додатково видобуто 2523 тис.т нафти і обмежено приплив пластової води об'ємом 23670 м<sup>3</sup>.

Таким чином, в усіх чотирьох випадках використання кополімеру МАК-ДЕА для ізоляції припливу води із обводненого пласта Д<sub>1</sub> отримано позитивні результати (обмежено приплив води, збільшено відбір нафти). Висока ефективність методу порівняно із іншими методами свідчить про надійне скранування води продуктом, що утворився в результаті взаємодії полімеру із солями пластової води. Мабуть, це є наслідком збільшення об'єму водоізолювальної маси в результаті реакції діетиламіну, який міститься в суміші і ввійшов шляхом реакції ліганд-сорбції в координаційну сферу карбоксильних груп кополімеру.

#### ***6.10.12 Технологія обмеження водоприпливів із використанням полімерного тампонажного матеріалу АКОР-Б 100***

Технологія із використанням матеріалу АКОР-Б100 (див. § 2.4.7) ефективна в глибоких (понад 2500 м), високотемпературних (10-250°C, переважно понад 75°C) нафтових і газових свердловинах за наявності слабопроникних колекторів (з коефіцієнтом проникності 0,01-0,5 мкм<sup>2</sup>) і призначена для обмеження припливу води будь-якої мінералізації (в разі пошарового, підшовного, пластового обводнення), усунення заколонних перетікань, а також для вирівнювання профілю приймальності в нагнітальних свердловинах [571].

Ізоляційні роботи можна виконувати у фонтанних і механізованих свердловинах із підніманням і без піднімання підземного обладнання та без повторних перфорацій продуктивних пластів.

Технологія застосовується як на стадії будівництва свердловин, так при їх експлуатації в широкому діапазоні геолого-технічних умов:

Тип колектора	гранулярний, теригенний, пористий, пористо-тріщинуватий, карбонатний
Пластова або вибійна температури, °С	10-250
Коефіцієнт проникності колектора, мкм <sup>2</sup>	0,01-2
Глибина свердловин, м	400-4000
Спосіб експлуатації	фонтанний, глибинно-насосний, газліфтний
Обводненість продукції, %	15-100
Дебіт рідини, м <sup>3</sup> /доб.	0-400
Карбонатність колектора, %	0-96
Приймальність, м <sup>3</sup> /доб.	150-1200
Мінералізація пластової води, г/л	будь-яка

*Суть технології* полягає в комплексному фізико-хімічному діянні на привибійну зону видобувних та нагнітальних свердловин шляхом часткового чи повного відключення або підключення до роботи інтервалів пласта чи пропластків з метою інтенсифікації видобування нафти (чи газу) в обводнених свердловинах.

Використання сумішей, які легко фільтруються в пласт, дає змогу створювати в привибійній зоні протяжні ізоловальні скрани, а в поєднанні з дисперсними матеріалами – розширити можливості технологічних схем.

Використовувані суміші мають високий ступінь заводської готовності (типу АКОР-Б 100), прості у приготуванні.

Для здійснення технологічного процесу застосовують стандартне обладнання гирла свердловини, механізми і агрегати для підземного і капітального ремонтів свердловин та оброблення привибійної зони.

Для здійснення технології РІР із використанням сумішей АКОР-Б100 необхідно забезпечити наступні *технічні засоби*: один насосний агрегат типу ЦА-320 М або АЦФ-700; один кислотозов тип Азінмаш-30А; дві автоцистерни типу АН-11-257, АЦ-7,5-5320; дві вимірні ємності для приготування розчинів хімреагентів. Кількість насосних агрегатів і автоцистерн у залежності від товщини обводнених пластів, приймальності свердловини може бути змінена.

*План виконання* ремонтно-ізоляційних робіт складають на основі даних геофізичних і гідродинамічних досліджень об'єкту: характеру обводнювання свердловини; пластового тиску і температури; приймальності свердловини; технічної характеристики конструкції свердловини; тиску опресування обсадної колони свердловини.

Об'єм тампонажного матеріалу береться рівним об'єму пор зони тампонування.

За результатами приймальності свердловини по воді розраховують час, необхідний для запомповування хімрозчину в пласт, за формулою:

$$T = V/Q, \quad (6.50)$$

де  $V$  – об'єм нагнітальних ізоляційних розчинів, м<sup>3</sup>;  $Q$  – приймальність свердловини, м<sup>3</sup>/год.

*Приготування робочого розчину* АКОР-Б здійснюється наступним чином. Продукт АКОР-Б в кількості 1 т насосом подають у бак агрегату. Під час безперервної циркуляції зі швидкістю 5-10 м<sup>3</sup>/год. у бак вводять технічну воду або розсіл в об'ємі 2 м<sup>3</sup>, при цьому суміш нагрівається в результаті екзотермічної реакції хімреагенту з водою. Перемішування суміші не припиняється до максимального підняття температури. Після зниження температури (на 1°C) доливають решту розчинника-води, доводячи його до необхідної концентрації. Робочий розчин, доведений до температури 20-30°C, є готовим для нагнітання в пласт.

За *технологією* перед нагнітанням водоізоляційного розчину свердловину промивають із допусканням труб до вибою. У нафтових свердловинах піднімають насосне обладнання, а башмак НКТ встановлюють біля підшови продуктивного пласта, не доходячи 5-10 м.

Приготовлений розчин неперервно нагнітають у свердловину, при цьому контролюється час його гелеутворення в пласті. Якщо пласт характеризується малою проникністю, то розчини готують порціями, із зсувом часу твердіння для кожної з них.

У випадку високої поглинальної здатності свердловини в кінці нагнітання подають розчин вищої концентрації із співвідношенням компонентів АКОР-Б – вода 1:3 з метою зміцнення гідроізоляційного бар'єра і попередження вимивання гелю із пласта.

Відтак свердловину залишають під тиском на 24 години для наростання міцності кремнегелю в пластових умовах, а після цього через добу приступають до освоєння свердловини, попередньо промивши привибійну зону лужним розчином із ПАР для видалення залишків хімреагенту і промивання зони перфорації.

*Результатом застосування* даної технології є зниження обводненості та збільшення видобутку нафти (або газу) за рахунок підключення в роботу прошарків або ділянок пласта, які не працювали раніше, збільшення міжремонтного періоду, продовження безводного періоду роботи свердловин або роботи їх без зростання обводненості продукції.

Із використанням матеріалу АКОР виконано понад 2000 свердловинно-операцій на родовищах Росії, а також на ряді свердловин у Чехії, Словаччині, В'єтнаму. Успішність виконання робіт із сумішами АКОР від 60 до 90% у залежності від геолого-технічних умов, виду робіт та інших факторів. Додатковий видобуток нафти для родовищ Західного Сибіру, де технологія отримала найширше застосування, і республіки Комі склав від 1 до 4 і більше тисяч тонн на свердловину [ВАТ „Бурение”, Краснодар].

Водоізоляційні роботи з використанням хімреагенту успішно виконували і в НГВУ „Охтирканафтогаз” [287].

АКОР-Б відноситься до легкозаймистих, горючих і вибухонебезпечних рідин. Температура загоряння у відкритому тиглі 83°C, у закритому – 38°C; температура самозаймання 240 °C. Гранична допустима концентрація АКОР-Б за етилсилікатом у повітрі робочої зони дорівнює 20 мг/л (ТУ 6-02-895-86). За ступенем діяння на організм людини відповідно до класифікації шкідливих речовин за ГОСТ 12.1.007.76 АКОР-Б відноситься до 3 класу небезпеки – речовини помірної небезпеки. Тривале діяння тампонажного матеріалу за концентрації вище гранично допустимої викликає місцеве подразнення слизової оболонки очей і дихальних шляхів.

Під час роботи з АКОР-Б необхідно використовувати індивідуальні засоби захисту: гумові рукавиці, захисні окуляри, одяг із бавовняної тканини. Якщо АКОР-Б попав на шкіру, необхідно негайно змити його водою.

Рідини, які виходять із свердловини, рекомендується зливати у спеціальні накопичувальні ємності. Не допускається розливати хімреагент на поверхні біля свердловини. Відходи АКОР-Б утилізують у водному розчині і зливають у систему промислових відходів. У разі розливання хімпродукту верхній шар землі, який просочений АКОР-Б, збирають і скидують у спеціальний накопичувач (див. також гл. 9).

АКОР-Б 100 забезпечує тривалий водоізоляційний ефект і є екологічно безпечним.

### ***6.10.13 Технологія водоізоляційних робіт із використанням суміші АКОР МГ***

Технологія селективного обмеження водопритливів із використанням водоізоляційної суміші АКОР МГ призначена для виконання ремонтно-ізоляційних робіт в обводнених нафтових, газових і газоконденсатних свердловинах [563].

Суміш АКОР МГ – добре рухома рідина, відноситься до 4 класу небезпечності хімічних речовин.

#### *Технічна характеристика АКОР МГ*

Динамічний коефіцієнт в'язкості	15-25 мПа·с
Густина	1040-1060 кг/м <sup>3</sup>
Температура замерзання	нижче -50°C
Час затвердіння регулюється	від декількох хвилин до декількох діб
Повнота твердіння у водоносному пласті	повне перекриття пор
Температурний інтервал використання	до 200°C

Суміш АКОР МГ селективно твердне і проникає в пласт, насичений різними рідинами; під дією води твердне у всьому об'ємі; характеризу-

ється високою адгезією до породи і високою термогідролітичною стійкістю затверділого складу, тривалим терміном зберігання товарного продукту.

Водоізоляційні роботи можна виконувати, використовуючи як товарний продукт, так і його водний розчин, розбавляючи суміш у 3-5 рази. Величина розбавлення визначається необхідним часом втрати текучості суміші у відповідності з геолого-фізичними умовами пласта, головним чином температурою і приймальністю. Динамічний коефіцієнт в'язкості водного розчину АКОР МГ близький до динамічного коефіцієнта в'язкості води, що забезпечує селективність проникнення його в обводнену ділянку пласта, а відсутність дисперсних частинок – глибоке проникнення в породу.

Затверділий продукт стійкий до діяння кислот, що забезпечує можливість наступного виконання робіт з інтенсифікації видобування нафти.

Рекомендована область використання АКОР МГ: а) при обводненнях пропластковому, підшовному, по пласту, при заколонних перетіканнях; б) для водоізоляції у нафтових (фонтанних, насосних і газліфтних), газових і газоконденсатних свердловинах; в) у нагнітальних і паронагнітальних свердловинах для вирівнювання профілю приймальності; г) з підніманням і без піднімання підземного обладнання; г) на етапі завершення будівництва свердловин в умовах близького розташування ВНК або ГВК; д) у піскопроявних свердловинах; е) для виведення свердловин із простоювання і бездії.

Суміші АКОР фактично використовували у фонтанних, глибинно-насосних і газліфтних свердловинах із теригенним, пористим, пористо-тріщинуватим, тріщинувато-кавернозним і карбонатним колектором за коефіцієнта проникності колектора  $0,01-4 \text{ мкм}^2$ ; пластової температури  $20-130^\circ\text{C}$  і  $220^\circ\text{C}$  (паронагнітальна свердловина); обводненості продукції до 100% і будь-якої мінералізації пластової води.

При застосовуванні технології у свердловинах Західного Сибіру отримано додатковий видобуток нафти в середньому 2-6 тис. т і більше на свердловину; зниження обводненості від 10 до 100% у залежності від характеру обводнювання і геолого-технічних умов свердловини; окупність робіт у середньому 2-3 міс.; тривалість ефекту в середньому 12 міс.; успішність робіт у середньому 80-85%; збільшення міжремонтного періоду в 2-2,5 рази; скорочення часу на ремонт за рахунок відсутності необхідності встановлення „моста” і повторної перфорації; прискорення термінів освоєння свердловини після ремонту; зниження витрат на видобування, деемульсацію і утилізацію супутньої води.

Загальний обсяг промислових операцій з використанням різних модифікацій суміші АКОР за 18 років – біля двох тисяч свердловин. По всіх успішних свердловинах отримано додатковий видобуток нафти. Велику

кількість свердловин, що перебували в простоюванні через обводнення, виведено з бездії.

Виробництво та використання матеріалу АКОР у Росії здійснюється у відповідності з наступною документацією: 1. ТУ 2458-189-00147001-99. 2. Паспорт безпеки РПБ 00147001-24-05757. 3. Санітарно-епідеміологічний висновок №23. КК. 04. 245. П. 04321. 11. 2001. 4. Сертифікат відповідності №ТЭК RU. ХП03. Н00293. 5. Сертифікат на використання хімпродукту в технологічних процесах видобування і транспортування нафти №153.39. RU. 245860. 00025. 03. 02. 6. Ліцензія на застосування знаку відповідності Системи „ТЭКСЕРТ” №293 [563].

Для виконання робіт із обмеження водоприпливів у свердловинах ВАТ НВО „Бурение” (м. Краснодар) здійснює постачання суміші АКОР МГ і забезпечує технологічний супровід робіт на свердловинах: вибір свердловин, на яких застосування технології було б найбільш ефективним, розробку технологічних планів робіт; участь свого представника у виконанні робіт на свердловинах. Постачання водоізоляційної суміші АКОР МГ здійснюється залізничним і автомобільним транспортом, у т. ч. самовивезенням.

#### ***6.10.14 Технологія обмеження припливу води з використанням нафтосірчаноокислотної суміші (НСКС)***

*Суть способу* обмеження припливу води у видобувні свердловини з використанням нафтосірчаноокислотної суміші (див. § 2.4.8) базується на перетворенні компонентів продуктивного пласта, які взаємодіють із сірчаною кислотою  $H_2SO_4$ , в ізоляційний матеріал, а це асфальтени і смоли, які містяться в нафті, карбонати гірських порід або розчинні в пластовій воді солі кальцію. Якщо ж цих компонентів у пласті недостатньо, то їх запомповують у пласт [190].

Технологія за даним способом застосовується для ізоляції припливу нижньої, підшовної і запомповуваної води будь-якої мінералізації із теригенних колекторів з коефіцієнтом пористості не менше 18 % і коефіцієнтом проникності понад  $0,2 \text{ мкм}^2$  та з карбонатних колекторів із коефіцієнтом проникності не менше  $0,1 \text{ мкм}^2$ . Пластова температура не повинна перевищувати  $50^\circ\text{C}$ , дебіт свердловини по рідині повинен становити понад  $5 \text{ м}^3/\text{доб.}$ , а обводненість продукції – понад 70% (до 99%). При цьому рекомендується, щоб нафтонасичена товщина в перфорованому інтервалі була не меншою 2 м.

Від інших технологій ізоляції припливу води дана технологія відрізняється тим, що:

дає змогу ізолювати шляхи припливу як високомінералізованих, так і прісних вод;

продукти реакції нафти із сірчаною кислотою володіють високою адгезією з цементним каменем і гірськими породами;

гідрофобний характер продуктів реакції знижує фазову проникність колектора для води;

коефіцієнт динамічної в'язкості продуктів реакції протягом 1 год. зростає з 60 до 7000 мПа·с, а це уможливило проводити процес ізоляції при невисоких тисках запомповування.

Для ізоляції можна використовувати алкіловану – АСК (концентрація не більше 83%) – або товарну (концентрація 90-95%; визначається за густиною) сірчану кислоту. Динамічний коефіцієнт в'язкості товарної кислоти становить 23-25 мПа·с за температури 20 °С і 10 мПа·с за 40°С. Сірчана кислота є одною з найбільш хімічно активних неорганічних кислот, взаємодіє майже з усіма металами і їх окислами, з'єднується з водою, володіє окислювальними і зневоднювальними властивостями, реагує з багатьма органічними сполуками.

Основний водоізоляційний матеріал – кислий гудрон – утворюється внаслідок взаємодії сірчаної кислоти з нафтою, яка містить певну кількість асфальтенів (понад 15 %) і смол (понад 3 %). Під час взаємодії з нафтою відбувається окислення і конденсація найбільш високомолекулярної частини з інтенсивним (протягом 6-12 хв.) переходом у кислий гудрон. Кислий гудрон не розчиняється у воді і в нафті. Свіжий гудрон, отриманий із нафти, котра містить до 16-19 % силікагелевих смол і 5-7 % асфальтенів, являє собою рухому масу з динамічним коефіцієнтом в'язкості близько 60 мПа·с, який зростає з часом у результаті додаткового окислення, конденсації і структурування. Так, динамічний коефіцієнт в'язкості  $\mu$  (у мПа·с) для суміші алкілованої сірчаної кислоти (концентрація не вище 83%) і нафти бобріківського горизонту Ромашкінського родовища у співвідношенні 1:3 з часом  $t$  (у годинах) за статичних умов змінюється згідно із залежністю

$$\mu = 12275,8 - 12178 e^{-0,26t}, \quad (6.51)$$

сягаючи через 7 год значини 11300 мПа·с, а в динамічних умовах він зростає так:

$\mu$ , мПа·с	190	228	305	309
$t$ , год	0,1	1	3	5

При цьому суміш набуває псевдопластичних властивостей, тобто її рух характеризується початковим градієнтом тиску і відповідно початковим перепадом тиску.

У процесі переміщення сірчаної кислоти в пласті відбувається також штучне збагачення пласта сульфатіонами, оскільки під час взаємодії кислоти з ароматичними і частково насиченими парафіновими вуглеводнями нафти відбувається утворення сульфокислот і алкіларилсульфокислот.



Введення сульфатона в пласти, які насичені жорсткими водами хлоркальцієвого типу, призводить до випадання гіпсу і кольматації обводнених пластів. Гіпс ( $\text{CaSO}_4$ ) утворюється також під час взаємодії сірчаної кислоти з карбонатами пласта ( $\text{CaCO}_3$ ). Після розчинення одного об'єму  $\text{CaCO}_3$  в  $\text{H}_2\text{SO}_4$  утворюється близько двох об'ємів  $\text{CaSO}_4$ . Кислота розчиняє лише 60-75 %  $\text{CaCO}_3$ , мабуть внаслідок того, що утворений дрібнокристалічний гіпс екранує контакт  $\text{H}_2\text{SO}_4$  з породою і частинки  $\text{CaCO}_3$  огортаються плівкою присутніх у кислоті органічних домішок (у алкілованій сірчаній кислоті їх є до 12 %).

В'язкість гудрону за наявності мінеральних домішок різко підвищується.

Нафтосірчанокислотну суміш (НСКС) відносять до селективних ізоляційних матеріалів, оскільки гудрон вимивається нафтою, хоч гіпс знижує нафтопроникність.

*Технологія* із використанням нафтосірчанокислотної суміші може реалізуватися за одною із трьох технологічних схем:

а) за схемою 1 кислий гудрон отримують безпосередньо на вибої свердловини шляхом одночасно-роздільного запомповування сірчаної кислоти  $\text{H}_2\text{SO}_4$  через НКТ і нафти кільцевим (затрубним) простором (приймальність повинна бути 15-25 м<sup>3</sup>/год. за тиску понад 18 МПа, а якщо вона менша 15 м<sup>3</sup>/год. за тиску 18 МПа, то спочатку слід збільшити приймальність);

б) за схемою 2 завчасно приготвлена на поверхні НСКС нагнітається через НКТ в пласт із одночасним нагнітанням нафти через кільцевий (затрубний) простір (приймальність повинна бути не менше 20 м<sup>3</sup>/год. за тиску до 10 МПа); в окремих випадках реалізації технології за цією схемою можливе застосування пакера;

в) схема 3 відрізняється від схеми 2 тим, що в НКТ після нагнітання НСКС через буферний шар подається цементний розчин або смола ТСД-9 (див. § 6.9.1 – технологію з використанням смоли ТСД-9 і ТС-10) для дозакріплення привибійної зони.

Селективність ізоляції за першими двома схемами забезпечується тим, що башмак НКТ встановлюють на 1-1,5 м нижче підшви перфорованого пласта – об'єкта ізоляції, а також у результаті постійного надходження нафти з міжтрубного кільцевого простору у верхню частину пласта, що перешкоджає потраплянню НСКС у нафтонасичену частину. Рівномірність пропомповування НСКС через НКТ і нафти міжтрубним простором контролюється за вимірами об'ємів рідин у ємностях і вирівнюється зміною продуктивності насосних агрегатів.

Зростання тиску в затрубному просторі під час нагнітання НСКС засвідчує про зниження приймальності внаслідок закупорювання основ-

них водонасичених каналів гудроном. Допускається зростання тиску не більше ніж на 20 % від початкової величини.

За більшого зростання тиску, щоб не допустити закупорювання НСКС всієї перфорованої товщини пласта, нагнітання НСКС припиняють і визначають приймальність пласта запопповуванням 0,5 м<sup>3</sup> нафти через кільцевий простір. Якщо тиск нагнітання не знижується, то процес запопповування припиняють і здійснюють зворотне промивання нафтою. У разі відновлення початкового тиску продовжують нагнітання НСКС через НКТ.

Об'єм НСКС вибирають у межах 3,5-7 м<sup>3</sup> на 1 пог. м товщини обводненого пласта (табл. 6.31) залежно від приймальності обводненого пласта. Якщо приймальність обводненого пласта є нижчою 15 м<sup>3</sup>/год. за тиску понад 10 МПа, то необхідно виконати роботи із збільшення приймальності (додаткова перфорація, ОПЗ).

Таблиця 6.31 – Необхідний об'єм НСКС для ізоляції припливу води

Приймальність обводненого пласта, м <sup>3</sup> /год.	Необхідний об'єм НСКС на 1 пог. м товщини обводненого пласта в м <sup>3</sup> за тиску нагнітання, МПа	
	Менше 10	Більше 10
Менше 20	5	3,5
Більше 20	7	5,0

Як буферний шар рідини за схемою 3 беруть нафту або дизпальне об'ємом 0,3-0,5 м<sup>3</sup> для 60-мм НКТ і 0,5-0,7 м<sup>3</sup> для 73-мм НКТ. Цей шар запобігає змішування НСКС з цементним розчином і передчасне схоплення останнього.

Після виконання процесу свердловину закривають на 48 год. (схеми 1 і 2), а у випадку цементування (схема 3) – на час ОТЦ, а відтак її освоюють.

Метод за схемою 3 являє собою поєднання технологій закупорювання тріщин утвореним тампонувальним матеріалом та наступного цементного заливання.

Для ізоляції водоприпливів у карбонатних колекторах можна застосувати метод, оснований на утворенні швидкосхоплюваної суміші безпосередньо в пласті в результаті взаємодії сірчаної кислоти H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> і смоли ТСД-9, що створює надійний екран на шляху руху пластових вод (див. § 6.9.1 – технологію з використанням смоли ТСД-9 і ТС-10).

Підбір свердловин для ремонтно-ізоляційних робіт з ізоляції вод за технологією без піднімання насосного обладнання на основі НСКС і гіпану здійснювався на нафтових родовищах Татарстану за такими параметрами:

експлуатаційна колона повинна бути герметичною;

нафтонасичена частина обводненого пласта повинна бути товщиною не менше 3 м;

кількість продуктивних пластів одного об'єкта експлуатації -- не більше двох;

обводненість видобуваної рідини повинна бути в межах 70-100%;  
добовий дебіт свердловини по рідині від 5 м<sup>3</sup> і більше;

коєфіцієнт проникності обводненої частини продуктивного пласта (або водоносного пласта) повинен бути: для теригенних колекторів – понад 0,4 мкм<sup>2</sup>, для карбонатних колекторів – понад 0,2 мкм<sup>2</sup>;

приймальність обводненого пласта по воді повинна бути більшою або рівною 10 м<sup>3</sup>/год. за тиску, що не перевищує допустимий тиск на експлуатаційну колону; за приймальності менше 10 м<sup>3</sup>/год. повинні виконуватись роботи зі збільшення приймальності обробленням порід пласта соляною кислотою;

свердловина повинна бути зупинена тільки перед виконанням РІР.

Успішність проведених близько 200 свердловино-операцій з ізоляції припливу пластових вод шляхом запомповування нафтосірчанокислотної суміші (НСКС), виконаних на родовищах Татарстану за участі авторів-розробників (інститут ТатНИПИнефть), становила 57,5% по свердловинах, які розкрили карбонатні колектори (36% операцій), і 57,8% – теригенні, а успішність проведених 45 свердловино-операцій з ізоляції припливу нагнітальних вод – 48,9%.

З позицій *безпеки робіт і охорони довкілля* слід пам'ятати, що робота з сірчаною кислотою є дуже небезпечною, так як сірчана кислота належить до найбільш хімічно активних неорганічних кислот (див. також гл. 9). Внаслідок токсичного діяння парів кислоти подразнюються дихальні шляхи аж до затrudненого дихання, слизові оболонки очей, носа, рота; кислота викликає важкі опіки шкіри, очей, руйнує одяг і взуття. Тому під час роботи із сірчаною кислотою необхідно користуватися кислотозахисними індивідуальними засобами: куртки, шоломи, штани, халати, фартухи із спеціального кислотозахисного матеріалу; спеціальні пластмасові або гумові кислотостійкі чоботи; гумові кислотостійкі рукавиці; герметичні окуляри, протигази і респіратори. Необхідно мати запас води для моментального змивання кислоти і спеціальну медичну аптечку з розчином двовуглекислої соди, борної кислоти. Обпечені кислотою ділянки шкіри рясно промивають водою, нейтралізують кислоту 5 % розчином питної соди. У разі вдихання парів сірчаної кислоти потерпілого виносять на свіже повітря, дають кисень, спеціальні ліки (ефедрін, кокаїн, кодеїн, діснін тощо). Очі промивають водою і закачують вазеліновим або персиковим маслом.

Територія, на якій здійснюють ізоляційні роботи із використанням НСКС, огорожується прапорцями червоного кольору на відстані 20 м від периметра робочої зони. Викид із запобіжного пристрою на насосі агре-

гату з'єднується трубою для відведення в ємність. Сальники насосів повинні бути закриті спеціальними щитками. Фланцеві з'єднання повинні бути закриті кожухами. Через кожну годину роботи визначають вміст парів сірчаної кислоти і сірчаного ангідриду в повітрі універсальним газоаналізатором. Обладнання опресовують на півторакратний робочий тиск, а біля свердловини треба мати аварійний амбар.

Транспортується сірчана кислота в сталевих залізничних цистернах і в спеціально обладнаних кислотозазах. Стічна вода після промивання кислотозовів утилізується шляхом нагнітання в спеціальні поглинальні свердловини. Залишки кислоти із труб і агрегатів вимиваються диз-пальним, гасом, а отриману суміш використовують надалі як буферну рідину між кислотою і протискувальною рідиною. Розливу сірчану кислоту нейтралізують вапном. Вилучвану рідину під час освоєння свердловини в кількості двох об'ємів НСКС перевіряють на вміст іонів водню (рН) і в амбарі нейтралізують. Зберігають сірчану кислоту на складах, які обігріваються, у сталевих нефутерованих ємностях, а концентрація сірчаної кислоти має бути не менше 80%, так як залізо в сірчаній кислоті, концентрація якої близька до 100%, стає пасивним і взаємодія практично не відбувається.

#### ***6.10.15 Технологія ізоляції припливу води з використанням селективних ізоляційних матеріалів без піднімання свердловинного устаткування***

Дана технологія ізоляції припливу вод реалізується з використанням селективних ізоляційних матеріалів без піднімання експлуатаційного обладнання, тобто без застосування підіймальних споруд, і дає змогу скоротити тривалість та зменшити вартість водоізоляційних робіт (автор. свідоцтво №595488, СРСР, розробник інститут ТатНИПИнефть, м. Бугульма) [283].

*Ізоляційними матеріалами* в цій технології можуть бути гіпан, нафтосірчаної кислотної суміш (НСКС), кополімер метакрилової кислоти з її діетиламонієвою сіллю (МАК-ДЕА) та інші селективні ізоляційні матеріали, які легко фільтруються у водоносний колектор і не призводять до зниження проникності нафтонасиченого колектора.

РІР із використанням гіпану (або реагенту МАК-ДЕА) виконують у свердловинах, які експлуатуються як УШСН, так і УЕВН, а з використанням НСКС – тільки у свердловинах з УШСН. При цьому оптимальна концентрація гіпану (за ТУ 6-01-166-74) повинна бути 7-10 %, реагенту МАК-ДЕА (за ТУ 6-01-10-52-79) – 10-18,5 %-мас, а оптимальне об'ємне співвідношення алкілованої сірчаної кислоти (за ГОСТ 2184-77) і товарної безводної розгазованої нафти, яка необхідна для приготування НСКС, повинно становити від 1:2 до 1:2,5.

Обмеження припливу пластових і запомповуваних вод без піднімання насосного устаткування проводиться у свердловинах із обводненістю понад 70 % і дебітом по рідині не менше 5 м<sup>3</sup>/добу, коли перфоровано експлуатаційну колону тільки навпроти одного пласта з приймальністю понад 15 м<sup>3</sup>/год. за тиску, допустимого на експлуатаційну колону (якщо приймальність є меншою 15 м<sup>3</sup>/год., необхідно виконати роботи зі збільшення проникності обробленням колектора солянокислотним розчином), або коли в багатопластовому продуктивному горизонті приймальність обводненого пласта перевищує в 2-3 рази приймальність інших пластів за такого ж тиску, а сама свердловина віддалена від нагнітальних свердловин на відстань понад 800 м. При цьому обмеження припливу запомповуваних вод здійснюється за умови, що тиск у заводненому пласті, який не піддано гідророзриву, не перевищує умовного гідростатичного тиску.

Обмеження припливу підшовної води здійснюється в пластах, що не піддавалися гідророзриву, з пластовим тиском, рівним 70-100 % від умовного гідростатичного тиску, коли коефіцієнт проникності водоносної частини є більшим коефіцієнта проникності нафтоносної частини, товщина нафтоносної частини є не меншою 3 м, товщина перехідної зони не менша 1,5 м (за даними позірною опору стандартного електрокаротажу), відстань від нижніх перфораційних отворів до ВНК не більше 4 м.

Ізоляція нижніх вод у межах продуктивного пласта здійснюється тоді, коли тиск у нафтоносному пласті, не підданому гідророзриву, є більшим від тиску у водоносному пласті, але не більшим від умовного гідростатичного тиску, товщина розмежовуючого пласта між нафтоносним і водоносним пластами не більша 4 м, а коефіцієнт проникності водоносного пласта є не меншим коефіцієнта проникності нафтоносного пласта (пластів).

*Технологія* полягає в тому, що за наявності в продукції свердловини води понад 70-90% її зупиняють (свердловини, що довгий час простоювали, пускають в експлуатацію на 10-15 діб до виконання РІР з метою дренажу пласта, одержання постійного складу рідини і визначення процентного вмісту нафти і води, хімічного складу видобуваної рідини і густини води), здійснюють повну підготовку свердловини до ремонту (перевіряють технічний стан наземного експлуатаційного устаткування, герметичність гирлового сальника, запірної арматури тощо) і усувають несправності.

Потім визначають приймальність свердловини на різних режимах роботи цементувального агрегату (нагнітальну рідину із пласта відпомповують свердловинним насосом), у випадку необхідності проводять дослідження причин і шляхів надходження води у свердловину малогабаритними геофізичними приладами, які опускають у простір між НКТ і експлуатаційною колоною.

Відтак виконують основні роботи – в обводнений чи водоносний пласти нагнітають ізоляційний матеріал по кільцевому простору свердловини між НКТ і експлуатаційною колоною, тобто без піднімання експлуатаційного устаткування – НКТ, штанг, штангового (ШСН) або відцентрового (ЕВН) насосів – і залучення бригади капітального ремонту, а у фонтанних свердловинах – по НКТ.

*Технологія виконання РІР із використанням гіпану і НСКС* регламентується послідовністю нагнітання ізоляційних матеріалів і буферної рідини через кільцевий простір свердловин.

З метою створення штучної мінералізації пористого середовища майже всі технологічні схеми використання гіпану передбачають нагнітання до або після нього мінералізованої води чи розчину хлористого кальцію ( $\text{CaCl}_2$ ). Для запобігання передчасного структурування гіпану з мінералізованою водою або з розчином  $\text{CaCl}_2$  між ними як буфер нагнітається прісна вода.

Послідовність процесу нагнітання гіпану і НСКС та буферних рідин така:

у разі використання гіпану – водний розчин  $\text{CaCl}_2$  15-30% концентрації (1,5-2 м<sup>3</sup>), прісна технічна вода (0,75 м<sup>3</sup>), розрахунковий об'єм гіпану (в межах 5-6 м<sup>3</sup>), прісна вода (0,9 м<sup>3</sup>), водний розчин  $\text{CaCl}_2$  15-30% концентрації (2,5 м<sup>3</sup>);

у разі використання НСКС – нафта або дизельне паливо (0,5-0,7 м<sup>3</sup>), розрахунковий об'єм НСКС, нафта (0,5-0,7 м<sup>3</sup>).

Як протискувальну рідину після нагнітання гіпану використовують прісну воду або прісну воду і нафту, котрі запобігають забивання свердловинних насосів гіпаном після пуску свердловини в експлуатацію.

Ізоляційний матеріал нагнітають у свердловину за тиску, який не перевищує допустимого тиску на експлуатаційну колону, із умови повного протискування матеріалу в обводнений пласт, після чого свердловина залишається під кінцевим тиском нагнітання на час твердіння ізолювального матеріалу (звичайно 36-48 год.).

Ця технологічна схема нагнітання компонентів із використанням гіпану рекомендується у свердловинах із приймальністю обводненого пласта понад 20 м<sup>3</sup>/год. за тиску нагнітання до 8 МПа. Якщо приймальність є меншою 20 м<sup>3</sup>/год. за тиску понад 10 МПа, то першу порцію електроліту не нагнітають. За приймальності більше 20 м<sup>3</sup>/год. і тиску менше 10 МПа рекомендується повторне нагнітання за цією ж схемою через 2-3 доби після першої операції із зменшенням об'єму гіпану до 2-3 м<sup>3</sup>. А якщо ж приймальність перевищує 20 м<sup>3</sup>/год. за тиску до 6 МПа, а товщина обводненого пласта є більшою 10 м, то за цією ж схемою компоненти послідовно нагнітають у пласт за 2 цикли.

У свердловинах з приймальністю менше  $10 \text{ м}^3/\text{год}$  за тиску понад  $10 \text{ МПа}$  нагнітають послідовно солянокислотний розчин ( $3\text{-}4 \text{ м}^3$ ), прісну воду ( $0,6\text{-}0,8 \text{ м}^3$ ), гіпан ( $3\text{-}5 \text{ м}^3$ ), прісну воду ( $0,8\text{-}1,0 \text{ м}^3$ ) та електроліт ( $3\text{-}5 \text{ м}^3$ ).

З метою зниження як гідравлічних опорів, які виникають у процесі нагнітання ізоляційного матеріалу у свердловину, так і запомповуваного об'єму свердловинної продукції в пласт, ізоляційний матеріал нагнітають по кільцевому простору за відкритої засуви на НКТ, яку закривають, коли матеріал буде знаходитися на глибині вище свердловинного (глибинного) насоса не менше ніж на  $100 \text{ м}$ .

Для розширення області застосування даної технології розроблено *свердловинне насосне устаткування* (автор. свідоцтво №992818, СРСР) із клапаном вибійного відсікача двосторонньої дії, який дає змогу здійснювати нагнітання ізоляційних матеріалів через насос.

Технологічний процес дає змогу виключити витрати: а) на переїзд ремонтної бригади; б) на монтаж і демонтаж піднімального устаткування; в) на піднімання НКТ, штанг і насоса; г) на спуско-піднімальні операції, пов'язані з промиванням свердловини, ґ) на опускання НКТ, штанг і насоса з метою подальшої експлуатації свердловини. Технологія дає змогу в  $8\text{-}10$  разів скоротити тривалість і вартість ремонту.

#### ***6.10.16 Технологія обмеження водопривлів із використанням силікатних сумішей стосовно до глибозалеглих високотемпературних пластів***

Більшість глибозалеглих покладів нафти на Північному Кавказі перебуває на пізній стадії розробки, коли процес видобування характеризується інтенсивним обводнюванням свердловин та різким зниженням припливів нафти. Колекторам цих покладів притаманні жорсткі термобаричні умови: пластовий тиск становить  $30\text{-}95 \text{ МПа}$ , температура сягає  $190^\circ\text{C}$ . Тому за таких умов у даних покладах не можна використовувати ПАА, гіпан та інші подібні термічно нетривкі полімери і різні суміші на їх основі. Малоефективними тут є також і термотривкі кремнійорганічні сполуки через їх надзвичайно високу водочутливість, дефіцитність, велику вартість і токсичність. У зв'язку з цим інститут СевКавНИПІнефть і ВО „Грознефть” розробили і впровадили способи селективного обмеження водопривлів із глибозалеглих високотемпературних колекторів тріщинного, порового і тріщинувато-порового типів із використанням як ізоляційного матеріалу водного розчину силікату натрію  $\text{Na}_2\text{SiO}_3$  або рідкого скла (водного розчину силікатів натрію і калію) [325] (див. вище § 2.2.18).

За високого тиску і температури до  $200^\circ\text{C}$  рідке скло протягом тривалого часу зберігає свої властивості і майже не взаємодіє з породами

пласта. Особливістю розчинів силікату натрію є здатність останнього взаємодіяти з іонами полівалентних металів та іншими коагулювальними агентами і утворювати гелеподібні системи та твердий тампонувальний матеріал. Суміші на основі рідкого скла можна використовувати в колекторах будь-якої, у тому числі і низької проникності, оскільки їх запомповують у пласт у вигляді малов'язких розчинів, а утворення гелю або тампонувального каменю відбувається безпосередньо в пласті після припинення нагнітання.

Для забезпечення можливості запомповування в пласт запланованого об'єму ізоляційної суміші запропоновано перед рідким склом нагнітати буферну рідину – водний *розчин карбонату натрію*  $\text{Na}_2\text{CO}_3$  (авт. свід. №905440). Карбонат натрію, утворюючи з іонами кальцію і магнію нерозчинні сполуки, виводить їх із пластової води, в результаті чого рідке скло, яке нагнітається за ним, доходить у нескоагульованому стані на задану глибину проникнення в пласт. При витримуванні в пласті рідке скло коагулює в обводненій зоні внаслідок дифузії йонів кальцію і магнію із пластової води в нього і, як результат, закупорює провідні канали в цій зоні. У нафтонасичених зонах коагуляція рідкого скла не відбувається, оскільки відсутнє джерело йонів кальцію і магнію, а після пуску свердловини в експлуатацію рідке скло видаляється із цих нафтонасичених зон, чим досягається і селективність діяння.

При тривалому витримуванні рідкого скла за умов високої пластової температури понад  $150^\circ\text{C}$  останнє може утворювати гель під діянням іонів натрію і калію. Це є основною причиною того, що іноді разом із значним обмеженням припливу води відмічається зниження дебіту нафти. З метою усунення цього негативного явища запропоновано попередньо *обробляти рідке скло лугом* (авт. свід. №1155438), який вводиться для зниження його модуля – відношення  $\text{SiO}_2/\text{Na}_2\text{O}$  (модуль товарного рідкого скла зазвичай сягає 2,5-3,5). Зменшення модуля до 1,5-1,8 майже повністю виключає коагуляцію рідкого скла під діянням іонів одновалентних металів навіть при температурі  $180\text{-}190^\circ\text{C}$ .

Встановлено, що ступінь обмеження припливу пластової води істотно залежить від її мінералізації. Найкращі результати отримано за масового вмісту у воді йонів кальцію і магнію 0,5-1,5 г/л і більше. При меншій концентрації йонів полівалентних металів приплив води зменшується незначно і короткотривало. У цьому випадку доцільним є попереднє запомповування в пласт *розчину хлористого кальцію*  $\text{CaCl}_2$  [288]. Однак навіть за оптимального вмісту у воді йонів кальцію і магнію в деяких випадках обмеження припливу не відбувалось. Це пояснюється тим, що утворений гель кремнієїкислоти  $\text{H}_2\text{SiO}_3$  володіє малою механічною міцністю. Гель являє собою студнеподібну масу з деякою початковою



напругою зсуву і досить малою механічною міцністю на стискання (менше  $10^{-2}$  МПа). Таким чином, ефект тампонування досягається в основному внаслідок наявності в гелі початкової напруги зсуву, але в результаті його малої величини тампонувальний екран за невеликого простягання і відносно високих депресій тиску на пласт під час експлуатації свердловини може швидко руйнуватись. Встановлено, що при депресіях тиску на пласт понад 5 МПа ефективність оброблень знижується через витіснення гелю із пласта.

Значне підвищення механічної міцності досягається при використанні спеціального коагулювального агента ВРК, що утворює в лужному середовищі компоненти, які сприяють отриманню із рідкого скла кам'яноподібної маси з високою механічною міцністю.

На рис. 6.37 і 6.38 подано залежності міцності  $\sigma$  твердого гелю від температури  $t$ , часу витримування  $\tau$  за тиску 30 МПа. Як видно з рисунків, такі тампонажні суміші володіють міцністю в десятки разів більшою, ніж при використанні як коагулювального агента хлористого кальцію. З пониженням температури  $t$  спостерігається різке сповільнення процесу гелеутворення, що необхідно враховувати при проектуванні оброблень.

Так, за пластової температури  $100^{\circ}\text{C}$  і нижче із урахуванням того, що час запомповування тампонажної суміші не перевищує зазвичай 30-60 хв., рідке скло і ВРК можна запомповувати разом.

За високої температури ( $100-150^{\circ}\text{C}$ ) перед запомповуванням тампонажної суміші доцільно охолоджувати привибійну зону, наприклад, за допомогою попереднього нагнітання холодної води у свердловину. Це дає змогу легко запомпувати в пласт необхідний об'єм тампонажної суміші в

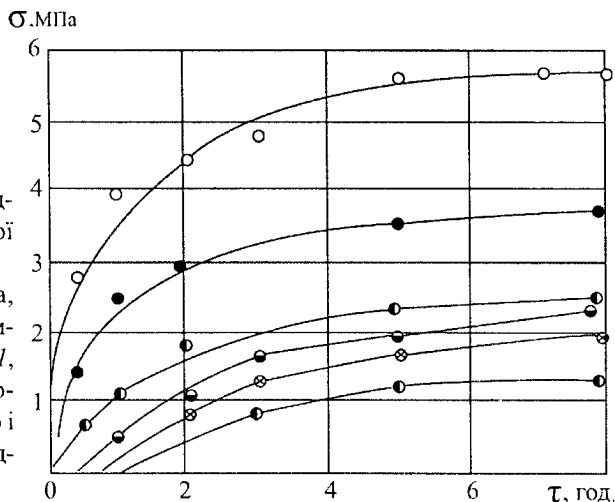


Рис. 6.37 – Залежність міцності гелю у силікатній суміші від часу  $\tau$ :  
 1, 2, 3 – температура, рівна  $150^{\circ}\text{C}$ ; 4, 5, 6 – температура, рівна  $100^{\circ}\text{C}$ ; 1, 4; 2, 5; 3, 6 – співвідношення силікату натрію і ВРК становить відповідно 2; 3,6 і 1,7

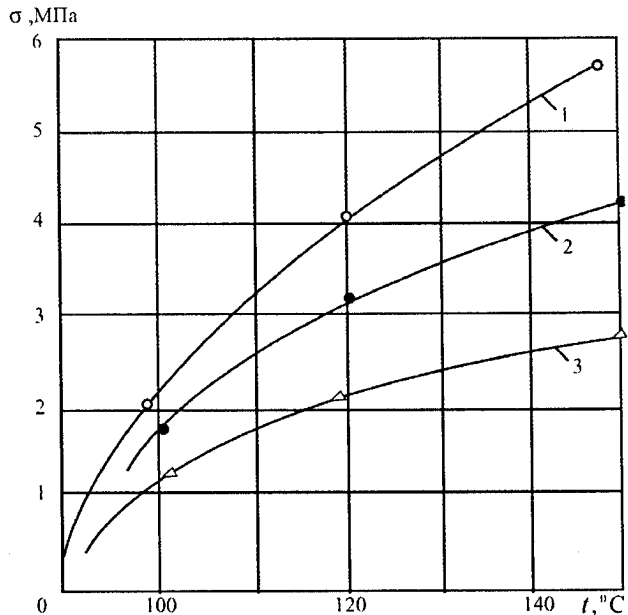


Рис. 6.38 – Залежність міцності гелю  $\sigma$  силікатної суміші від температури  $t$ :  
 1, 2, 3 – співвідношення силікату натрію і ВРК становить відповідно 2; 3,6 і 1,7

рідинному стані. Остання після закриття свердловини і наступного відновлення початкової пластової температури перетворюється в камінь, який міцно закупорює обводнені зони на заданій відстані від свердловини.

При температурі 150°C і вище доцільніше запоповувати ВРК і рідке скло порціями, відокремленими одна від одної буферною рідиною.

Селективність способу забезпечується тим, що в нафтонасичених зонах за наявності пластової нафти утворення міцної кам'яноподібної маси не відбувається. Висока механічна міцність гелю забезпечує збереження ізолювального екрана в обводнених зонах навіть за дуже великої депресії тиску на пласт (до 20-25 МПа) під час експлуатації свердловин. За промисловими даними час витримування рідкого скла і ВРК у пласті повинно бути не менше 48-72 год.

Селективність способу дає змогу виконувати роботи без попереднього встановлення інтервалів надходження води і відокремлення нафтонасиченої і обводненої частин пласта у стовбурі свердловини. Технологія оброблення є простою і полягає в приготуванні буферної рідини, запоповуванні її в пласт, нагнітання рідкого скла. Після оброблення пласта через 48-72 год. плавно пускають свердловину в експлуатацію з поступовим переходом на оптимальний технологічний режим.

Дана технологія включає декілька схем, основаних на використанні великої кількості реагентів і матеріалів, які є недефіцитними і мають низьку вартість. Умови переважного використання окремих схем істотно

перекриваються, що забезпечує отримання технологічного ефекту в широкому діапазоні зміни пластових температур (до 180-200 °С) і тисків, проникності продуктивних пластів, депресії тиску на вибої свердловин, складу і властивостей пластових флюїдів та ін.

Важливо підкреслити, що в основному ефект від застосування способів отримано в тих свердловинах, які через високий вміст води в продукції або простоювали тривалий час, або перебували в періодичній експлуатації. Важливою перевагою технології є те, що проведення оброблень не потребує глушіння свердловин, піднімання підземного обладнання, проведення дорогих попередніх досліджень, застосування різних вибійних пристроїв та пристосовувань, а також здійснення спеціальних заходів щодо захисту довкілля від забруднення.

Розроблені способи знайшли застосування при обробленнях глибоких свердловин. Протягом 1987-1990 р.р. виконано близько 30 свердловино-операцій на різних родовищах ВО „Грознефть”. Деякі дані по цих обробленнях подано в таблиці 6.32. За вказаний період у результаті застосування даної технології додатково отримано біля 125 тис. т нафти. Приріст прибутку ВО „Грознефть” склав 16,7:1 відносно витрат, пов’язаних із розробленням та впровадженням технології. Кількість додатково видобутої нафти в розрахунку на одну свердловино-операцію становила 5,95 тис. т.

#### ***6.10.17 Технологія селективного блокування припливу високомінералізованих і немінералізованих вод у газоконденсатних свердловинах***

Експлуатація газоконденсатних свердловин, які обводнені пластовими водами, супроводжується зменшенням дебітів газу, що пов’язано зі зниженням фазової проникності пористого середовища, зростанням втрат тиску в привибійній зоні пласта і у стовбурі свердловини. При зменшенні дебіту газу нижче мінімально необхідної (для винесення рідини на поверхню) значини відбувається накопичення води на вибої свердловини з можливим припиненням фонтанування через „само глушіння” свердловини (див. том 3).

Дана технологія селективної водоізоляції призначена для застосування в газоконденсатних і газових свердловинах, які обводнені високомінералізованими та низькомінералізованими пластовими водами (СОУ 11.2-30019775 – 033:2004. Селективне блокування припливу високомінералізованих та немінералізованих вод, 2004).

*Суть технології* полягає в запомповуванні в пласт водоізоляційної (блокувальної) суміші, яка селективно взаємодіє з пластовою водою в каналах її припливу до вибою, утворюючи непроникний для води бар’єр, а шляхи припливу вуглеводнів залишаються відкритими.

Таблиця 6.32 – Характеристика водоізоляційних робіт із використанням силікатних сумішей

Родовище	Номер свердловини	Інтервал перфорації, м	Пластова температура, °С	Тампонавний матеріал*	Дебіт нафти, т/доб.			Обводненість, %		Тривалість ефекту, доб.	Доля догнаний видобуток нафти, т
					до оброблення	після оброблення	до оброблення	після оброблення			
Ельдарово	100	3618-3590	160	ВРХК ВРКН РС	13	36	51,4	1,2	674	20371	
	100 (повторне оброблення)			ВРКН РС	0	31	100,0	6,0	358	3497	
	100 (третє оброблення)			ВРК РС	9	23	66,0	16,0	182	2400	
	65	3650-3814		ВРК РС	0	24	100,0	33,0	701	18822	
	99	4187-4252	170	ВРК РС	5	18	53,0	0,0	74	1010	
Північно-Браугунське	10	5060-5070 5140-5170	175	ВРКН РС	5	76	79,0	0,0	791	50496	
	28	5243-5346	170	ВРК РС	3	34	80,0	2,8	159	5478	
Північно-Мінеральне	28 (повторне оброблення)			ВРК РС	0	15	55,0	0,0	39	743	
	2	5430-5382	175	ВРК РС	52	90	45,0	4,5	600	15057	
Правобережне	167	4715-4800	165	ВРКН РС	17	24	79,0	71,8	8	48	
	167 (повторне оброблення)			ВРК РС	9	20	87,6	73,4	169	489	
Західний Гудермес	190	4750-4770	165	ВРК РС	7	77	88,7	0,0	212	4173	
	190 (повторне оброблення)			ВРК РС	7	13	78	66	100	450	
	697	3861-3980	160	ВРК РС	6	27	100	95	64	1087	
Октябрське	219	4539-4524	165	ВРК РС	5	22	85,2	63,1	150	751	

Примітка\*. ВРХК – водний розчин хлориду кальцію; ВРКН – водний розчин карбонату натрію; РС – рідке скло

### Технічні засоби і матеріали

При проведенні технологічного процесу застосовуються *технічні засоби*, що відповідають умовам ГОСТ 15150, ГОСТ 16350, а саме: а) газовий блок ГВ-23-а. 000 (за ОТУ 26-02-135); б) компресорне устаткування 6ВШ 1,6-2,4/230 (за ТУ 26-12-770); в) насосні агрегати АСФ-700, АСФ-1050, ЦА-320; 4АН-700; 3ЦА-400; г) ємності для робочих розчинів і води, пересувні або стаціонарні, АЦА-10-53213 (за ТУ 10-05 591), 10-ПЦ 1942 (за ТУ 10-16.0014009), ППЦ – 20,5 – 258/24 (за ТУ 39 України 00136700-017); г) автоцистерни (за ТУ 46.62 України, ТУ У 38.00136700-039, ТУ У 38.00136700-040); д) автоцистерна нафтопромислова АЦК-5,5 (за ТУ 39-1487); е) кислотозови „Азинмаш-30А” (за ТУ 26-ЕДВ-16-52); є) колтюбінгове устаткування (КУ); ж) пожежна техніка (за ГОСТ 12.4.009).

Обв'язування пересувних насосних агрегатів із фонтанною арматурою і між собою здійснюють сталевими трубами з муфтами швидкого з'єднання. Нагнітальну лінію для подавання робочих розчинів у свердловину обладнують запобіжним зворотним клапаном, який встановлюється на гирлі свердловини.

Колтюбінгове устаткування (КУ) є великогабаритною самохідною машиною закордонного виробництва, на шасі якої змонтовано барабан із гнучкою суцільною трубою довжиною 4500 м або 5400 м, механізми подавання її у свердловину та обладнання для безпечного виконання ремонтних робіт на свердловині під тиском (див. § 6.2). Із застосуванням такого потужного устаткування можна виконувати промивання, очищення НКТ і вибою свердловини, кислотні оброблення та інш. Висока технологічна оснащеність КУ в комплекті з азотним устаткуванням та іншою спецтехнікою, уможливило швидко і ефективно виконувати такі роботи з меншими витратами часу порівняно з існуючими традиційними технологіями. Використання КУ у випадку наявності аномально низьких пластових тисків потребує попередніх розрахунків створеної репресії тиску на пласт. КУ під'єднують через превентори до буферної засуви фонтанної арматури і пропускають один кінець гнучкої труби із спеціальною насадкою у свердловину до місця зони кольматації і здійснюють заповнення реагентів, промивання та циркуляцію технологічних матеріалів.

При проведенні технологічного процесу необхідно використовувати матеріали і рідини, які відповідають стандартам на їх виробництво. При обробленні пласта необхідно забезпечити вхідний контроль за реагентами, які використовуються в технологічному процесі.

Основними *робочими рідинами і хімічними*, які використовуються для водоізоляції за даною технологією, є:

1) мінеральні та органічні кислоти – соляна кислота НСІ (за ТУ 6-01-717); оцтова кислота  $\text{CH}_3\text{COOH}$  (за ТУ У 6.09.07-1817); лимонна кислота  $(\text{HOOCCH}_2)_2\text{C}(\text{OH})\text{COOH}$  (за ГОСТ 3652);

2) поверхнево-активні речовини (ПАР) – „Сольпен-10Т” (за ТУ У 24.623913269-001); сульфанол (за ТУ 6-01-1001); савенол (за ТУ 6-00205601.092); ОП-7 та ОП-10 (за ГОСТ 8433);

3) солі – бікарбонат (гідрокарбонат)  $\text{NH}_4\text{HCO}_3$  та карбонат амонію  $(\text{NH}_4)_2\text{CO}_3$  (за ГОСТ 9325); бікарбонат (гідрокарбонат) натрію  $\text{NaHCO}_3$  (за ГОСТ 2156); хлористий магній  $\text{MgCl}_2$  (бішофіт) (за ТУ У 22524264.001); сульфат натрію  $\text{Na}_2\text{SO}_4$  (за ГОСТ 5644); вуглекислий натрій (сода кальцинована)  $\text{Na}_2\text{CO}_3$  (за ТУ У 14324019.014 або ТУ У 22966370.001); хлористий калій  $\text{KCl}$  (за ГОСТ 4568);

4) силікати – ЕТС-40, ЕТС-32 (за ГОСТ 26371); АКОР БН-102 (за ТУ 2458-001-01172772); рідке скло  $\text{Na}_2\text{SiO}_3$  (за ГОСТ 13078);

5) структуроутворювальні домішки – натрієві мила (за ТУ 10.18 УРСР 201); сахари (за ГОСТ 21); патока (за ГОСТ 5194);

6) спирти – метиловий спирт  $\text{CH}_3\text{OH}$  (за ДСТУ 3057 (ГОСТ 2222)); ізопропіловий спирт  $(\text{CH}_3)_2\text{CHOH}$  (за ГОСТ 9805); ізоаміловий спирт  $(\text{CH}_3)_2\text{CHCH}_2\text{CH}_2\text{OH}$  (за ГОСТ 5830); ізобутиловий спирт  $(\text{CH}_3)_2\text{CHCH}_2\text{OH}$  (за ГОСТ 9536) та їх суміші;

7) вуглеводневі рідини (як буфери при запомповуванні багатоконпонентних сумішей) – газовий конденсат (за ТУ У 320.00158764.032 або за ТУ У 11.1-00135390-160);

8) технічна вода (за ТУ У 24.1 – 31473961 – 001).

### Рецептури робочих розчинів

*Приготування робочих розчинів* виконують біля свердловини із застосуванням насосного агрегату, паропересувного устаткування (ППУ) (за необхідності), ємностей для приготування розчинів.

Розчин із сухих реагентів готують шляхом розчинення порошкового реагенту в прісній воді. Для кращого розчинення порошкового реагенту необхідно проводити перемішування, або циркуляцію розчину насосним агрегатом.

Залежно від мети робіт, мінералізації і типу пластових вод виконують приготування *робочих розчинів з такими рецептурами*:

а) для очищення НКТ та вибою свердловини готують розчин із наступною рецептурою: (3-5)% концентрованого розчину соляної кислоти; (1-5)% концентрованого розчину оцтової кислоти; (1-3)% аніонної ПАР (наприклад, сульфанола, савенолу або ОП-7 чи ОП-10); (0,5-1)% інгібітору КІ-1М; технічна вода до необхідного об'єму;

б) для селективного блокування високомінералізованих пластових вод конусного типу готують із наступними співвідношеннями компонентів:

1) основний блокувальний розчин: (15-18)% об'ємн. бікарбонату та карбонату амонію або (10-12)% об'ємн. бікарбонату натрію; (0,5-1)% об'ємн. структуроутворювача (наприклад, натрієвих мил); технічна вода до необхідного об'єму;

2) мінеральний буфер: (2-3)% об'ємн. хлориду калію; (1-3)% об'ємн. аніонної ПАР (наприклад, сульфанола або савенола чи ОП-7 та ОП-10); технічна вода до необхідного об'єму;

3) вуглеводневі рідини як буфери – газовий конденсат;

4) спиртовмісні рідини як буфери – метиловий, ізопропіловий, ізоаміловий або ізобутиловий спирти та їх суміші;

в) для селективного блокування високомінералізованих пластових вод підшовного типу готують із наступними співвідношеннями компонентів:

1) основний блокувальний розчин за одним із чотирьох варіантів:

I варіант: (15-18)% об'ємн. бікарбонату та карбонату амонію або (10-12)% об'ємн. бікарбонату натрію; (0,5-1)% об'ємн. структуроутворювача (наприклад, натрієвих мил); технічна вода до необхідного об'єму;

II варіант: (40-60)% об'ємн. етилсилікатних реагентів ЕТС-40, ЕТС-32; (60-40)% об'ємн. вуглеводневого розчинника (наприклад, газового конденсату);

III варіант: (30-80)% об'ємн. реагенту АКОР БН-102; технічна вода до необхідного об'єму;

IV варіант: 18% об'ємн. натрієвого рідкого скла; (1-2)% об'ємн. концентрованого розчину соляної кислоти; технічна вода до необхідного об'єму;

2) ізолювальний (цементний) розчин: 25% мас. реагенту АКОР Б-100; 75% мас. технічної води.

г) для селективного блокування низькомінералізованих пластових вод конусного типу готують робочі розчини з наступним співвідношенням компонентів за одним із двох варіантів:

I варіант: (25-26)% об'ємн. хлористого магнію (бішофіту); (0,6-0,7)% об'ємн. лимонної кислоти; (0,6-0,7)% об'ємн. бікарбонату амонію; технічна вода до необхідного об'єму;

II варіант: (22-25)% об'ємн. сульфату натрію; (30-32)% об'ємн. кальцинованої соди; технічна вода до необхідного об'єму;

д) для селективного блокування низькомінералізованих пластових вод підшовного типу готують із наступним співвідношенням компонентів:

1) основний блокувальний розчин за одним із двох варіантів:

I варіант: (40-60)% об'ємн. етилсилікатних реагентів ЕТС-40, ЕТС-32 з (1-2)% об'ємн. соляної кислоти; (60-40)% об'ємн. вуглеводневого розчинника (наприклад, газового конденсату);

II варіант: (30-80)% об'ємн. реагенту АКОР БН-102; (5-7)% об'ємн. хлористого магнію (бішофіту); технічна вода до необхідного об'єму;

2) ізолювальний (цементний) розчин: 30% об'ємн. реагенту АКОР-Б300; 70% об'ємн. технічна вода.

### Технологія робіт

*Технологією* передбачаються такі роботи: а) попередні роботи; б) підготовчі роботи; в) проведення технологічного процесу; г) завершальні роботи.

*Попередні роботи* включають збирання й аналіз інформації про свердловину; комплекс газогідродинамічних досліджень свердловини; складання та затвердження плану робіт на проведення технологічного процесу на свердловині.

Інформація про свердловину повинна охоплювати: назву експлуатаційного об'єкта, причину та тип обводнювання свердловини; тип колектора; глибину штучного вибою; діаметр (діаметри) експлуатаційної колони; тиск опресування експлуатаційної колони; інтервал перфорації чи фільтра; діаметр і глибину опускання у свердловину НКТ; наявність підземного обладнання, його тип, склад, глибину розміщення; пластовий тиск (початковий і поточний); поточний статичний тиск на гирлі зупиненої свердловини; пластову температуру; поточні параметри роботи свердловини (дебіти газу, конденсату і води, ГКФ і ГВФ, робочі тиски на буфері і в затрубному просторі); аналізи газу, конденсату та пластової води (перебіг зміни фізико-хімічних характеристик протягом часу експлуатації); результати термодобітометрії інтервалу припливу пластової води.

Для кожної свердловини, на якій планують виконання робіт з ізоляції припливу води за заданою технологією, потрібно мати такі дані: а) контрольні виміри на робочому режимі дебітів газу, конденсату і води, тисків на трубному та затрубному просторах і на вибої; б) значини статичного і пластового тисків; в) виміри розподілу тиску по стовбуру свердловини від гирла до вибою; г) дані газогідродинамічних досліджень на 4-5 усталених режимах фільтрації (для оцінки продуктивності свердловини і значин коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони); г) дані досліджень на нестационарних режимах фільтрації (для визначення коефіцієнта проникності пласта і ступеня забрудненості привибійної зони); д) хімічні аналізи пластової води, відібраної на гирлі та на вибої; е) результати термометрії зони припливу пластових вод.

Комплекс газогідродинамічних досліджень свердловини передбачає вимірювання статичного і пластового тисків, епюри розподілу тиску від гирла до вибою; проведення газогідродинамічних досліджень на 4-5 усталених режимах із вимірюваннями на кожному режимі дебітів газу, кон-



денсату і води, тисків на буфері, в затрубному просторі і на вибої; визначення тиску та витрати поглинання газу і рідини пластом.

План робіт для проведення технологічного процесу на свердловині включає: назву родовища та номер свердловини; інформацію про свердловину і дані гідрогазодинамічних досліджень; перелік та кількість необхідних технічних засобів і матеріалів; перелік робіт із підготовки свердловини для проведення технологічного процесу та їх послідовність; перелік робіт із проведення технологічного процесу та їх послідовність; інструктаж із безпеки праці, який проводить керівник робіт; перелік завершальних робіт та їх послідовність. План робіт для проведення технологічного процесу і схему розміщення спецтехніки на кожній свердловині необхідно погодити з відповідними службами і затвердити головним інженером управління.

*Підготовчі роботи* включають: а) підготовку території для розміщення технічних засобів та обладнання; б) підготовку фонтанної арматури для подавання газу із УКПГ в трубний і затрубний простори, подавання робочих розчинів по НКТ на вибій і продування свердловини на факел (свічку); в) розміщення технічних засобів та обладнання, обв'язку їх між собою та із фонтанною арматурою; г) обладнання гирла свердловини контрольно-вимірювальними приладами (манометрами) згідно із ГОСТ 2405, ГОСТ 13807; г) опресування з'єднувальних маніфольдних ліній і обв'язки гирла свердловини на тиск, більший від максимального очікуваного в півтора рази; д) доставку матеріалів та обладнання до свердловини; е) приготування робочих розчинів хімреагентів; є) коригування плану робіт, виходячи з інформації, отриманої в процесі виконання підготовчих робіт.

До оброблення привибійної зони вибій і шлейф газоконденсатної свердловини повинні бути очищені від рідини і механічних домішок (частинок породи, продуктів корозії та ерозії металу труб) або шляхом продування свердловини по шлейфу на устаткування комплексної підготовки газу (УКПГ) з відділенням твердих продуктів і рідини в сепараторі, або шляхом продування свердловини на факел. У разі великої довжини викидної лінії сепаратор встановлюють біля свердловини і під'єднують його трубопроводом до бокового відводу фонтанної арматури, газ із сепаратора подають на факел, а рідину і механічні домішки – у спеціальну ємність, під'єдану до сепаратора. Продування шлейфу здійснюють газом високого тиску із УКПГ на факел.

Свердловина повинна мати герметичні обсадну колону (за ГОСТ 632), НКТ (за ГОСТ 633) і фонтанну арматуру (за ГОСТ 13846). Майданчик біля гирла свердловини і під'їзні шляхи для завезення та розміщення необхідної техніки, устаткування і робочих рідин повинні бути зручними та обладнаними належним чином.

Територія біля гирла свердловини повинна бути достатньою для розміщення необхідних технічних засобів та обладнання згідно з інструкціями з безпеки в нафтогазовидобувній промисловості, затвердженими Держнаглядом України. Розміщення біля свердловини насосних агрегатів та інших механізмів слід здійснювати згідно із ДНАОП 1.1.21-1.20.

Необхідно забезпечити зручний і безпечний доступ до насосних агрегатів, механізмів і манометрів. Усі рухомі частини механізмів повинні мати загороди, які надійно закрили б доступ до них з усіх сторін.

За 2-3 доби перед виконанням робіт на свердловині припиняють подавання інгібітору корозії в затрубний простір.

Свердловину зупиняють для відновлення статичного тиску з побудовою кривої відновлення тиску (КВТ) чи без побудови, якщо КВТ знімалась незадовго перед цим при дослідженні свердловини. За тисками в трубному і затрубному просторах та з урахуванням розміщення башмака НКТ відносно працюючого інтервалу, визначають можливу кількість рідини на вибої і в НКТ та рівень або наявність інгібітору в затрубному просторі.

На буфері фонтанної арматури встановлюють лубрикатор ЛГП-700 (за ТУ У 41-5804046-127) та застосовують рівневимірювальні пристрої промислово-геофізичних лабораторій або ехолот „Мікон-101” (за ГОСТ 22 782.0) залежно від величини робочого тиску для відбивання рівня рідини у свердловині як перед виконанням робіт із оброблення ПЗП, так і в процесі запомповування і протискування реагенту в пласт. Метод вимірювання глибини рівня рідини у свердловині вибирають для кожної свердловини окремо, виходячи з її технологічних характеристик.

Якщо свердловина обладнана пакером, то попередньо відкривають циркуляційний клапан для з'єднання трубного і затрубного просторів унизу ліфтової колони НКТ з метою встановлення рівня запомповуваного реагенту в трубному і затрубному просторах на одній глибині і створення можливості освоєння свердловини після витримування і реагування реагенту в пласті. За відсутності циркуляційного клапана слід застосовувати колтюбінгове устаткування для виконання технологічних операцій.

*Здійснення технологічного процесу залежно від мінералізації і типу вод полягає в наступному.*

1. *Технологію ізоляції високомінералізованих пластових вод конусного типу проводять за такою схемою.*

Виконують попереднє оброблення свердловини для очищення стінок НКТ та експлуатаційної колони від небажаних відкладів (АСПВ, продуктів корозії) шляхом кислотного оброблення за рецептурою а).

Роботи слід виконувати наступним чином:

а) під'єднати до затискувального вузла насосний агрегат, як описано вище, та опресувати зібрану схему водою під тиском, що перевищує максимально очікуваний в 1,5 рази;

б) запомпувати в трубний простір приготовлений кислотний розчин, з'єднати трубний і затрубний простори; протиснути розчин на вибій, де витримати його протягом 20-30 хв.;

в) очистити свердловину від продуктів реакції по трубному простору продуванням;

г) для підвищення ефективності процесу ізоляції відтіснити пластову воду із свердловини і продуктивної частини пласта в обводнену частину пласта або газом високого тиску (чи зупинити свердловину до набору статичного тиску і витримати 12-18 годин), або мінералізованою чи вуглеводневою буферною рідиною за рецептурою б). Об'єм буферу звичайно становить 2-3 м<sup>3</sup>. Цим виключається передчасне контактування реагенту з пластовою водою у стовбурі свердловини та в продуктивній частині пласта.

Перевірку цього процесу слід провести глибинним вимірюванням рівня води до вибою свердловини включно.

2. *Технологію ізоляції високомінералізованих пластових вод конусного типу* виконують із такою послідовністю робіт:

а) рецептуру розчину визначають за попереднім дослідженням складу пластової води,

б) готують хімічну композицію основного блокувального розчину в бункері агрегату або спеціальній ємності за рецептурою б). Об'єм блокувального розчину вибирають за таблицею 6.33, яка враховує коефіцієнти пористості колекторів, що забезпечує можливість, при використанні вказаних об'ємів, отримати близькі для різних пластів радіуси блокування;

в) після відтіснення конуса обводнення підготовлений робочий розчин запомповують агрегатом по НКТ;

г) після запомповування розрахункового об'єму розчину в НКТ запомповують протискувальну рідину в об'ємі, рівному об'ємові НКТ. Як протискувальну рідину використовують вуглеводневий конденсат або воду з домішкою ПАР типу ОП-7 чи ОП-10, сульфанол чи ін.;

г) залишають свердловину під максимально допустимим тиском для проходження реакції блокування до відновлення статичного тиску на 10 діб;

д) проводять освоєння свердловини. У залежності від того, як пласт віддає рідину і скільки її можна видути із свердловини за один захід, може виникнути необхідність кількарізних продувань для повного очищення свердловини. Після повного очищення свердловини з продуванням на факельний амбар переводять її у роботу на УКПГ.

Таблиця 6.33 – Об'єми  $V_{б.р.}$  блокувального розчину, які рекомендовано витратити на 1 м товщини пласта

Колектори	$V_{б.р.}, \text{м}^3$
Малопроникні тонкопористі	4-6
Високопроникні	15-18
Тріщинні	16-20

3. Технологія ізоляції високомінералізованих вод підшовного типу залежить від необхідності повного відсічення обводненого інтервалу продуктивного пласта чи водоносного горизонту.

Якщо приплив підшовної води не призводить до вимушених зупинок свердловини, то роботи з блокування підшовної високомінералізованої води проводять як і в попередньому випадку за п. 2.

Якщо ж свердловина не може стабільно працювати через значний приплив води, то блокування проводять у два етапи. Спочатку виконують роботи з утворення блокувального бар'єра хімічними реагентами, а потім встановлюють цементний міст для відключення обводненого інтервалу. Роботи виконують за наступною схемою:

а) роботи з утворення блокувального бар'єра хімічними реагентами:

1) гирло свердловини обладнують гирловою засувою і викидною лінією з ємністю;

2) глушать свердловину рідинами, які не погіршують колекторські властивості пластів, наприклад, розчином хлориду калію з вмістом катіонної ПАР об'ємною концентрацією до 1%;

3) демонтують фонтанну арматуру і встановлюють АОРС-60 (за ТУ У 41.00032626.02-301) та обв'язують для капітального ремонту свердловини (КРС);

4) допускають НКТ до інтервалу обводненого пласта;

5) запомповують визначений об'єм спиртового буфера за рецептурою б, наприклад, метанол в об'ємі 3-5 м<sup>3</sup>;

б) запомповують визначений об'єм основної блокувальної суміші за рецептурою в, за одним із варіантів I, II, III, IV (варіант рецептури визначається за попередніми лабораторними дослідженнями);

б) роботи з відсічення обводненого горизонту цементним мостом:

1) встановлюють цементний міст шляхом запомповування визначеного об'єму цементного розчину та протискувальної рідини;

2) піднімають НКТ на 100 м вище; зворотнім промиванням промивають свердловину водою або промивною рідиною, щоб вимити рештки цементного розчину;

3) витримують свердловину в спокої 48 год. для формування цементного каменю;

4) після ОТЦ свердловину промивають і допускають НКТ до цементного моста, розвантажують НКТ до 100 кН для визначення міцності цементного каменю; за наявності цементного моста вище межі „газ-вода” проводять розбурювання цементного моста до необхідної глибини;

5) за необхідності проводять перфорацію продуктивного горизонту;

в) роботи з освоєння свердловини після блокування припливу пластових вод:

1) подають у свердловину газ високого тиску, а коли тиску газу недостатньо, то використовують метод пачкування (почергово порція газу і порція рідини). Для прискорення освоєння використовують пінні системи (наприклад, двофазну піну на основі водного розчину ПАР з масовою концентрацією від 0,2% до 0,5%);

2) після оброблення свердловину відпрацьовують на УКПГ протягом 2-3 діб і проводять, у разі необхідності, газогідродинамічні дослідження для визначення ефективності виконаних робіт.

4. *Технологія ізоляції низькомінералізованих вод конусного типу* є аналогічною роботам із блокування високомінералізованих вод. Відмінність полягає у виборі рецептури блокувальної суміші, щоб забезпечити наявність компонентів, які з хімічними сполуками дають нерозчинний осад, котрий у свою чергу формує непроникний екран для потоку пластової води. Такі роботи найчастіше виконують у неглибоких свердловинах, де природні води є низькомінералізованими.

Роботи виконують наступним чином:

а) за 2-3 доби перед виконанням робіт у свердловині припиняють подавання інгібітору в затрубний простір;

б) рецептуру розчину визначають за попереднім дослідженням пластової води та шляхом моделювання процесів блокування на спеціальних устаткуваннях;

в) готують хімічну композицію в бункері агрегату або спеціальній ємності за рецептурами 2) – I чи II варіанти (об’єм блокувального розчину вибирають за таблицею 6.33);

г) після відтіснення конуса обводнення газом високого тиску чи буфером приготований блокувальний розчин запомповують агрегатом по НКТ;

г) після запомповування розрахункового об’єму розчину в НКТ запомповують протискувальну рідину в об’ємі, рівному об’ємові НКТ (як протискувальну рідину використовують вуглеводневий конденсат або воду з домішкою ПАР типу ОП-7 або ОП-10, сульфанолау чи ін.);

д) залишають свердловину під максимально допустимим тиском для проходження реакції блокування до відновлення статичного тиску на 10 діб;

е) проводять освоєння свердловини. У залежності від того, як пласт віддає рідину і скільки її можна видути на поверхню за один захід, може виникнути необхідність кількаразових продувань для повного очищення свердловини. Після повного очищення свердловини продуванням на факельний амбар переводять її у роботу на УКПГ.

5. *Технологія ізоляції немінералізованих вод підшовного типу*, як і високомінералізованих вод, залежить від необхідності повного відсічення обводненого інтервалу продуктивного пласта чи водоносного горизонту.

Якщо приплив підшовної води не призводить до вимушених зупинок свердловини, то роботи з блокування підшовної води виконують за схемою п. 4.

Якщо свердловина не може стабільно працювати через значний приплив води, то блокування проводять у два етапи. Спочатку виконують роботи з утворення блокувального бар'єра хімічними реагентами, а потім встановлюють цементний міст для відключення обводненого інтервалу.

За наступними схемами виконують:

а) *роботи з утворення блокувального бар'єра хімічними реагентами:*

1) гирло свердловини обладнують гирловою засувою і викидною лінією з ємністю;

2) глушать свердловину рідинами, які не погіршують колекторські властивості пластів, наприклад, розчином хлориду калію з вмістом катіонної ПАР об'ємною концентрацією до 1%;

3) демонтують фонтанну арматуру, встановлюють АОРС-60 і обв'язують для КРС;

4) допускають НКТ до інтервалу обводненого пласта;

5) запомповують визначений об'єм спиртового буфера за рецептурою б, наприклад, метанолу в об'ємі 3-5 м<sup>3</sup>;

6) запомповують визначений об'єм блокувальної суміші за рецептурою д – варіанти I або II (варіант рецептури визначають за попередніми лабораторними дослідженнями);

б) *роботи з відсічення обводненого горизонту цементним мостом:*

1) встановлюють цементний міст під тиском шляхом запомповування визначеного об'єму цементного розчину та протискувальної рідини;

2) зривають пакер, піднімають НКТ на 100 м вище; зворотнім промиванням промивають свердловину водою або промивною рідиною, щоб вимити рештки цементного розчину; закривають свердловину і в трубному просторі піднімають тиск, щоб цементний розчин проник у водоносну частину пласта разом із пластовою водою і блокувальним розчином;

3) витримують свердловину в спокої 48 годин для формування цементного каменю;

4) після ОТЦ свердловину промивають і допускають НКТ до цементного моста, розвантажують НКТ до 100 кН для визначення міцності цементного каменю; за наявності цементного моста вище межі „газ-вода” проводять розбурювання цементного моста до необхідної глибини;

5) за необхідності проводять перфорацію продуктивного горизонту;

в) роботи з освоєння свердловини після блокування припливу пластових вод виконують аналогічно п. 3 в).

*Завершальні роботи охоплюють наступне.*

1. Проводять демонтаж з'єднувальних маніфольдів, спецтехніки і допоміжного наземного обладнання.

2. Після освоєння свердловини відновлюють подавання в затрубний простір інгібітору корозії, якщо він раніше використовувався. Після цього визначають продуктивну характеристику свердловини. Вимірюють дебіт газу і води та визначають ГКФ, ГВФ. Знімають КВТ, фіксують тиски і температуру на гирлі свердловини і на УКПГ.

3. Відбирають проби рідини на гирлі свердловини та проводять її хіманаліз.

4. Результати роботи оформляють актом.

### Вимоги з безпеки робіт і охорони довкілля

При виконанні водоізоляції в газоконденсатних свердловинах за даною технологією необхідно керуватись ГОСТ 12.1.007, ГОСТ 12.1. 010, ГОСТ 12.4.009 та ДНАОП 1.1.21-1.20 та чинними інструкціями з безпеки в нафтогазовидобувній промисловості (див. також гл. 9).

Персонал, який працює з активними речовинами (кислоти, вуглеводневі розчинники, ПАР тощо), повинен бути забезпечений спецодягом і охоронними засобами згідно із ГОСТ 12.4.010, НАОП 1.3.10-2.02.

Роботи з оброблення привибійних зон у свердловинах виконують згідно із ДНАОП 1.1.21-1.20, НАПБ 01.035 та НАПБ В. 01.027-85/112.

Роботи на свердловині потрібно виконувати тільки в денний час. При цьому повинен бути план робіт, затверджений головним інженером управління. Керівництво роботами повинен здійснювати інженерно-технічний працівник. Зміни в плані виконання робіт повинні бути узгоджені у встановленому порядку.

До виконання робіт з ізоляції припливу пластових вод допускають осіб, які пройшли відповідне навчання і перевірку знань. Вони повинні знати:

а) порядок проведення технологічного процесу;

б) засоби для усунення можливих несправностей і правила безпеки при виконанні робіт;

в) шкідливу дію хімреагентів на організм людини і надання першої допомоги потерпілим.

Перед початком робіт відповідальний за їх виконання повинен:

а) ознайомити всіх членів бригади, операторів і машиністів спецтехніки з планом робіт і провести інструктаж щодо безпечного виконання робіт із урахуванням особливостей даної технології, про що слід зробити відповідний запис у журналі реєстрації інструктажів на робочому місці під розпис інструктованих;

б) перевірити справність і комплектність спецобладнання та допоміжного інструменту;

в) перевірити стан робочих місць, розташування спецтехніки, допоміжного наземного обладнання;

г) провести опресування з'єднувальних маніфольдних ліній і фонтанної арматури на півторакратний робочий тиск.

Обв'язку гирла свердловини слід здійснювати згідно із затвердженою схемою з урахуванням вимог правил безпеки робіт у нафтовій і газовій промисловості. Для обв'язування гирла свердловини необхідно прокласти труби з найменшою кількістю з'єднань, поворотів і без провисань. Місця, де виникають великі вібрації обладнання, повинні бути закріплені якорями.

Розміщення біля свердловини насосних агрегатів та іншої спецтехніки необхідно здійснювати згідно із ДНАОП 1.1.21-1.20.

Необхідно забезпечити зручний і безпечний доступ до насосних агрегатів, механізмів і манометрів. Усі рухомі частини механізмів повинні мати загороди, які надійно закрили б доступ до них зі всіх сторін.

Спецтехніку, яку застосовують при проведенні даної технології, необхідно розмістити з навітряної сторони на відстані не менше 25 м від гирла свердловини так, щоб інженерно-технічний працівник (керівник робіт) бачив обв'язку гирла свердловини і всі елементи спецтехніки та допоміжного наземного обладнання.

Під час роботи з конденсатом необхідно користуватися індивідуальними засобами захисту від попадання його на шкіру, слизову оболонку очей і дихальних шляхів згідно із ГОСТ 12.4.010, ГОСТ 12.4.068 та ГОСТ 12.4.013.

При роботі з хімреагентами керуватись ДНАОП 1.1.21-1.20, ГОСТ 12.4.010, ГОСТ 17.1.3.12, СанПиН 4630, ГОСТ 12.4.013, ГОСТ 12.4.068, ГОСТ 12.1.010, та ГОСТ 12.1.007.

Особливу увагу слід зосередити на дотриманні правил безпеки робіт із рідинами, що містять метанол. До роботи з метанолом допускаються особи під керівництвом інженерно-технічного працівника, які пройшли інструктаж з правил безпеки роботи з метанолом та медичний огляд.



З метою попередження нещасних випадків внаслідок вживання металу, необхідно довести до відома працівників інформацію про високу токсичність цієї речовини, а також маркувати тару відповідними написами: „Отруйно”, „Вогнебезпечно”.

Проведення технологічного процесу повинно відповідати вимогам з охорони довкілля (навколишнього середовища) згідно із ГОСТ 17.1.3.12, СанПиН 4630.

При зберіганні, транспортуванні та використанні хімреагентів необхідно керуватися технічними умовами і стандартами на відповідні реагенти (екологічний паспорт, санітарно-гігієнічний паспорт, сертифікат і дозвіл на використання реагенту в нафтовій і газовій промисловості).

Після закінчення робіт необхідно виконати рекультивацию порушеного поверхневого шару землі згідно із ГОСТ 17.5.3.04.

#### ***6.10.18 Технологія ремонтно-ізоляційних робіт із використанням аеросильно-лужних кремнезолей***

Розрізняють аеросильно-лужні рідинні кремнезолі (АЛКР) і гелеподібні аеросильно-лужні кремнезолі (АЛКГ). Вони є фільтрівними і кольматувальними адсорбційно-активними речовинами щодо вміщуючого середовища і дозакріплювального цементного (силікатного, алінітового, гіпсоглиноземистого цементу) чи смолоподібного (смоли ТС, ГТМ, СФЖ і т. д.) матеріалу (див. § 2.4.9). Можуть бути використані кремнезолі і без дозакріплення.

АЛКР є 0,5-2% золам аеросилу в лужній воді (співвідношення луку і аеросилу 1:10) і являє собою стабільну опалесціуючу (з розсіюванням світла) рідину з вільнозавислими в ній твердими частинками розміром 10-40 нм (динамічний коефіцієнт в'язкості незначно перевищує 1 мПа·с); фільтрується в мікропористе середовище, заповнене прісною чи солоною водою, здатний заповнювати пори діаметром до 1 мкм та адсорбуватися на гідрофільних поверхнях і підготовляє поверхню до адгезії кріпильного гідрофільного матеріалу.

АЛКГ є 5-10% золам аеросилу в лужній воді, здатний до гелетворення внаслідок підвищення лужності середовища (рН вище 10), підвищено стабільний, стійкий до коагуляційної дії пластових вод, має динамічний коефіцієнт в'язкості 2-30 мПа·с, фільтрується в пористе середовище аналогічно розбавленим розчинами полімерів, здатний ущільнюватися в порах внаслідок діяння цементного фільтрату, солей полівалентних металів, кислот, активно взаємодіє з гідрофільними центрами породи і старого цементного каменю з наступним затвердінням продукту реакції, забезпечує кольматацию каналів із діаметром до 10 мкм.

Аеросильно-лужні кремнезолі використовують або самостійно для приготування тампонажного розчину, або в двоступінчастому способі тампонування.

Технологія базується на двоступінчастому способі тампонування під тиском, який включає використання фільтрівних тампонажних сумішей із наступним „дозакріпленням” твердіючими цементними або полімерними матеріалами в процесі однієї операції PIP (аналог технологія „Flo chok” фірми „Halliburton”) [569].

Областю застосування двоступінчастого способу тампонування з використанням кремнезоль аеросилу є такі роботи:

а) усунення негерметичності цементного кільця (заколоне перетікання) між експлуатаційним і вище- або нижчезалеглими пластами за середніх (3-5 м) і малих (1,5-3 м) товщин розмежувальних малопроникних пропластків та за великих (понад 5 м) товщин і питомої приймальності до  $2,7 \text{ м}^3/(\text{год} \cdot \text{МПа})$ ;

б) відключення пласта чи інтервалу, обмеженого малопроникними пропластками з малою і середньою товщиною в разі переходу на експлуатацію верхніх горизонтів;

в) створення блоkad (зон підвищених фільтраційних опорів) середньої протяжності в привибійній зоні для обмеження припливу підшовних вод.

В усіх випадках питома приймальність зони ізоляції не повинна перевищувати  $4,5 \text{ м}^3/(\text{год} \cdot \text{МПа})$ . Не можна використовувати комбінацію кремнезоль АЛКР і АЛКГ, якщо встановлено, що понад 30 % запомпуюваної рідини поглинається нафтонасиченими інтервалами.

Аеросильні кремнезолі АЛКР і АЛКГ готують із органоаеросилів, лугів і води. Органоаеросили (за ГОСТ 14922-77) являють собою білий, сипкий, вискодисперсний порошок із питомою поверхнею  $175\text{-}380 \text{ м}^2/\text{г}$ , з розмірами частинок  $(5\text{-}40) \cdot 10^{-6}$  мкм. Доцільно віддавати перевагу використанню діетиленгліколяаеросилу (АДЕГ) (за ТУ 6-18-910-79). Як луг використовують каустичну соду NaOH (за ГОСТ 2263-71) або кальциновану соду  $\text{Na}_2\text{CO}_3$  (за ГОСТ 5100-73). У воді під час перемішування розчиняють соду, вводять аеросил і перемішують 10-15 хв. Для приготування  $1 \text{ м}^3$  АЛКР необхідно в  $1 \text{ м}^3$  води розчинити 0,5-1 кг соди і потім ввести 5-10 кг органоаеросилу, а АЛКГ – 70-100 кг органоаеросилу.

Ізоляцію здійснюють способом тампонування під тиском через існуючий інтервал перфорації або через спецотвори. Для тампонування беруть не менше  $1,0 \text{ м}^3$  АЛКР і  $0,5 \text{ м}^3$  АЛКГ.

Органоаеросили, похідні аеросилу є вогне- і вибухонебезпечними, токсичними (див. також гл. 9). За ступенем діяннн на організм людини вони відносяться до речовин помірно небезпечних (3 клас).

### ***6.10.19 Технологія обмеження припливу пластових вод із використанням сульфатного чорного щолоку***

#### Технологія із використанням СЧЩ і ГРО

Технологія базується на інтенсивній адсорбції молекул суміші сульфатного чорного щолоку – СЧЩ (ТУ ОП 13-07-52-81, ТУ 38-3017-86) і гудронів рослинних олій – ГРО (ТУ 20Б БССР 669-82) на поверхні породи протягом 6-8 год. з наростанням сил зчеплення протягом 24-36 год., причому молекули адсорбуються тільки у водонасиченій частині, чим забезпечується водоізоляційний ефект і селективність діяння на привибійну зону пласта (див. § 2.4.9). Тампонувальна здатність зберігається до температури 150°C.

Об'єм водоізоляційної суміші беруть із розрахунку на 1 пог. м інтервалу перфорації в кількості 1-3 м<sup>3</sup> для теригенних колекторів і 3-5 м<sup>3</sup> для тріщинуватих. Компоненти СЧЩ і ГРО беруть у співвідношеннях від 40 до 60%, причому ГРО можна замінити високов'язкою нафтою (наприклад, нафтою візейських покладів у горизонтах В-14, В-16, В-21 Бугруватівського родовища).

Суміш готують безпосередньо біля свердловини в ємності автоцистерни шляхом гідроперемішування до однорідного стану за максимального подавання насосного агрегату. Для приготування 1 м<sup>3</sup> суміші потрібно 20-25 хв., 2 м<sup>3</sup> – 25-30 хв., у разі повного завантаження ємності ЦР-7 (місткість цистерни 7 м<sup>3</sup>) необхідно 30-40 хв. Контроль якості суміші здійснюють візуально за пробами з нанесенням їх на похилу поверхню (не повинно спостерігатися крупинок).

Суміш запомповують у НКТ за відкритої затрубної засуви і доводять до їх башмака, закривають затрубну засуву і далі нагнітають у пласт за малого подавання насосного агрегату. Протискування здійснюють технічною водою або рідиною глушіння, закривають свердловину на 36-48 год., а відтак дуже плавно освоюють свердловину (наприклад, шляхом зниження рівня по 100 м через кожні 2-3 год.), зокрема із використанням пінних систем (для газових свердловин). Використовувані компоненти СЧЩ і ГРО не є токсичними.

#### Технологія із використанням СЧЩ

*Сульфатний чорний щолок* можна використовувати і без ГРО.

Сульфатний чорний щолок (як суміш вуглеводнів із ароматичними і органічними кислотами густиною 1200-1280 кг/м<sup>3</sup>) реагує з мінералізованою пластовою водою хлоркальцієвого типу (густиною 1150-1200 кг/м<sup>3</sup>), утворюючи гель, який характеризується високою статичною напруженою зсуву (табл. 6.34) [25]. Для водоізоляції доцільно брати 20-75 % СЧЩ і

75-25 % пластової води із розрахунку 1 м<sup>3</sup> суміші на 1 м ефективної товщини пласта.

Таблиця 6.34 – Статична напруга зсуву гелю на основі сульфатного чорного щолоку

Сульфатний чорний щолок, % за масою	Мінералізована пластова вода хлоркальцієвого типу, % за масою	Статична напруга зсуву, 10 <sup>-3</sup> Н/м <sup>2</sup>
20	80	3,165
30	70	61,346
40	60	12,269
50	50	6,135

СЧЩ можна використовувати у широкому діапазоні геостатичних температур (15-120°C) з утворенням міцних осадів у достатній для водоізоляції кількості. Діапазон приймальності свердловини повинен становити 5-500 м<sup>3</sup>/добу за тиску 10-11 МПа.

Сульфатний чорний щолок можна використовувати в суміші з *мінералізованою пластовою водою хлоркальцієвого типу* (розробка ВАТ „УкрНГГ”, кол. УкрДППРОНДінафта) за двома схемами.

За *першою технологічною схемою* тампонажну суміш (СЧЩ і хлоркальцієва вода) нагнітають у привибійну зону водоносного прошарка. У вимірний бак насосного агрегату типу ЦА-320М, УН1Т-100х200 і ін. подають тампонажну суміш. Запомповування її у свердловину через насосно-компресорні труби (НКТ), башмак яких встановлюють на 3-5 м вище інтервалу перфорації, проводять насосними агрегатами типу АСЕ-1050 або 4АН-700. Протискування суміші в привибійну зону пласта здійснюють пластовою водою.

Суть технології за *другою схемою* полягає в послідовному запомповуванні в привибійну зону пласта тампонажної суміші, приготовленої із сульфатного чорного щолоку (0,5 м<sup>3</sup>) з пластовою водою хлоркальцієвого типу (0,5 м<sup>3</sup>) з розрахунку 1 м<sup>3</sup> на 1 м ефективної розкритої товщини пласта, а відтак *розчину карбоксиметилцелюлози (КМЦ)*. Під час перемішування в ємності СЧЩ (густина 1200 кг/м<sup>3</sup>) з мінералізованою водою хлоркальцієвого типу (густина 1050-1200 кг/м<sup>3</sup>), отримується гель зі статичною напругою зсуву 0,3–0,6 Н/м<sup>2</sup>. Для підсилення тампонавального ефекту після запомповування цієї тампонажної суміші другою порцією в привибійну зону нагнітають водний розчин карбоксиметилцелюлози (20% концентрації) із розрахунку 0,3 м<sup>3</sup> на 1 м ефективної розкритої товщини пласта. Після цього свердловину закривають на 2 доби для зміцнення тампонавального матеріалу, в відтак освоюють свердловину плавно, за обмеженої депресії тиску.

СЧЩ дає змогу зменшити обводненість продукції на 10-20 % при стабілізації або збільшенні дебіту по нафті на 10-20 %.

## Технологія з використанням СЧЩ і ССБ

Суть технології обмеження водоприпливу у газові і газоконденсатні свердловини, розробленої кол. інститутом УкрДІПРОНДінафта (сьогодні ВАТ „УкрНГГ”), полягає в послідовному запомповуванні в привибійну зону піноутворювача лігнопласта-1 (сульфатного чорного щолоку) та сульфід-спиртової барди (ССБ), які створюють в обводненому газовому пласті водоізоляційний екран [26].

Тампонувальний (закупорювальний) ефект забезпечується двома чинниками: ефектом зменшення коефіцієнта проникності по рідині за рахунок наявності газових бульбашок (ефект Жамена) і ефектом незмішуваності вуглеводневої рідини з водним середовищем (ефект незмішуваних рідин). Ефект Жамена проявляється в пласті в результаті нагнітання першою порцією двофазної піни, котра утворена змішуванням водного розчину сульфатного чорного щолоку (лігнопласт-1) і стиснутого газу (стиснутого повітря) в аераторі. Наявність у поровому середовищі колектора двофазної піни створює умови для прояву ефекту Жамена, за якого в значній мірі зменшується фазова проникність по воді. Призначення другої порції рідини, що нагнітається в колектор після запомповування двофазної піни, полягає у створенні ізолювального екрана внаслідок прояву ефекту рідин, що не змішуються. Цей ефект буде проявлятися на межі в'язкопружний наповнювач-двофазна піна; саме в цій примежовій області за рахунок значної фізико-хімічної відмінності речовин буде створюватись міцна оболонка – броня, котра перешкоджатиме взаєморозчиненню кожного із різних в'язкопружних рідинних середовищ (різні за густиною, в'язкістю, динамічною і статичною напругами зсуву, міжмолекулярним натягом та ін.).

Областю застосування даного технологічного процесу є газові і газоконденсатні свердловини, котрі експлуатують пласти з високим ступенем дренажування.

Технологічний процес обмеження водоприпливу необхідно проводити в газових і газоконденсатних свердловинах, що обводнюються пластовими водами (підшовними або контурними) хлоркальцієвого типу (густиною 1050-1150 кг/м<sup>3</sup> при 20°C) з обводненістю понад 20%. Продуктивні пласти газових і газоконденсатних свердловин повинні мати тріщинувато-поровий або каверно-тріщинувато-поровий тип колектора. Водоізоляційні роботи з використанням сульфатного чорного щолоку слід виконувати за пластової температури, яка не повинна бути більшою 110-120°C.

Двофазна піна утворюється при розбавленні 50-80% за масою сульфатного чорного щолоку з пластовою водою хлоркальцієвого типу густини 1050-1150 кг/м<sup>3</sup> з мінералізацією 0,144-0,234 кг/м<sup>3</sup> (лігнопласт-1);

тоді вона має такі параметри: густина 300-500кг/м<sup>3</sup>, стійкість піни не менше 5 год., піноутворювальна здатність 250-450 см<sup>3</sup>.

Перед виконанням робіт із обмеження водопритоку у свердловину необхідно: виміряти дебіт газу та рідини; перевірити стан вибою; за необхідності виконати очищення привибійної зони від механічних домішок; виконати геофізичні дослідження з метою визначення герметичності експлуатаційної колони; перевірити гирлову арматуру і підготувати її для роботи; встановити на трубному та затрубному просторах, на газовій та нагнітальній лініях манометри; встановити НКТ у свердловині на 3-5м вище інтервалу перфорації; перевірити приймальність пласта запопсуванням у свердловину (після відновлення циркуляції) пластової води в кількості 6-8м<sup>3</sup> при тиску, не більшому за тиск опресовування колони.

Для доставки на свердловину сульфатного чорного щолоку та ССБ використовуються автоцистерни типу 4ЦР. Їмності для приготування піноутворювального розчину попередньо повинні бути очищені від залишків хімеагентів. Не допускається наявності кислоти в ємності для приготування піноутворювального розчину. Приготування та запопсування піни і ССБ в пласт виконуються агрегатами типу 4АН-700 та ЦА-320М. Для отримання піни в промислових умовах застосовується аератор типу „труба в трубі”. Для цього застосовують пересувні компресорні устаткування УКП-80, КПУ-16/100, КПУ-16/250 або азотне устаткування АГУ-8К. Для приготування піни в аераторі можна використовувати і природний газ високого тиску.

Щоб виконати одну операцію на свердловині, необхідно заготувати 30 м<sup>3</sup> сульфатного чорного щолоку, не менше 10м<sup>3</sup> ССБ і 25-30м<sup>3</sup> пластової води хлоркальцієвого типу.

У разі виконання робіт із обмеження водопритоку в зимовий період (за мінусових температур) необхідно приготувати морозостійкий піноутворювач, співвідношення компонентів якого мають бути такими, %: 40-50 щолоку, 30 хлористого кальцію, решта – пластова вода хлоркальцієвого типу густиною 1050-1150 кг/м<sup>3</sup>. Морозостійкий піноутворювач характеризується такими параметрами: температура замерзання -40°С, густина 1300-1350 кг/м<sup>3</sup>, піноутворювальна здатність при температурі -40°С не менше 200см<sup>3</sup>, стійкість піни не менше 100 с/см<sup>3</sup>.

Для виконання робіт із обмеження притоку пластових вод у газових свердловинах за даною технологією слід мати три ємності; одна ємність (25м<sup>3</sup>) служить для приготування вхідного об'єму піноутворювача, друга ємність (50м<sup>3</sup>) призначена для сульфатного чорного щолоку, третя ємність (25м<sup>3</sup>) призначена для ССБ. Для перемішування вхідних компонентів застосовують насосний агрегат типу ЦА-320М, запопсування лігнопласта-1 та ССБ у свердловину виконують насосним агрегатом типу 4АН-700.

Відтак обв'язують агрегат 4АН-700 через аератор із ліфтовими трубами, обв'язують газову лінію аератора з лінією подавання газу, опресовують нагнітальну лінію пластовою водою від агрегату 4АН-700 за тиску, що перевищує очікуваний тиск на гирлі свердловини в 1,5 рази. За допомогою агрегату ЦА-320М в ємності готують не менше 40м<sup>3</sup> піноутворювального розчину (50-80% сульфатного чорного щолоку, решта – пластова вода).

Потім за відкритого затрубного простору запомповують у свердловину двофазну піну при одночасному подаванні газу і піноутворювача в аератор. У ході запомповування піни в пласт доцільно підтримувати ступінь аерації 1,5-2 в пластових умовах, який розраховується за формулою:

$$a_{\text{пл}} = a_{\text{пов}} p_0 / p_{\text{пл}}, \quad (6.52)$$

а ступінь аерації в поверхневих умовах – за формулою:

$$a_{\text{пов}} = Q_{\text{г}} / Q_{\text{р}}, \quad (6.53)$$

де  $a_{\text{пов}}$  – ступінь аерації в поверхневих умовах;  $p_0$  – атмосферний тиск, МПа;  $p_{\text{пл}}$  – пластовий тиск, МПа;  $Q_{\text{г}}$  – витрата газу в атмосферних умовах, м<sup>3</sup>/с;  $Q_{\text{р}}$  – витрата рідини, м<sup>3</sup>/с.

Після витіснення на поверхню рідини об'ємом, рівним об'єму НКТ, затрубний простір перекривають і продовжують запомповування піни в пласт. Витрата рідини при цьому має становити 0,03-0,05м<sup>3</sup>/с, витрата газу 0,2-0,3м<sup>3</sup>/с. Потім припиняють подавання газу в аератор і запомповують у свердловину послідовно не менше 15 м<sup>3</sup> сульфатного чорного щолоку та не менше 10 м<sup>3</sup> ССБ.

Дальше тампонажну суміш повністю протискують у пласт пластовою водою в об'ємі, рівному об'єму НКТ. Після цього свердловину закривають на 48 год. для зміцнення тампонувального матеріалу в пластових умовах.

Через 2 доби процес запомповування можна повторити за цією ж технологією. При повторному запомповуванні двофазної піни, сульфатного чорного щолоку та ССБ досягається повніше проникнення компонентів у менш проникні пропластки, по яких надходить пластова вода.

Освоюють свердловину піною з переходом на продування газом із газової лінії.

Після пуску свердловини в роботу вимірюють дебіт газу та рідини і визначають обводненість продукції. Повторне обмеження водопрпливу у свердловину виконують при збільшенні обводненості на 50% від початкової після освоєння свердловини. Результати ремонтно-ізоляційних робіт за даною технологією на Рибальському родовищі (горизонт  $T_{\text{пк}}$ ) подано в табл. 6.35.

Таблиця 6.35 – Результати робіт із обмеження водопритоку в газові свердловини Рибальського родовища

№ свердловини	Штучний вибій, м	Інтервал перфорації, м	Діаметр, мм та глибина, м опускання НКТ	Дебіт свердловини до (чисельник) і після оброблення (знаменник)		
				Газ, тис.м <sup>3</sup> /добу	Вода, м <sup>3</sup> /добу	Конденсат, т/добу
75	1558	1547-1530	73-1516	4/10	0,2/0,2	-/0,1
115	1547	1546-1529	73-1510	8/22	0,6/0,6	-
130	1548	1532-1510	73-1510	3/5	-	-
73	1547	1547-1527	73-1511	40/42	1,6/1,4	0,3/0,3

### 6.10.20 Технологія усунення негерметичності обсадних колон свердловин на підземному сховищі газу з використанням латексно-полімерної суміші із наповнювачами

Для відновлення герметичності різьових з'єднань обсадних колон виконують докріплення різьових з'єднань колони; відкручування вільної від цементного каменю колони і повторне її опускання після перевірки різьових з'єднань; опускання і цементування додаткових колон меншого діаметра; переведення свердловин на експлуатацію із застосуванням паке-ра. За методом інституту УкрНДІгаз усунення негерметичності (нещільності) з'єднань у різьових та зварних експлуатаційних колонах проводиться колоїдними високомолекулярними (із регульованою в'язкістю) розчинами, які утворюють у середовищі природного газу тверді плівки, що уможливує виконувати роботи з усунення негерметичності без попереднього визначення точного місця пропускання газу в міжколонному просторі [355]. За цим методом усунення міжколонних перетікань газу з використанням латексно-полімерної суміші базується на принципі закупорювання каналів перетікання газу, які є зазорами в різьових або тріщинах у зварних з'єднаннях експлуатаційної колони. Герметизувальним матеріалом є латексно-полімерна суміш, яка, проникаючи в нещільності і тріщини різьових з'єднань, утворює пружну плівку, що володіє підвищеною адгезією до металу, стійкістю до діяння вуглеводнів та еластичністю.

Склад латексно-полімерної композиції наступний, % (на 100% суміші):

Латекс синтетичний	95-50
Гомогенно-колоїдний розчин (наприклад, 1-2% розчин ПАА або 2-8% розчин КМЦ)	5-20
Наповнювач (наприклад, азбест)	0-6
Вода	решта

Синтетичний латекс є водною дисперсією каучукоподібних полімерів, яка містить сферичні частинки каучуку діаметром  $10^{-8}$ - $10^{-7}$  м і одержується в результаті емульсійної полімеризації або кополімеризації. Концен-



трація сухого залишку становить 25-50% і більше. Динамічний коефіцієнт в'язкості знаходиться в межах 3-4 МПа·с. У середовищі, що містить кислоти або мінеральні солі, латекс коагулює.

Поліакриламід (ПАА) – карболанцюговий полімер білого кольору, добре розчинний у воді. Температура розм'якшення біля 180°C. Одержують його в результаті полімеризації акриламиду в присутності металевого натрію. Динамічний коефіцієнт в'язкості 1%-ного водного розчину рівний 43 МПа·с (див. вище § 2.4.2, 2.2.18).

Карбоксиметилцелюлоза (КМЦ) – високомолекулярний полімер, розчинна у воді натрієва сіль целюлозногліколієвої кислоти, біла або трохи жовтувата волокниста ватоподібна маса з вологістю близько 10%. Повільно розчиняється у воді. Динамічний коефіцієнт в'язкості 1%-ного розчину рівний 7-9 МПа·с (див. вище § 2.2.18).

Наповнювачем можуть бути крейда, бентонітова глина, азбест.

Крейда – різновид слабкозцементованого вапняку з густиною 2600 кг/м<sup>3</sup>, наповнювач суміші. У природному мінералі (вапняку) вміст карбонату кальцію CaCO<sub>3</sub> становить близько 95%, решта – домішки (глина, глауконіт, оксиди заліза).

Бентонітова глина – порошкоподібна речовина, котра складається з мінералів групи монтморилоніту і бейделіту (див. вище § 2.2.8), наповнювач суміші.

Азбест – мінерал зеленувато-сіруватого кольору з шовковистим блиском, наповнювач суміші Розпушений азбест марки М-640 – закупорювальний матеріал, що володіє термостійкістю, лужністю. Густина азбесту 2100 кг/м<sup>3</sup>, водопотреба – 0,0043 м<sup>3</sup>/кг (див. вище § 2.2.14).

*Рецептура* латексно-полімерної суміші для кожної окремої свердловини вибирається залежно від тиску газу  $p_{\text{МК}}$  в міжколонному просторі. Вибір рецептури ущільнювальної герметизувальної суміші залежить і від особливостей експлуатації свердловини (величини тиску газу в обсадній колоні і в міжколонному просторі, швидкості наростання тиску в міжколонному просторі при конкретних робочих параметрах експлуатації свердловини, прийнятності свердловини, наявності або відсутності попередніх оброблень і ін.).

*Найефективнішими рецептурами* залежно від значини міжколонного тиску  $p_{\text{МК}}$  є такі рецептури:

а) при  $p_{\text{МК}}$  від 0,1 до 1,0 МПа – латекс синтетичний 15-20% + гомогенно-колоїдний розчин (наприклад, 2% ПАА) в кількості 5%;

б) при  $p_{\text{МК}}$  від 1,0 до 3,0 МПа – латекс синтетичний 20-30% + гомогенно-колоїдний розчин (наприклад, 2%-ний ПАА) в кількості 5-10%.

в) при  $p_{\text{МК}}$  від 3,0 до 5,0 МПа – латекс синтетичний 30-35% + гомогенно-колоїдний розчин (наприклад, 2%-ний ПАА) в кількості 10-15%.

г) при  $p_{\text{мк}}$  понад 5,0 МПа – латекс синтетичний 40-45% + гомогенно-колоїдний розчин (наприклад, 2%-ний ПАА) в кількості 20%, наповнювач в кількості 5-20%.

Високомолекулярний гомогенний розчин полімеру заготовляється завчасно (за 2 доби). Для цієї мети полімер засипають у водяну сміть або в бункер насосного агрегату і заливають водою, нагрітою до температури 70-100°C. Латекс є добре розчинним у прісній воді матеріалом. Його концентрацію вибирають залежно від значини міжколонного тиску.

Всі компоненти змішують у вимірнику насосного агрегату, перемішують і готову суміш запомповують у свердловину. У разі необхідності підвищити герметизувальну здатність суміші для макроканалів (коли міжколонний тиск сягає значних значин) в неї вводять наповнювач.

Остаточне затарювання компонентів суміші у вимірник цементувального агрегату проводять за півгодини до початку робіт.

*Особливість технології* оброблення нещільних різьових з'єднин експлуатаційних колон полягає в наступному:

а) після запомповування необхідного об'єму відповідної герметизувальної суміші проводять випускання газу (з метою піднімання суміші до гирла свердловини) у наступні інтервали часу: перші чотири проводять через кожні 3 хв., другі чотири – через кожні 6 хв.;

б) після цього знімають криву зростання міжколонного тиску  $p_{\text{мк}}$  (через кожні 3 хв. протягом 15 хв.). У разі відсутності тиску  $p_{\text{мк}}$  залишки суміші потоком газу викидаються із свердловини. Через добу міжколонний простір закривають для контролю за його станом;

в) якщо після восьми випускань газу і знімань кривої зростання тиску  $p_{\text{мк}}$  виявлено наявність залишкового тиску, то роботи на свердловині поновлюються, тобто приймається рішення про повторне оброблення з використанням суміші, склад якої відповідає залишковому тиску  $p_{\text{мк}}$  (див. вище);

г) під час виконання всіх описаних робіт свердловина повинна бути відключеною.

Усунення міжколонних перетікань газу проводиться по індивідуальному плану робіт, складеному для кожної свердловини. У плані робіт поміщають розрахунки необхідної кількості водного розчину латексу, полімеру, наповнювача.

*Об'єм герметизувальної суміші* залежить від об'єму затрубного простору, і розраховується за формулою:

$$V = 0,25 \pi (D^2 - d_3^2) L_{\text{к}} K_{\text{п}}, \quad (6.54)$$

де  $D$  – внутрішній діаметр експлуатаційної колони;  $d_3$  – зовнішній діаметр НКТ;  $L_{\text{к}}$  – довжина колони, яка підлягає обробленню герметизувальною сумішшю;  $K_{\text{п}}$  – коефіцієнт, що враховує товщину плівки суміші.

Враховуючи однотипність конструкцій свердловин ПСГ, об'єм герметизувальної суміші рекомендують брати  $0,5 \text{ м}^3$  на одну свердловину (глибина в основному 1000 м).

У зв'язку з тим, що компоненти, які входять до складу суміші, не є токсичними, при приготуванні латексно-полімерної суміші не потрібно вживати особливих заходів щодо захисту виконавців робіт. Дотримуються лише правила і положення з техніки безпеки і промсанітарії, які встановлено для робіт, пов'язаних із приготуванням нетоксичних розчинів і сумішей. При обробленні свердловини дотримуються положень із техніки безпеки і промсанітарії, які встановлено для робіт, пов'язаних із випробуванням газових і газоконденсатних свердловин. Після завершення робіт необхідно промити водою насоси, ємності і маніфольди цементувальних агрегатів.

Рідинні компоненти суміші – латекс, поліакриламід – необхідно зберігати в закритому приміщенні (складі) при температурі не нижче  $-5^{\circ}\text{C}$ . Порошкоподібні компоненти слід зберігати в сухому приміщенні і затареними в мішки.

## **6.11 Технології водоізоляційних робіт із використанням пін і емульсій**

---

### ***6.11.1 Технологія обмеження припливу води у свердловину та інтенсифікації видобування нафти з використанням багатокомпонентної піни***

Як показали промислові дослідження і досвід використання двофазних пін, пінні системи із забезпеченням деякого обмеження припливу води у свердловину одночасно сприяють інтенсифікації видобування нафти на родовищах, які ввійшли в пізню стадію розробки [26]. Багатокомпонентна піна, як і двофазна, володіє селективними властивостями в привибійній зоні пласта. У разі надходження її в нафтонасичену частину пласта, вона руйнується, а у водонасиченій частині створює гідромеханічну перешкоду просуванню пластових вод. Відбувається це внаслідок того, що її бульбашки прилипають до поверхні водопровідних каналів і тим самим чинять перешкоди просуванню води. Крім того, пінна система, диспергуючи глинисті частинки або інші речовини, які колюматують пористе середовище, очищає порові канали і тим самим сприяє зменшенню фільтраційного опору в нафтонасиченій частині пласта [10, 161].

### Вимоги щодо вибору свердловин

Одна із основних вимог, яка ставиться до технологічного процесу обмеження припливу води у свердловину та інтенсифікації видобування нафти з використанням багатокомпонентної піни, – це правильний вибір свердловини [10].

При виборі свердловини слід враховувати поточну нафтонасиченість продуктивної товщини пласта, характер вироблення запасів, джерело обводнювання продукції, приймальність пласта.

Обмеження припливу води із використанням багатокомпонентної піни можна проводити у свердловинах, які експлуатують поклади, котрі знаходяться на різних стадіях розробки. Граничною верхньою межею обводненості продукції свердловин, в яких можна виконувати роботи з обмеження припливу води багатокомпонентною піною, слід вважати 95-98%. Недоцільно виконувати роботи з обмеження припливу води багатокомпонентною піною у свердловинах, які обводнені сторонньою напірною водою (верхньою або нижньою).

Фільтраційні властивості покладу повинні забезпечувати необхідну приймальність за допустимого тиску на експлуатаційну колону під час запомповування багатокомпонентної піни в пласт.

### Поверхнево-активні речовини, реагенти і піноутворювальна суміш

Піноутворювальний розчин, який використовується для отримання багатокомпонентної піни, містить піноутворювач, стабілізатор, аполярний реагент (нафту), хлористий кальцій і силікат натрію [10].

Як *піноутворювач* використовують колоїдні поверхнево-активні речовини (ПАР), наприклад, ОП-10, сульфенол та ін.

Колоїдні поверхнево-активні речовини характеризуються, як і всі ПАР, незначною істинною розчинністю і здатністю знижувати поверхневий і міжфазний натяги в розбавлених розчинах внаслідок адсорбції і орієнтації молекул на поверхні розділу. Однак разом з цим за деякої концентрації – критичної концентрації міцелоутворення (ККМ) – у розчині починають утворюватись агрегати молекул – міцели, внаслідок чого загальна розчинність ПАР, зумовлена утворенням поряд із істинним також і колоїдного розчину, різко збільшується, тоді як молекулярна розчинність залишається незмінною і рівною розчинності ККМ.

Для того щоб ПАР була здатна утворювати міцели, вона повинна, з одної сторони, мати достатньо великий вуглеводневий радикал, який знижує розчинність у воді, а з іншої – володіти достатньо сильною полярною групою, яка сприяє її розчиненню. Цим вимогам відповідають ПАР типу ОП-10, сульфенол.

Як *стабілізатор* можна використовувати карбоксиметилцелюлозу (КМЦ) і модифіковану метилцелюлозу (ММЦ). Для утворення стійкої піни необхідно використовувати КМЦ-600 (див. вище § 2.2.18).

Як *аполярний реагент* у промислових умовах доцільно використовувати зневоднену і розгазовану нафту.

*Силікат натрію (рідке скло)  $\text{Na}_2\text{SiO}_3$*  в залежності від кінцевого напівпродукту (силікату-глиби) має два види: содовий – густа рідина жовтого або сірого кольору; содовий сульфатний – густа рідина від жовтого до коричневого кольору (див. вище § 2.2.18). В обох видах натрієвого рідкого скла не повинні міститись механічні домішки, видимі неозброєним оком.

*Кальцій хлористий технічний* випускають трьох марок: кальцинований двох сортів – у вигляді порошку і гранул; плавлений двох сортів – у вигляді порошку, лусочок і гранул; рідинний двох сортів. Розмір частинок хлористого кальцію (у вигляді лусочок і гранул) не повинен бути вище 5 мм. Вміст хлористого кальцію  $\text{CaCl}_2$  в продукті різних марок становить від 96 до 32% (див. вище § 2.2.18).

*Піноутворювальна суміш*, яка використовувалася для обмеження водоприпливу у свердловину, містила наступні компоненти, %:

Піноутворювач (ОП-10, сульфонол)	0,5-3
Стабілізатор (КМЦ-600)	0,5-1,5
Нафта	0,05-0,1
Силікат натрію	5-13
Хлористий кальцій	1-5
Вода	Решта

Призначення кожного із компонентів і роль їх в отриманні високостійкої піни виражаються в наступному.

Колоїдні ПАР (сульфонол, ОП-10) і високомолекулярна аніонна поверхнево-активна речовина (КМЦ-600) утворюють стійкішу піну, ніж у разі використання тільки колоїдних ПАР. Однак отримана при цьому піна ще не є достатньо стійкою ( $30-40 \text{ с/см}^3$ ). Доказано, що тільки при поєднанні колоїдної ПАР (сульфонол, ОП-10), аніонної високомолекулярної ПАР (КМЦ-600) з нафтою, хлористим кальцієм і силікатом натрію досягається висока стійкість піни. Взаємодія хлористого кальцію  $\text{CaCl}_2$  із силікатом натрію  $\text{Na}_2\text{SiO}_3$  зводиться в основному до адсорбції кремнеземом гідроксиду кальцію  $\text{Ca}(\text{OH})_2$ , який утворюється йонами  $\text{OH}^-$  і  $\text{Ca}^{2+}$ , при цьому також утворюється тонкодисперсний гідратований силікат кальцію  $\text{CaSiO}_3$ . На межі рідина-газ виникає плівка з колоїдно-дисперсних частинок. Фізичним наслідком діянь поверхнево-активних речовин і домішок на поверхню розділу рідина-газ є підвищена стійкість піни.

У таблиці 6.36 подано результати лабораторних досліджень стійкості пін на основі піноутворювача, стабілізатора, нафти, силікату натрію і хлористого кальцію.

Таблиця 6.36 – Стійкість багатоконпонентних пін за різного співвідношення компонентів

		Масова частка компонентів, %				Стійкість, с/см <sup>3</sup>
ПАР		КМЦ-600	силікат натрію	хлористий кальцій	нафта	
Сульфонол	1,5	1,5	10	2	0,05	161
	1,5	1,5	10	5	0,05	–
	1,5	1,5	13	2	0,06	75
	1,5	1,5	13	5	0,05	–
	3,0	1,5	10	2	0,05	1960
	3,0	1,5	10	6	0,06	2060
	3,0	1,5	13	2	0,05	1650
	3,0	1,5	13	5	0,05	3100
ОП-10	1,5	1,5	10	2	0,05	600
	1,5	1,5	10	5	0,05	414
	1,5	1,5	13	2	0,05	560
	1,5	1,5	13	5	0,05	585
	3,0	1,5	10	2	0,05	670
	3,0	1,5	10	5	0,05	202
	3,0	1,5	13	2	0,05	366
	3,0	1,5	13	5	0,05	355

Результати лабораторних досліджень [10] дали змогу рекомендувати для використання в промислових умовах наступні багатоконпонентні піноутворювальні суміші (оптимальні) на основі сульфонолу і ОП-10 (масові частки, %):

	а) на основі сульфонолу	б) на основі ОП-10
Сульфонол	3,0	–
ОП-10	–	3,0
КМЦ-600	1,5	1,5
Нафта	0,05	0,05
Силікат натрію (рідке скло)	13,0	10,0
Хлористий кальцій	5,0	2,0
Прісна вода	Решта	Решта

#### Технологія приготування піноутворювальної суміші та піни

Реагенти у водний розчин, із якого потім утворюють піну, слід вводити у певній послідовності, оскільки в разі порушення технології приготування піноутворювальної суміші не вдається забезпечити однорідність розчину, що істотно знижує стійкість піни. Технологія приготування піни є наступною [10].

У розраховану за рецептурою кількість прісної води завантажують КМЦ-600 і залишають на добу для набухання її; щоб покращити розчинність, використовують підігріту воду (40-45°C). Через добу в розчин КМЦ-600 завантажують необхідну кількість ПАР і ретельно перемішують до повного їх розчинення, а потім додають розраховану кількість нафти і знову ретельно перемішують отриманий розчин. Відтак в окремій ємності в невеликому об'ємі (20-30%) приготованої суміші КМЦ-600, ПАР і нафти розчиняють розраховану кількість хлористого кальцію, а в частині, яка залишилася (80-70%) розчиняють рідке скло (силікат натрію). Потім обидва розчини зливають і ретельно перемішують до отримання однорідного розчину.

Для отримання стійкої піни важливе значення мають правильність зберігання ПАР, стабілізатора і хімреагентів та ретельність приготування розчинів. Ємності для зберігання ПАР і стабілізатора, приготування розчинів і для перевезення їх повинні бути чистими.

Так, у НГВУ „Чекмагушнефть” (Татарстан) розроблено спеціальний розчинний вузол (РВ) для приготування двофазної піни, схему якого зображено на рис. 6.39 [9, 10]. Розчинний вузол складається з двох ємностей 1, призначених для зберігання ПАР; однієї ємності 2 для накопичення води; ємності 3 об'ємом 14 м<sup>3</sup> для готового розчину; ємності 4 об'ємом 14 м<sup>3</sup> для приготування КМЦ, на покритті якої встановлено змішувальне устаткування 5. Змішувальне устаткування являє собою зігнуту по радіусу циліндричної ємності насосно-компресорну трубу діаметром 62 мм, котра обв'язана з викидною лінією поршневого насоса 6 (тип 9 МГр) і соплами, які входять в отвори на покритті ємності 4. Сопла напрямлено під різними кутами всередину ємності (два з них опущено до дна) для забезпечення перемішування КМЦ у всьому об'ємі. Всі ці ємності обв'язані з насосом 6 через триходовий кран 7. Для дозування ПАР і розчину КМЦ, а також для облікуванню кількості готового піноутворювального розчину призначений лічильник 8, на вході якого з метою запобігання забруд-

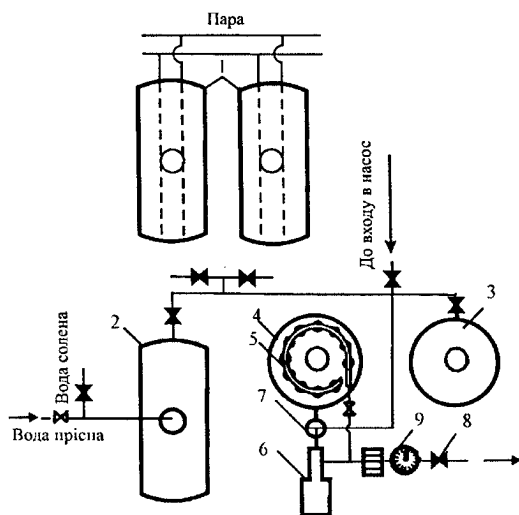


Рис. 6.39 – Схема розчинного вузла для приготування двофазної піни

нення встановлено фільтр 9. Ємності 1 і 2 об'ємами по 32 м<sup>3</sup> кожна обігріваються паром в зимових умовах при низькій температурі довкілля. Цей вузол можна застосовувати також для приготування піноутворювального розчину при отриманні багатокомпонентної піни на основі силікату натрію і хлористого кальцію. Для цього необхідно тільки встановити додаткові ємності.

*Задача 6.1.* Приготувати 1 м<sup>3</sup> піноутворювального розчину на основі КМЦ.

*Розв'язування* [10]. 1. У 804 кг прісної води при перемішуванні завантажують 16 кг КМЦ-600 і залишають на добу для набухання; щоб покращити розчинність, використовуємо підігріту воду (40-50 °С).

2. Через добу в розчин КМЦ-600 при перемішуванні завантажують 65 кг сульфонолу і ретельно перемішують до повного його розчинення.

3. У розчин КМЦ-600 і сульфонолу завантажують 0,5 кг нафти, отриманий розчин ретельно перемішують.

4. В окремій ємності в невеликому об'ємі (20-30%) приготованого розчину КМЦ-600, сульфонолу і нафти розчиняють 54 кг хлористого кальцію (суху речовину).

5. У частину, яка залишилася (80-70%), розчину КМЦ-600, сульфонолу і нафти додають при перемішуванні 140 кг рідкого скла (силікату натрію).

6. Розчин із хлористим кальцієм і розчин із силікатом натрію зливають разом і перемішують до отримання однорідної маси.

7. Приготовлену таким чином піноутворювальну суміш заповнюють в нагнітальну лінію (в зовнішню трубу аератора), яка йде у свердловину, з одночасним подаванням повітря від компресора (у внутрішню перфоровану трубу аератора).

У процесі приготування піноутворювальної речовини на основі ОП-10 вміст у ній активної речовини приймаємо за 100%, тобто концентрацію товарного продукту ОП-10 приймаємо згідно з рецептурою (3%).

У НГВУ „Чекмагушнефть” на одну свердловинно-операцію використовували 40 м<sup>3</sup> піноутворювального розчину. Цей об'єм готується на розчинному вузлі наступним чином. Розрахункову кількість КМЦ (300-400 кг) засипають в ємність 4, в яку попередньо заливають 12 м<sup>3</sup> прісної води з температурою 40-50°С. За допомогою насоса створюють кругову циркуляцію через змішувальне устаткування, в результаті чого КМЦ розчиняється. Після повного розчинення (визначають візуально) 4 м<sup>3</sup> розчину перепомпують в ємність 3, туди ж додають 0,65 м<sup>3</sup> піноутворювача і воду до сумарного об'єму рідини в ємності, рівного 13 м<sup>3</sup>. Готовий розчин за допомогою автоцистерн доставляють на свердловину. Для приготування розрахункової кількості піноутворювального розчину,



передбаченого для запомповування в пласт, змішування його компонентів в ємності повторюють.

Існуюча обв'язка на розчинному вузлі дає змогу перепомповувати рідину з однієї ємності в іншу, в автоцистерни; дає змогу точно дозувати компоненти піноутворювального розчину, що підвищує якість запомповуваної в пласт піни; скорочує час і витрати на запомповування піни в пласт.

Для отримання піни із піноутворювального розчину застосовують компресорні пересувні устаткування з продуктивністю 8-10 м<sup>3</sup>/хв. за тиску 8-10 МПа і з продуктивністю 12-16 м<sup>3</sup>/хв. за тиску 25 МПа. Для подавання в аератор піноутворювального розчину застосовують насосні агрегати Азінмаш-35 і ЦА-320М.

### Технологічний процес обмеження припливу води та інтенсифікації видобування нафти

Перед запомповуванням піни в пласт необхідно здійснити підготовчі роботи, комплекс яких складається з перевірки стану експлуатаційної колони; визначення приймальності пласта; визначення необхідності застосування пакера, що зумовлено величиною тиску нагнітання піни в пласт. Необхідність застосування пакера виявляється в кожному конкретному випадку в залежності від приймальності пласта і технічного стану експлуатаційної колони.

Запомповування піни в пласт можна здійснити за двома технологічними схемами [10]: а) створенням піни на поверхні за допомогою аератора і запомповування її в пласт через НКТ; б) запомповуванням піни в пласт через затрубний простір без піднімання підземного обладнання.

Вибір схеми запомповування залежить від конкретних умов: пластового тиску, приймальності пласта, кількості і типу компресорів, ступеня аерації, необхідного об'єму піни та ін. [158].

У свердловинах з низьким пластовим тиском і високою приймальністю запомповування піни можна проводити за другою схемою, тобто без піднімання підземного обладнання.

### Запомповування багатокомпонентної піни в пласт

1. Після перевірки стану вибою свердловини башмак насосно-компресорних труб встановлюють біля нижніх перфораційних отворів або посередині фільтра.

2. У свердловину через насосно-компресорні труби запомповують 2-2,5 об'єму НКТ водного розчину ПАР із концентрацією його 0,5-1% (краще при цьому використовувати ОП-10) за відкритого кільцевого простору. Розчин ОП-10 як піноутворювач володіє кращою проникальною здатністю

і здійснює краще очищення порових каналів, а це за інших однакових умов дає змогу запомповувати в пласт великий об'єм піни.

3. Запомповують 2-3 м<sup>3</sup> піноутворювального розчину, з якого отримється багатокомпонентна піна (нижня буферна рідина).

4. Поверх нижньої буферної рідини запомповують багатокомпонентну піну, приготовлену на поверхні з використанням аератора.

5. Поверх багатокомпонентної піни знову запомповують 2-3 м<sup>3</sup> піноутворювального розчину того ж складу, що й нижня буферна рідина (верхня буферна рідина).

6. Після витіснення багатокомпонентною піною половини нижньої буферної рідини з НКТ закривають затрубний простір і приступають до протискування піни в пласт.

7. Після завершення запомповування у свердловину нижньої буферної рідини, піну, яка залишилася в НКТ, і верхню буферну рідину протискують у пласт водним розчином ОП-10 (з концентрацією 0,5-1%) у кількості 1,5-2 об'єму НКТ, тобто в привибійну зону проникає ще 0,5-1 об'єму НКТ водного розчину ОП-10, котрий сприяє протискуванню піни і буферних рідин вглиб пласта.

8. Кількість багатокомпонентної піни (в розрахунку на піноутворювальний розчин) у залежності від проникності пласта і технічного стану експлуатаційної колони приймають 10-40 м<sup>3</sup>, а ступінь аерації 1,5-2 в пластових умовах.

9. Для отримання ступеня аерації 1,5-2 в пластових умовах за постійної значини подавання компресора змінюють витрату рідини за допомогою спеціального подільника. Ступінь аерації в пластових умовах визначають за формулою (6.52), де  $p_{пл} = p$ , а  $p$  – тиск, який створюється насосом при запомповуванні піни в пласт, Па. Ступінь аерації при застосуванні компресора продуктивністю 8 м<sup>3</sup>/хв. за тиску 8 МПа подано в табл. 6.37, ступінь аерації при застосуванні компресора продуктивністю 16 м<sup>3</sup>/хв. за тиску 25 МПа – у табл. 6.38.

10. Запомповування піни в пласт *за першою схемою* здійснюється так.

За допомогою насосного агрегату ЦА-320М піноутворювальний розчин подають у зовнішню трубу аератора, а від компресора стиснуте повітря надходить у внутрішню перфоровану трубу аератора. Утворена в аераторі піна по лінії високого тиску нагнітається в НКТ.

Для можливості зниження витрати рідини з метою досягнення високого ступеня аерації застосовують подільник із кранами високого тиску.

Для попередження надходження рідини в компресор і повітря в насосний агрегат у схемі передбачено зворотні клапани. За необхідності встановлюють пакер.

Таблиця 6.37 – Ступінь аерації піни при застосуванні компресора продуктивністю 8 м<sup>3</sup>/хв. за тиску 8,0 МПа

Q <sub>p</sub> , л/с	p, МПа			
	0,1	3,0	5,0	8,0
5	27	0,89	0,53	0,33
4	33	1,11	0,67	0,42
3	44	1,48	0,89	0,56
2,5	53	1,78	1,07	0,67
2	67	2,22	1,33	0,83
1,5	89	2,96	1,78	1,11
1	133	4,41	2,67	1,67
0,5	267	8,89	5,33	3,33
0,3	444	14,81	8,89	5,56

Таблиця 6.38 – Ступінь аерації піни при застосуванні компресора продуктивністю 16 м<sup>3</sup>/хв. за тиску 25 МПа

Q <sub>p</sub> , л/с	p, МПа							
	0,1	3,0	5,0	8,0	10,0	12,0	15,0	20,0
5	53	1,78	1,07	0,67	0,53	0,44	0,36	0,27
4	67	2,22	1,33	0,83	0,66	0,56	0,44	0,33
3	89	2,96	1,78	1,11	0,89	0,74	0,59	0,44
2,5	107	3,56	2,13	1,33	1,07	0,89	0,71	0,53
2	133	4,44	2,67	1,67	1,33	1,11	0,89	0,67
1,5	178	5,93	3,56	2,22	1,78	1,48	1,19	0,89
1	267	8,89	5,33	3,33	2,67	2,22	1,78	1,33
0,5	533	17,78	10,67	6,67	5,33	4,44	3,56	2,67
0,3	689	29,63	17,78	11,11	8,89	7,41	5,93	4,41

11. Запомповування піни в пласт за другою схемою, коли піна запомповується через затрубний простір без піднімання свердловинного обладнання, проводиться також із використанням нижньої і верхньої буферної рідин.

Послідовність запомповування в пласт багатокомпонентної піни за цією схемою здійснюють наступним чином:

а) при відкритій гирловій засуві в затрубний простір запомповують 5-6 м<sup>3</sup> 1% водного розчину ОП-10;

б) поверх водного розчину ПАР запомповують нижню буферну рідину в кількості 3-4 м<sup>3</sup> і заданий об'єм багатокомпонентної піни;

в) поверх багатокомпонентної піни запомповують верхню буферну рідину в кількості 3-4 м<sup>3</sup>;

г) після досягнення багатокомпонентною піною башмака НКТ закривають гирлову засуву і продовжують запомповування верхньої буферної рідини в затрубний простір і водного розчину ПАР для протискування в пласт багатокомпонентної піни і буферних рідин.

Після запомповування в пласт заданої кількості багатокомпонентної піни і верхньої буферної рідини, поверх неї протискують у пласт ще 2-3 м<sup>3</sup>

водного розчину ОП-10 з метою просування багатокомпонентної піни вглиб пласта.

12. Протискування в пласт багатокомпонентної піни здійснюється до досягнення допустимого максимального тиску на експлуатаційну колону.

13. Кількість багатокомпонентної піни (в розрахунку на піноутворювальний розчин) у залежності від приймальності привибійної зони пласта і його товщини беруть у межах 20-60 м<sup>3</sup>.

14. Ступінь аерації при запомповуванні піни в пласт за другою схемою визначається в залежності від величини максимально допустимого тиску на експлуатаційну колону.

15. Після запомповування піни в пласт за обома схемами свердловину витримують 48-72 год., а потім приступають до робіт з її освоєння.

16. У процесі освоєння і експлуатації свердловини депресії тиску на пласт не повинні перевищувати значини депресії тиску під час експлуатації свердловини до запомповування піни в пласт.

Результати водоізоляційних робіт у НГВУ „Долинанафтогаз” дають змогу стверджувати, що піни є селективними системами [26]. У ході запомповування в привибійну зону стійких двофазних пін за високого тиску нафтонасичені пласти не втрачають своїх фільтраційних властивостей, а у водонасичених пластах зменшується проникність. Тому в переважній більшості випадків приплив нафти із пласта у свердловину значно збільшувався при одночасному зниженні обводненості продукції. Як видно з табл. 6.39, обмеження водоприпливу двофазними пінами є одним із ефективних технологічних процесів, оскільки середня значина додаткового видобутку нафти становить понад 800 т на одну свердловино-операцію.

Таблиця 6.39 – Результати робіт із обмеження водоприпливу двофазними пінами в НГВУ „Долинанафтогаз”

Родовище	№ свердловини	Середньодобовий дебіт свердловини*		Додатковий видобуток		Кількість ефективних днів експлуатації
		нафти, т/добу	води, м <sup>3</sup> /добу	нафти, т	води, м <sup>3</sup>	
Долинське	351	2,2/25,6	232,5/232,5	4402	+8599	276
Долинське	821	2,0/18,9	112/103,8	1463	+242	204
Долинське	248	4,8/21,7	9,6/14,7	1853	+688	214
Струтинське	68	3,8/5,3	8,7/12,8	327	+859	174
Спаське	52	1,9/3,67	13,0/17,7	214	+483	173
Спаське	24	4,6/6,0	13,0/23,8	288	+685	163
Долинське	355	15,3/32,3	64,5/51,4	541	-1027	58
Спаське	10	9,2/10,7	9,8/12,7	41	+84	28
Долинське	201	1,5/4,0	35,1/29,9	148	-800	59
Долинське	821	27,6/69,3	111,2/63,2	1295	-1510	33

\*Примітка. У чисельнику наведено дані дебіту рідини до використання двофазних пін, а у знаменнику – після

Піноутворювальний розчин у кількості 60 м<sup>3</sup> готували на прісній воді з концентрацією 0,25% ПАР (ДС-РАС) та 0,1% стабілізатора піни (ПАА). З метою підвищення ступеня аерації двофазної піни в пластових умовах запомповували зволожене повітря до тиску 11МПа і тільки після цього піноутворювальний розчин із одночасним подаванням повітря компресором КПУ16-250. Із затрубного простору стабілізовану двофазну піну протискували в пласт прісною водою з додаванням 0,1% ПАР. Після протискування свердловину закривали для стабілізації тиску на 48 годин, а відтак плавно знижували тиск і освоювали свердловину глибинним насосом.

### ***6.11.2 Технологія обмеження водоприпливу у видобувні свердловини високов'язкими емульсійними системами на основі поверхнево-активних реагентів СНПХ-9630 і СНПХ-9633***

Технологія призначена для обмеження водоприпливу із карбонатних і теригенних покладів із високою обводненістю продукції (60-99%), низькою пластовою температурою (15-50°C) і різною мінералізацією вод, які обводнюють свердловину (15-300 г/л) [інститут НІИнефтепромхим, м. Казань].

Метод оснований на блокуванні водонасичених зон пласта гелеподібними високов'язкими („твердоподібними“) емульсійними системами із зовнішньою вуглеводневою фазою, які утворюються в ході запомповування композиції вуглеводневого розчинника і суміші ПАР (реагенти СНПХ-9630, СНПХ-9633). Емульсії, які виникли в промитих зонах пласта, стійкі до розмивання водою і руйнуються при контактуванні з нафтою, що забезпечує високу селективність методу і не погіршує проникності нафтонасичених пропластків. Крім цього, такі композиції володіють гідрофобізувальною дією, високою розчинною здатністю відносно асфальтосмолопарафінових відкладів.

Розроблено 11 марок реагентів СНПХ-9630, СНПХ-9633, які являють собою суміші ПАР різних типів та вуглеводневих розчинників і відрізняються між собою за складом. Марка реагенту вибирається в залежності від геолого-фізичних умов об'єктів використання. Реагенти однорідні і стабільні в діапазоні температур від -35°C до +50°C протягом тривалого часу, мають невисоку в'язкість (динамічний коефіцієнт в'язкості 1,5-3 мПа·с) і низьку температуру застигання (нижче -30°C – -40°C). Реагенти малотоксичні (відносяться до 4 і 3 класу небезпечності). Є дозвіл у Російській Федерації на їх використання в нафтовій промисловості.

Технологія передбачає запомповування 2-5 м<sup>3</sup> СНПХ-9630 або СНПХ-9633 на 1 м перфорованої товщини пласта, але не менше 25-30 м<sup>3</sup> на одне свердловино-оброблення. Облямівка протискується в пласт нагніталь-

ною водою. Якщо нагнітальна вода є прісною, то після композиції запомпуюється буферна мінералізована вода в кількості 140-300 м<sup>3</sup>. Свердловина витримується протягом 24-48 годин для реагування (гелеутворення), після чого освоюється. Можливе запомповування реагенту без піднімання свердловинного обладнання. При запомповуванні у пласт через нагнітальні свердловини композиція утворює високов'язкі емульсії, які знижують проникність обводнених шарів, а нагнітальна вода надходить тоді в низькопроникні нафтонасичені зони, раніше не охоплені діями.

Технологія успішно пройшла промислове випробування для обмеження припливу води із карбонатних і теригенних колекторів нафтових родовищ Татарстану, Удмуртії, Башкортостану (оброблено біля 200 свердловин); успішність 67-82%; тривалість ефекту 1-2 роки і більше; додатковий видобуток нафти понад 20-60 т на 1 т реагенту або від 450 до 1200 т на 1 свердловино-оброблення при зменшенні видобутку води від 400 до 8000 т на 1 свердловино-оброблення.

### ***6.11.3 Технологія селективної ізоляції водонасичених пропластків порового колектора оберненими водонафтовими емульсіями***

Суть методу полягає у використанні обернених (інвертних) водонафтових емульсій (типу вода в нафті) двох складів: а) перший склад – 38% нафти, 2% емульгатора-емульгала (ТУ 6-14-1035-79), решта вода; б) другий склад – 38% нафти, 2% емульгатора, 0,5% соляної кислоти 12% концентрації, 30% сечовиноформальдегідної смоли марки КФ-КВ (ТУ 6-05-211-1375-84), решта вода, а також гелеутворювального розчину – 1% ПАА, 0,1% хромокалієвого галууну (ГОСТ 4162-79), решта вода.

Технологія передбачає: а) визначення величини і профілю приймальності; б) опускання НКТ з упорним пакером, низ якого обладнано хвостовиком із фільтром (пакер встановлюється на 10-15 м вище інтервалу перфорації); в) запомповування підтоварного залишку процесу промислової підготовки нафти (7-56 м<sup>3</sup>) або фракції ароматичних вуглеводнів (0,4 м<sup>3</sup>); г) запомповування послідовно емульсії першого складу (10 м<sup>3</sup>), другого складу (5 м<sup>3</sup>) і соляної кислоти 2% концентрації (2 м<sup>3</sup>) або гелеутворювального розчину (12 м<sup>3</sup>).

Емульсію готують у відсіку бункера насосного агрегату перепомпуванням через струминний насос із всмоктуванням води з другого відсіку. Попередньо в нафті розчиняють емульгатор, а у воді – смолу (смола твердне в чистому середовищі протягом 2-4 год.). Для утворення гелеутворювального розчину порошок ПАА подають у струмінь води, перемішують протягом 24 год. для набухання ПАА.

Для перекриття великих обводнених зон пласта запропоновано ще й емульсію, котра здатна до затвердіння з міцністю взірців на стискання 0,7 МПа і більше. Емульсія містить поліепоксид і полікарбоксийний полімер із групи акрилатів. Для регулювання швидкості полімеризації в емульсію вводять органічні силани, а також асфальт [5].

#### ***6.11.4 Технологія ізоляції водопрпливу з використанням гідрофільних емульсій***

##### ***Дослідження селективної дії гідрофільних емульсій***

Селективно проникність пористих середовищ щодо нафти і води змінюють розчини ряду високомолекулярних сполук, а також гідрофобізатори. Найбільш простим і доступним способом гідрофобізації порід привибійної зони пласта є оброблення її нафтою. Проте цей спосіб, хоч і застосовується епізодично, є малоефективним, а також високовитратним через потребу великої кількості нафти. Інші використовувані гідрофобізатори, наприклад, на основі силанів є дефіцитними, токсичними і дорогими [5]. Гіпан відноситься до реагентів, які селективно змінюють проникність пористих середовищ. Однак технологічні схеми використання гіпану передбачають запомповування до або після нього мінералізованої води чи розчину хлористого кальцію (див. також § 6.10). Експериментами на моделях пласта з коефіцієнтом проникності 0,5-0,8 мкм<sup>2</sup> виявлено, що для заповнення пористого середовища гіпаном необхідно створити перепад тиску 0,24 МПа на 1 м довжини (довжина моделі 1,5 м). А за умов реальної свердловини з коефіцієнтом проникності колектора 0,634 мкм<sup>2</sup> для створення облямівки радіусом 3-5 м потрібно мати тиск 54,7 МПа. Тому для ізоляції обводненого колектора рекомендовано запомповувати тампонажні суміші меншої в'язкості. Звідси досліджено можливість використання для гідрофобізації порід гідрофільних емульсій з регульованими строками стабільності [5].

Стабільна гідрофільна (прямого типу) емульсія нафти у воді може бути отриманою при емульгуванні розчинів високомолекулярних сполук за присутності емульгатора. Дослідженням було встановлено, що порівняно з відомими емульгаторами – сульфанолам і дисолваном – найбільш ефективним емульгатором є діетаноламід жирних кислот C<sub>10-16</sub>. Ця сполука із загальною формулою RCO<sub>n</sub>(C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>OH)<sub>2</sub>, де R – радикал з 10-13 вуглеводневими атомами, являє собою нетоксичну рідину коричневого кольору, легко розчинну у воді.

Припустили, що гідрофільна емульсія під час запомповування в пласт проникає переважно у водонасичені пори, оскільки прямі емульсії з нафтою не змішуються. З водою ж такі емульсії змішуються необмежено,

оскільки при цьому відбувається розбавлення емульсії і емульгатора у водному дисперсійному середовищі.

Вплив гідрофільної емульсії на проникність водонасиченої і нафтонасиченої порід перевірено експериментально на устаткованні УДПК-1М. Для цього підготували емульсію, яка складається з 70 об'ємних частин нафти Покровського родовища, котра емульгована в 30 об'ємних частинах 4% водного розчину діетаноламиду жирних кислот  $C_{10-16}$ . Емульгування проводили протягом 10 хв. у пропелерній мішалці із швидкістю  $4000 \text{ хв.}^{-1}$  шляхом введення нафти невеликими порціями у водний розчин діетаноламиду. Випробовувана емульсія добре розбавлялася водою і абсолютно не змішувалася з нафтопродуктами.

Для випробування взяли два ідентичні керни, відібрані із свердловини Подольської площі (інтервал відбирання 2438-2453 м, пісковик). Устаткування змонтували з паралельними підключеннями кернотримачів, що давало змогу проводити одночасну фільтрацію гідрофільної емульсії через обидва керни за однакових перепадів тиску і умов гідрообтискання. Визначення проникності кожного керна по відповідному флюїду (воді або нафті) проводилося після фільтрації 10 мл рідини. Коефіцієнт проникності по нафті нафтонасиченого керна до оброблення становив  $190 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ , а водонасиченого –  $189,4 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$  (по воді).

Відтак через обидва керни одночасно пропомпували таку кількість емульсії, щоб через водонасичений керн пройшло емульсії об'ємом, рівним близько трьом об'ємам порового простору (6 мл). Після добового витримання повторно визначили нафто- і водопроникність відповідних кернів. У результаті оброблення емульсією коефіцієнт проникності по воді знизився в 2,3 рази, тоді як зниження коефіцієнта проникності по нафті становило лише 25%.

Після перебігу 6 діб через той же водонасичений керн, оброблений гідрофільною емульсією, пропустили  $500 \text{ см}^3$  пластової води (тобто 250-кратний поровий об'єм). При цьому проникність залишилася такою ж.

Таким чином, випробувана емульсія може селективно знижувати проникність водонасиченої частини пласта. Слід відмітити, що після запомповування у водоносний пласт гідрофільна емульсія розкладається, виділяючи емульговану в ній нафту, внаслідок фільтрації через вузькі капіляри, розбавлення водою і зниження концентрації емульгатора, підвищеної температури, старіння. Нафта, яка виділяється при розкладанні емульсії, гідрофобізує стінки пор, що знижує їх проникність по воді.

Встановлено, що при однаковому тиску запомповування у взірець, насичений пластовою водою, емульсія проникає в 3-4 рази глибше, ніж у взірець, насичений нафтою.



Гідрофільна емульсія нафти у воді проникає в обводнену частину пласта і знижує (після розпадання) її проникність по пластовій воді в більшій мірі, ніж нафта з додатком ПАР-гідрофобізатора згідно, наприклад, із способом регулювання просування підшовних і пластових вод, що складається із шести послідовних операцій. Це було підтверджено наступним дослідом.

З одного штучного керна з коефіцієнтом проникності  $0,36 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> виготовили 2 циліндричні взірці діаметром 30 мм і висотою 30 мм. Відтак обидва взірці з однаковими проникностями після насичення за однакових умов пластовою водою густиною 1180 кг/м<sup>3</sup> встановили у два кернотримачі. Над взірцем 1 помістили шар (7 мл) випробовуваної емульсії з об'ємним співвідношенням нафти і 7% водного розчину діетаноламідів відповідно 40 і 60%. Над взірцем 2 помістили такий же об'єм контрольної суміші нафти і ПАР (сульфонол). Об'єми рідин (7 мл) відповідають об'єму пор у взірцях, насичених пластовою водою (20% загального об'єму). Шляхом подавання в систему стиснутого азоту тиск протягом 9 хв. поступово підвищили до 0,2 МПа, при цьому проводили вимірювання об'ємів пластової води, що витіснялася із водонасичених взірців. Після запомповування рідин обидва взірці витягнули із кернотримачів і розпиляли по осі циліндрів. Довжини вимірних зон гідрофобізації взірців випробовуваною гідрофільною емульсією і контрольною сумішшю нафти і ПАР становили відповідно 22 і 7 мм по висоті циліндричних взірців, тобто коефіцієнт проникності водонасичених взірців для емульсії виявився в 3,15 рази вищим за коефіцієнт проникності для суміші нафти і ПАР за умови рівності прикладених тисків. Масовий вміст ПАР у випробовуваній емульсії та контрольній суміші нафти і ПАР був однаковим (4,2%).

Для оцінки впливу гідрофільної емульсії на фазову проникність по воді в кернотримачі помістили два однакових за розмірами взірці, виготовлені з одного керна з коефіцієнтом проникності  $0,1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Взірець 1 обробили гідрофільною емульсією із співвідношенням об'ємів фаза і середовище, рівним 65:35%, а взірець 2 – контрольною сумішшю нафти і ПАР. Після добового витримування і розпадання емульсії у взірці 1 обидва керни в кернотримачах розвернули на 180° і під тиском 0,15-0,2 МПа через них одночасно пропомпували пластову воду. За рівний проміжок часу через взірець 1, оброблений гідрофільною емульсією, пройшло пластової води в 6,8 раз менше, ніж через контрольний. Ці досліді вказують на вищу ефективність запропонованого водоізоляційного матеріалу порівняно з відомими.

### Технологія водоізоляції

Технологія ізоляції водопритоку із використанням гідрофільної емульсії реалізується на промислі таким чином. Свердловину, вибрану для

обмеження водоприпливів, зупиняють. У технічній воді готують 1-10% розчин діетаноламідів жирних кислот  $C_{10-16}$ . Оптимальна концентрація емульгатора у вказаному діапазоні залежить від складу використаної нафти і підбирається експериментально з метою забезпечення стійкості емульсії. Відтак у приготованому водному середовищі емульгують нафту. Оскільки всі інгредієнти емульсії є рідинами, приготування розчину емульгатора і емульгування нафти у воді можна здійснити, наприклад, за допомогою двох цементувальних агрегатів, що перепомпують під тиском відповідно фазу (нафту) і середовище (водний розчин емульгатора) в гідроактиватор, де відбувається ефективне змішування потоків і отримання стабільної емульсії.

Об'ємне співвідношення в емульсії нафти і розчину діетаноламідів становить відповідно 30-60 і 20-40%. Кількість розчиненого у водному середовищі діетаноламідів (ДЕА) повинна становити 1-2,5% (переважно 1,5%) об'єму всієї прямої емульсії. Якість приготування емульсії в промислових умовах контролюється шляхом струшування її взірця з водою і нафтопродуктами, а також за значиною питомою електропровідністю.

У свердловину на глибину розміщення нижніх отворів перфорації опускають насосно-компресорні труби, і в пласт запомпують під тиском гідрофільну емульсію з розрахунку  $5-20 \text{ м}^3$  на 1 м оброблюваної товщини. Протискувальною рідиною служить нафта. Свердловину закривають і залишають на якийсь час, необхідний для руйнування емульсії (5-8 год.). Гідрофільна емульсія при запомпюванні в пласт проникає переважно у водонасичену частину. Далі в пластових умовах відбувається природний процес розпадання емульсії, при якому виділяється замішана в ній нафта. Таким чином, пористе середовище, раніше заповнене лише пластовою водою, після оброблення гідрофільною емульсією і її розпадання стає насиченим не тільки водою, але і нафтою, а вільна нафта, що виділилася, гідрофобізує водонасичену зону і обмежує наступний приплив пластової води у свердловину при її роботі.

У свердловинах, у яких під час запомпювання емульсії в пласт створюється тиск, котрий не перевищує допустимого тиску на експлуатаційну колону, запомпювання можна проводити без піднімання підземного устаткування. Використання гідрофільної емульсії дає змогу створювати у водонасиченій частині пласта ізолювальні екрани на більшій відстані від вибою свердловини, оскільки розміри диспергованих глобул нафти, оточених водяною оболонкою, при задовільному диспергуванні в присутності водного розчину діетаноламідів жирних кислот  $C_{10-16}$  становлять за даними мікроскопічних вимірювань 0,1-100 мкм. Дисперсність емульсії підвищується як при збільшенні тривалості часу та інтенсивності диспергування, так і при підвищенні кількості дисперсної фази (нафти) в емульсії. Висока диспер-

сність і гідрофільність емульсії уможливило запопмувати її у водо-насичену зону пласта і насичувати нафтою, яка виділяється при розпаданні емульсії. Оброблене пористе середовище втримує нафту за рахунок капілярних сил. Відсутність твердої фази в емульсії дає змогу після ізоляційних робіт ввести свердловину в експлуатацію без промивання, оскільки відпадає потреба в очищенні привибійної зони.

### Випробування гідрофільних емульсій

Випробування гідрофільних емульсій проведено у свердловині 256 Султангулово-Заглядінського родовища і свердловині 152 Красноярського родовища [5].

*Свердловина 256* мала штучний вибій на глибині 1613 м, інтервал перфорації 1589-1603 м, об'єкт експлуатації – пласт Б<sub>2</sub>, пластовий тиск 14,5 МПа. До моменту випробувань свердловина експлуатувалася за допомогою устаткування УЕВН-130 при дебіті 4 т/добу нафти і 98 т/добу води.

Після піднімання УЕВН і шаблонування колони у свердловині на глибині 1578 м встановили пакер і визначили приймальність. При тиску 15 МПа приймальність по воді становила 300 м<sup>3</sup>/добу.

Для приготування гідрофільної емульсії використали 20 м<sup>3</sup> прісної води, 0,6 м<sup>3</sup> діетаноламиду жирних кислот і 30 м<sup>3</sup> нафти з динамічним коефіцієнтом в'язкості 6 мПа·с. Після розчинення 0,6 м<sup>3</sup> емульгатора в 20 м<sup>3</sup> води за допомогою двох насосних агрегатів ЦА-320 через гідроактиватор пропомпували розчин діетаноламиду і нафту. Отриману емульсію перемішували протягом 35 хв. з відбиранням проб через кожні 10 хв. Всього було отримано 50 м<sup>3</sup> гідрофільної емульсії, яка по НКТ була протиснута 18 м<sup>3</sup> води в пласт. У кінці протискування тиск на гирлі становив 20 МПа. Після 36 год. знаходження свердловини під тиском підняли пакер і, опустивши УЕВН на глибину 1300 м, ввели свердловину в експлуатацію. Дебіт становив 10 т/добу нафти, 85 т/добу води. Ефект від оброблення тривав протягом 12 міс. За цей період із свердловини додатково видобуто 2160 т нафти при обмеженні відбору води на 4680 м<sup>3</sup>.

У *свердловині 152* Красноярського родовища після оброблення за аналогічною технологією з використанням гідрофільної емульсії в об'ємі 30 м<sup>3</sup> отримали збільшення добового дебіту на 2 т нафти за зниження видобутку води на 18м<sup>3</sup>/добу. Ефект від оброблення тривав 6 міс. За цей період додатково видобуто 360 т нафти і обмежено відбір води на 3240 м<sup>3</sup>.

### **6.11.5 Технологія обмеження водоприпливу латексно-нафтовою емульсією**

Латексно-нафтова емульсія (ЛНЕ) призначена для обмеження водо-припливу у нафтових свердловинах шляхом запопмування її в інтервал

перфорації і закупорювання утвореним коагулятом водопровідних тріщин, пор і каверн. Емульсії, що складаються з латексу СКС-30 ШХП або СКС-50 КГП (табл. 6.40), нафти і емульталу, є селективним водоізоляційним матеріалом [284, 436, 466].

Таблиця 6.40 – Фізико-хімічні властивості латексів

Марка	Мономери	Вміст сухої речовини, %	pH, не менше
СКС-30 ШХП	Дивініл, стирол	24,0	10,0-11,2
СКС-50 КГП	Дивініл, стирол	55-59	10

Кислоти і водні розчини солей полівалентних металів миттєво викликають необоротний процес коагуляції латексів із утворенням щільного гумоподібного коагуляту.

У випадку зниженої значини рН латексу, з метою запобігання його передчасної коагуляції, в нього треба ввести 2% розчин NaOH для одержання необхідного вмісту йонів водню в латексі.

Ізоляційні роботи доцільно виконувати із використанням ЛНЕ за умов: а) обводнення продукції настало мінералізованою водою, котра містить іони полівалентних металів  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{Al}^{3+}$ ,  $\text{Fe}^{2+}$  та інших, коли загальна концентрація їх є не меншою 2,0 г/л (густина води 1012 кг/м<sup>3</sup>); б) надходження води у свердловину через затрубний простір із нижчезалеглого водоносного горизонту; в) обводненість видобуваної продукції перевищує 70%.

Для вибору свердловин і технології водоізоляції слід виконати геолого-промислові дослідження:

а) на основі проб продукції визначити вміст нафти, води, хімічний склад і густину пластової води;

б) проаналізувати промислово-геологічні дані по свердловинах і встановити шляхи водопритоку;

в) за недостатності названої інформації провести дослідження з визначення шляхів водопритоку запомповуванням активованих ізотопами рідин, акустичним каротажем або іншими геофізичними методами (НГК, ІННК, КНАм, термометрією та ін.);

г) за відсутності даних про положення ВНК у водонафтовому пласті і за наявності у свердловині двох і більше пластів (пропластків) для виділення джерела обводнювання виконати вимірювання дебітоміром і вологоміром;

г) визначити приймальність свердловини запомповуванням пластової води в об'ємі 2-3 м<sup>3</sup> за тисків, що допустимі на експлуатаційну колону і не перевищують тиску гідророзриву пласта (у випадку механізованого способу видобування воду запомповують через затрубний простір, а у випадку фонтанного способу – через кільцевий чи трубний простори);

д) у свердловинах із багатошаровим об'єктом експлуатації для вибору технології запомповування ЛНЕ дослідити профіль поглинання витратоміром.

Приготування ЛНЕ здійснюється шляхом розчинення емульталу (ПАР) у нафті, а відтак емульгуванням латексу у вуглеводневій суміші (нафта і емультал). Для цього у вимірний бак агрегату ЦА-320М набирають 5 м<sup>3</sup> нафти із автоцистерни і 0,25 м<sup>3</sup> емульталу, а тоді двічі пропомповують за схемою бак-насос-бак. Після цього латекс із другої автоцистерни агрегатом Азінмаш-35А подають у диспергатор, а назустріч розпиленому струменю латексу агрегатом ЦА-320М пропомповують суміш нафти з емульталом. На вході забезпечують тиск 3-5 МПа. У результаті отримується обернена латексно-нафтова емульсія, однорідна за складом без глобул латексу.

Склад ЛНЕ тоді є таким, %:

латекс	50
нафта	48,5
емультал	1,5

Коагуляція настає в результаті контактування з мінералізованою (CaCl<sub>2</sub>) пластовою водою у співвідношенні 1:1.

Як коагулянт можуть бути розчин CaCl<sub>2</sub>, соляна HCl і сірчана H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> кислоти концентрації 1-4%.

Нафта, яка використовується для приготування емульсії і промивання комунікацій, повинна містити не більше 1% води і не більше 1,8 г/л солей. У разі контактування з мінералізованою водою, що містить понад 2,0 г/л іонів полівалентних металів, ЛНЕ коагулює, а в пласті закупорює пори, тріщини і т. д. За присутності мінералізованої води коагулянт ущільнюється, а у вуглеводневій рідині – розчиняється. Оптимальний термін ущільнення коагулянту – 1-2 доби.

Якщо у нафті, що взята для приготування ЛНЕ, міститься понад 10% смол, то утворений коагулянт володіє підвищеними міцнісними і адгезійними властивостями.

Застосовують одну із трьох схем технології:

1) без встановлення на гирлі піднімальних споруд у свердловинах:  
а) за наявності вірогідної інформації про шляхи припливу і хімічний склад води; б) з одним розкритим перфорацією обводненим продуктивним пластом, приймальність якого по воді перевищує 15 м<sup>3</sup>/год. за тисків, які допустимі на експлуатаційну колону, але не перевищують тиску гідророзриву; в) з двома чи декількома продуктивними пластами, розкритими перфорацією, якщо приймальність обводненого пласта в 2-3 рази перевищує приймальність решти за таких же тисків;

2) запомповування ЛНЕ через НКТ з пакером у свердловинах: а) з декількома продуктивними пластами, розкритими перфорацією, приймальність яких вище приймальності обводненого пласта; б) з приймальністю обводненого пласта менше  $15 \text{ м}^3/\text{год.}$  за тиску, допустимого на експлуатаційну колону; в) технічний стан експлуатаційної колони яких не дає змоги створювати тиск, необхідний для запомповування ЛНЕ в пласт;

3) запомповування через НКТ без пакера в решті випадків.

Запомповування ЛНЕ в пласт здійснюють через експлуатаційний фільтр *за одною з таких послідовностей* з урахуванням геолого-технічних умов експлуатації свердловин і розробки родовища:

1) нафта ( $0,2 \text{ м}^3$ ) – ЛНЕ – нафта ( $0,2 \text{ м}^3$ ) для встановлення екрана у водонафтовій зоні, ізоляції вод, що надходять через за колонний простір, відключення окремих пропластків;

2) нафта – ЛНЕ – нафта – мінералізована вода (густина  $1150 \text{ кг/м}^3$ ) для таких же цілей;

3) нафта – ЛНЕ – нафта – кислота – мінералізована вода для поєднання водоізоляційних робіт із кислотним обробленням пласта (комбіноване оброблення);

4) кислота – нафта – ЛНЕ – нафта у випадку низької приймальності пласта (менше  $0,01 \text{ м}^3/(\text{год.}\cdot\text{МПа})$ ).

Кислота додатково викликає коагуляцію і гелеутворення.

До і після запомповування ЛНЕ можна запомповувати кремнійфтористоводневу (гексафторокремнієву) кислоту  $\text{H}_2\text{SiF}_6$ , яка за хімічною силою близька до сірчаної кислоти і в результаті змішування з пластовою водою миттєво дає значну кількість дрібнодисперсного осаду кремнійфторидів натрію  $\text{Na}_2\text{SiF}_6$  і калію  $\text{K}_2\text{SiF}_6$ . А це підвищує ступінь охоплення пласта запомповуванням ЛНЕ.

Об'єм буферної рідини (нафти) беруть  $0,5 \text{ м}^3$  у разі запомповування через НКТ і  $1,0 \text{ м}^3$  у разі запомповування через міжтрубний простір.

Об'єм протискувальної рідини беруть таким, щоб після ЛНЕ у привибійну зону було запомповано  $1 \text{ м}^3$  протискувальної рідини.

Після запомповування реагентів свердловину залишають для очікування коагуляції латексу на 1-2 доби.

Викликання припливу рідини з пласта здійснюють за малих депресій тиску до повного витіснення із нафтонасичених інтервалів нескоагульованої емульсії за можливості без застосування насосів.

Виконання підготовчих робіт *за технологією без витягування підземного обладнання* здійснюють так:

а) нагнітальні лінії (від агрегатів до гирла) опресовують на максимальний робочий тиск, який створює насосний агрегат;

б) опресовують гирлову арматуру тиском, допустимим на експлуатаційну колону;

в) постачають на свердловину реагенти;

г) готують робочі розчини і здійснюють водоізоляцію насосними агрегатами типу ЦА-320, Азінмаш-32М, Азінмаш-35А із застосуванням автоцистерн 4ЦР або технологічних ємностей;

г) насоси, маніфольди і ємності попередньо промивають нафтою;

д) кількість нафти, емульталу і латексу беруть у співвідношенні 47:3:50;

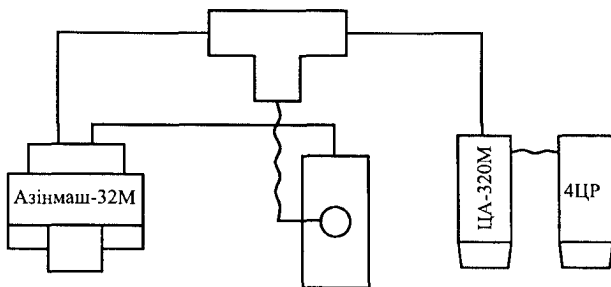
е) спочатку інтенсивно перемішують емультал із нафтою; емульсію готують шляхом пропомповування компонентів через змішувач із конічними насадками (діаметр насадок 10-12 мм) за тиску на викиді агрегатів 5-3 МПа (рис. 6.40); якість ЛНЕ контролюють шляхом вимірювання в'язкості, для того, щоб переконатися, що наявність солей у нафті не викликає коагуляції латексу; коефіцієнт в'язкості ЛНЕ за температури 10°C повинен становити 140-180 с за ВЗ-4 або 270-310 мПа·с.

У разі встановлення екрана у водонафтовому пласті об'єм ЛНЕ, м<sup>3</sup> розраховують за формулою:

$$V_{\text{ЛНЕ}} = 3,3R^2 h m c, \quad (6.55)$$

де  $R$  – радіус утворюваного екрана (3-5 м);  $h$  – розкрита товщина пласта, м;  $m$  – коефіцієнт пористості;  $c$  – коефіцієнт, що враховує обводненість продукції. Запомповування здійснюється 3-4 порціями з інтервалом в 1 год.

а



б

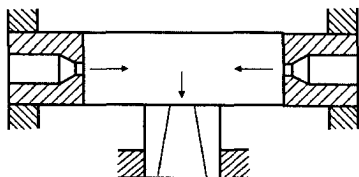


Рис. 6.40 – Схема об'язування насосних агрегатів (а) і змішувача (б) для запомповування латексно-нафтової емульсії

Для ізоляції пластових вод латексно-нафтовою емульсією, що подається через заколонний простір, беруть 0,5 м<sup>3</sup> на 1 м розкритої товщини, а запомповування здійснюють 2-3 порціями з інтервалом у 2 год.

Для відключення окремих пропластків або пластів беруть 0,7-0,8 м<sup>3</sup> на 1 м розкритої товщини.

За технологією із застосуванням заливальних труб водоізоляційні роботи виконують у такій послідовності:

а) на гирлі встановлюють піднімальні споруди;

б) свердловину заповнюють мінералізованою пластовою водою або іншою рідиною, яка забезпечує протитиск на пласт;

в) витягують НКТ і підземне експлуатаційне обладнання;

г) у свердловину опускають НКТ або спеціальні заливальні труби, обладнані пакером із сідлом для кулькового клапана і лійкою на кінці хвостовика; довжина хвостовика береться з розрахунку встановлення лійки на 1-2 м глибше нижніх перфораційних отворів, через які передбачається запомповування ЛНЕ у пласт; у разі здійснення ізоляції без пакера на цій глибині встановлюють лійку на заливальних трубах;

г) нагнітальні лінії опресовують аналогічно на максимальний робочий тиск;

д) до встановлення пакера в робочий стан НКТ, які перекриті над пакером кульковим клапаном, опресовують на максимальний робочий тиск і витримують під тиском протягом 15 хв.;

е) після опресування НКТ кульку клапана вимивають зворотною циркуляцією рідини; пакер встановлюють на необхідній глибині і опресовують.

Перед початком робіт на свердловині необхідно усунути замазученість, підготувати гирловий майданчик, приймальний поміст, перевірити справність манометрів на агрегатах. Агрегати встановлюють на відстані не менше 10 м від гирла, а кабінні – у протилежний бік від свердловини з навітряної сторони. Відстань між ними повинна бути не менше 1,5 м. Усі трубопроводи перед початком робіт опресовують на 1,5 кратний очікуваний тиск, віддаливши людей у безпечне місце. До робіт приступають лише після зниження тиску опресування до нуля. Роботи з обмеження водоприпливів виконують переважно в денний час. У разі вимушених робіт у вечірній і нічний час гирловий майданчик повинен мати освітленість не менше 25 люкс. Крім цього кожний насосний агрегат повинен мати індивідуальне освітлення.

Латекс постачають споживачеві в чистих залізничних цистернах, які мають у зимовий період теплоізоляцію, і в металевих бочках. Перевозять латекс у закритих ємностях за температури не нижче +10°C. Гарантійний термін придатності під час зберігання латексу – 6 міс. Роботу з латексом



здійснюють за діючої місцевої протічно-втяжної вентиляції у звичайному спецодязі, прийнятому для нафтової промисловості.

Латекс за підвищеної температури і під час перероблення має слабкий запах залишкового стиролу, гранично-допустима концентрація якого в повітрі виробничих приміщень  $5 \text{ мг/м}^3$ . Стирол за малих концентрацій викликає подразнення слизових оболонок очей, носа, гортані, шлунково-кишкові розлади.

### **6.11.6 Технологія водоізоляційних робіт із використанням лужних відходів нафтоперероблення**

Технологію обмеження водоприпливів у свердловинах з використанням композиційного складу – суміші дизельних або масляних лужних відходів нафтоперероблення, які одержуються під час очищення світлих нафтопродуктів (гасу, дизельного пального), і водного розчину технічного хлористого кальцію – розроблено стосовно до теригенних і карбонатних колекторів незалежно від їх проникності і мінералізації вод за пластових температур  $20-80^\circ\text{C}$ .

*Склад тампонажної суміші є таким (% мас.):*

Дизельні або масляні лужні відходи (ТУ 38 АЗРСР 20139-80)	50-70
Технічний хлористий кальцій (ГОСТ 450-77)	5-15
Вода	Решта

Ізоляційний матеріал у рідинному стані має дуже низьку в'язкість (на рівні в'язкості води), що забезпечує добре проникання його навіть за найнесприятливіших умов.

Дизельні або масляні відходи під час контактування з водним розчином хлористого кальцію  $\text{CaCl}_2$  утворюють тверду, непроникну водоізолювальну масу з міцністю на розрив  $0,6-1,0 \text{ МПа}$  через 24 год. (за зберігання її в воді і  $t = 20^\circ\text{C}$ ) і міцністю адгезійного зв'язку  $0,8-1,5 \text{ МПа}$ .

*Технологічний процес* передбачає, щоб змішування дизельних і масляних відходів із водним розчином хлористого кальцію відбувалося або безпосередньо в пласті, або в безпосередній близькості від пластів, що належать ізоляції. Ізоляцію водоприпливів здійснюють або послідовним, або паралельним запомповуванням компонентів тампонажного розчину.

Лужні відходи і водний розчин хлористого кальцію запомповують у пласт за співвідношення їх об'ємів від 3:1 до 3:2, при цьому концентрація хлористого кальцію у воді береться для співвідношення об'ємів 3:1 – 15%, а для співвідношення 3:2 – 10%.

Об'єм запомповуваних дизельних або масляних відходів вибирається в залежності від умов об'єкта, але не повинен перевищувати 1 т на 1 м товщини обводненого пласта.

Досвід використання даної тампонажної суміші (оптимальний об'єм – 20 т на 1 свердловино-операцію) визначив таку область ефективного застосування технології: товщина нафтонасиченої частини пласта, розкритої перфорацією, – до 30 м; обводненість видобуваної продукції – до 99% (мінералізація пластових вод не обмежена); пластова температура – до 70°C. Тиск запомповування тампонажної суміші в пласт не повинен перевищувати 0,8 від тиску гідророзриву.

### ***6.11.7 Технологія ізоляції водопрпливу з використанням розчинів синтетичних жирних кислот у вуглеводнях***

#### **Розчини синтетичних жирних кислот у вуглеводнях**

Довголанцюгові синтетичні жирні кислоти з 20 і більше атомами вуглецю (СЖК  $C_{20+}$ ) є нерозчинними у воді аніоноактивними ПАВ із гідрофільною карбоксильною групою, полярність якої посилюється при переході [5]:  $R - COOH \rightarrow R - COOMe$  ( $Me = K, Na, Ca, Mg$  і т.д.).

СЖК  $C_{20+}$  є побічним продуктом виробництва вузьких фракцій синтетичних жирних кислот і постачається нафтопереробними заводами за ТУ-38-1076-71 (див. також § 2.2.18). Використання СЖК  $C_{20+}$  для ізоляції водопрпливу зумовлене тим, що при контактуванні їх вуглеводневих розчинів із водою, яка містить катіони  $K^+$ ,  $Na^+$ ,  $Ca^{++}$ ,  $Mg^{++}$ , у лужному середовищі утворюються тверді мила, котрі нерозчинні у воді і здатні закупорювати пори пласта. Ці мила є емульгаторами другого роду і здатні утворити стабільну гідрофобну емульсію типу „вода в нафті”; солі СЖК  $C_{20+}$  адсорбуються в поровому просторі (особливо в карбонатних колекторах).

Для оцінки можливості використання розчинів СЖК проведено лабораторні експерименти [5]. Методика лабораторних робіт полягала в наступному. Приготували 5, 10 і 15% розчини СЖК  $C_{20+}$  у дизельному пальному.

Спочатку екстраговані керни, які представлені відібраними із свердловини 1 Подольської площі (інтервал відбирання 2426-2438 м) пісковиками, наситили водою пласта  $B_1$  Красноярського родовища Оренбурзької області (густина 1180 кг/м<sup>3</sup>) і визначили їх проникність по пластовій воді.

Через ці керни на устаткованні УДПК-1М пропомпували один поровий об'єм розчину СЖК  $C_{20+}$  різної концентрації в дизельному пальному і після витримування протягом 1-16 год. визначили коефіцієнт проникності кернів по пластовій воді у зворотному напрямі.

Зміна коефіцієнта проникності в часі залежно від концентрації синтетичних жирних кислот у дизельному пальному наступна:

Час витримування керна, год.	при 15% СЖК	Згасання проникності, %:		
		при 10% СЖК	при 5% СЖК	при 10% СЖК+1% ГЖК-94
1	85	80	85	—
3	90	48	73	38
16	50	30	17	75

Із поданих даних видно, що максимальне зменшення проникності керна для пластової води спостерігається при обробленні його 15% розчином СЖК С<sub>20+</sub> і при мінімальному часі витримування останнього в пласті. У зв'язку з тим, що в промислових умовах важко отримати 15% розчин СЖК С<sub>20+</sub> через їх обмежену розчинність, найбільш прийнятною для практичного використання слід вважати 8-10% концентрацію розчину СЖК С<sub>20+</sub>.

З метою додаткового зниження проникності порід по воді авторами роботи [5] проведено досліді з додаванням 1% ГЖК-94 до 10% розчину СЖК С<sub>20+</sub>. Результати дослідів показали, що додавання 1% ГЖК-94 дає змогу додатково знизити проникність по воді ще на 20-25% і продовжити час дії СЖК С<sub>20+</sub>.

Потім для визначення дії розчину СЖК С<sub>20+</sub> на нафтонасичені породи взяли два екстраговані керна (пісковики з однаковими пористістю і проникністю). Один взірєць наситили гасом, інший – пластовою водою. На устаткованні УДПК-1М у взірці запомпували 5% розчин СЖК в гасі. Через 48 год. витримування визначили проникність першого керна по гасу, а другого – по пластовій воді. Згідно з отриманими даними, коефіцієнт проникності керна, насиченого гасом, знизився в 1,26 рази, а водонасиченого – в 3,5 рази.

На устаткованні УДПК-1М визначили також ступінь погіршення проникності кернів, представлених пісковиками, після запомповування в них вуглеводневих розчинів СЖК і водних розчинів каустичної соди. Досліді проводили за двома варіантами. За першим варіантом через керн, насичений пластовою водою, пропомпували один поровий об'єм 10% розчину СЖК С<sub>20+</sub> у гасі, а потім один поровий об'єм 20% водного розчину каустичної соди, після чого визначили проникність керна по пластовій воді у зворотному напрямі. За другим варіантом через керн, насичений пластовою водою, пропомпували один поровий об'єм 20% водного розчину каустичної соди, а потім один поровий об'єм 10% розчину СЖК С<sub>20+</sub> у гасі і визначили проникність керна по пластовій воді. Досліді показали, що в результаті пропомповування водного розчину каустичної соди перед вуглеводневим розчином СЖК С<sub>20+</sub> проникність керна знижується в 60 і більше разів, тоді як проникність по гасу насичених ним кернів знижується незначно (в 1,05-1,5 рази).

Таким чином, 8-10% вуглеводневї розчини СЖК  $C_{20+}$  можна використовувати для обмеження водопривлівів у свердловини як доступний і дешевий реагент, котрий володіє селективною дією щодо змін водо- і нафтопроникності середовищ у поєднанні з каустичною содою і високомінералізованою пластовою водою. При цьому для водоізоляційних робіт рекомендується використовувати 8-10% розчини СЖК  $C_{20+}$  у дизельному пальному або нафті. Для підвищення ефективності робіт у розчини СЖК  $C_{20+}$  доцільно додавати до 1% ГЖК-94.

### Технологія і випробування розчинів синтетичних жирних кислот

Промислові випробування розчину синтетичних жирних кислот у вуглеводнях проведено у 12 свердловинах Покровського, Бобровського, Герасимовського і інших родовищ Оренбургської області [5].

Випробування проводили як в процесі поточного або капітального ремонту свердловин із підніманням підземного устаткування, так і без піднімання устаткування шляхом запомповування розчинів каустичної соди і СЖК по затрубному простору в зупиненій свердловині. Після запомповування розчину СЖК свердловини залишали під тиском на 24-36 год. і вводили в експлуатацію при тих же режимах, що і до проведення операції. Ефективність робіт визначали за збільшенням дебітів і зниженням обводненості продукції після проведення операцій. Ефект в основному отримано по свердловинах, що експлуатують пласти, котрі представлені теригенними колекторами. Додатково за рахунок проведених операцій видобуто 16670 т нафти і зменшено видобуток супутної води на 65110 м<sup>3</sup>.

Технологічні особливості використання розчину СЖК розглянемо на прикладі свердловини 200 Покровського родовища, яка експлуатує пласт Б<sub>2</sub>. Експлуатаційну колону діаметром 146 мм опущено на глибину 2356,4 м, штучний вибій на глибині 2353 м, інтервал перфорації 2312-2333 м, пластовий тиск 20,8 МПа. З моменту введення в експлуатацію із свердловини видобуто 232615 т нафти і 100319 м<sup>3</sup> води. Свердловина експлуатувалася УЕВН-200 при дебіті 9 т/добу нафти і 180 м<sup>3</sup>/добу води.

Для виконання водоізоляційних робіт у червні 1977 р. після піднімання УЕВН у свердловину опустили НКТ і встановили на глибині 2289 м пакер. Приймальність інтервалу перфорації по воді становила 250 м<sup>3</sup>/добу при тиску 20 МПа. Заздалегідь у 25 м<sup>3</sup> нафти за допомогою агрегату ЦА-320 розчинили 4,5 м<sup>3</sup> СЖК, при цьому суміш нагрівали устаткуванням ППУ-3 до 40°C. Далі в НКТ при посадженому пакері послідовно запомпували: 6 м<sup>3</sup> розчину каустичної соди; 0,5 м<sup>3</sup> прісної води; 30 м<sup>3</sup> розчину СЖК в нафті і 20 м<sup>3</sup> пластової води. Тиск у кінці протискування становив 22 МПа.

Через 36 год. підняли пакер, опустили УЕВН-200 на глибину 1300 м і освоїли свердловину.

Дебіт свердловини після ізоляційних робіт становив 55 т/добу нафти і 37 м<sup>3</sup>/добу води. Через 10 міс. дебіт знизився до 15 т/добу нафти, а дебіт по воді зріс до 127 м<sup>3</sup>/добу. Додатково видобуто 10500 т нафти і зменшено видобуток води на 45000 м<sup>3</sup>.

За аналогічною технологією виконано водоізоляційні роботи в інших свердловинах, за виключенням свердловин 135 і 212, в яких каустичну соду не використовували. Крім того, у свердловинах 135, 212, 302 і 419 запомповування реагентів проводили по міжтрубному простору без піднімання підземного устаткування.

Аналіз проведених промислових випробувань показав, що найбільш прийнятним масовим вмістом СЖК у вуглеводневому розчиннику (нафті) є 10-15%; оптимальним об'ємом розчину СЖК на 1 м оброблюваної товщини колектора є 3-5 м<sup>3</sup>; кількість концентрованого розчину каустичної соди необхідно брати рівною третині об'єму розчину СЖК.

У промисловій практиці за основний критерій вибору свердловин для виконання робіт з обмеження припливу у видобувні свердловини пластових або нагнітальних вод (з метою покращення витіснення нафти і підвищення енергії пластів) приймається значина обводненості видобуваної рідини, а свердловина розглядається як об'єкт, ізолюваний від інших свердловин [5]. Проте найбільша значина обводненості свердловин не завжди може слугувати критерієм першочерговості робіт з обмеження водоприпливу. Було показано, що деякі свердловини з високою обводненістю (перша група) вносять позитивний вклад до видобутку нафти по покладу, тоді як свердловини з меншою обводненістю (друга група) – негативний, який призводить до невиправдано великої витрати води, котра витісняє нафту [5]. Обмеження або повна ізоляція води по свердловинах другої групи в більшій мірі сприятиме збільшенню видобутку нафти по покладах, ніж при виконанні подібних робіт у свердловинах першої групи.

## **6.12 Технології ізоляції припливу води і регулювання профілю приймальності із використанням суспензій**

---

### **6.12.1 Основні технологічні процеси з використанням гранульованого магнію**

Фізико-хімічною основою використання магнію в технологічних процесах, пов'язаних із видобуванням нафти і газу, послужили властивості екзотермічної взаємодії магнію із соляною кислотою (термохімічні і

термокислотні оброблення) і гідролізу магнею у воді з виділенням гідроксиду магнею як водоізоляційного матеріалу (див. § 2.5.9).

Класифікацію основних технологічних процесів із використанням магнею у видобуванні нафти і газу запропоновано на рис. 6.41 [482].

Використання магнею у вигляді стрижнів і стружок під час термохімічних оброблень (ТХО) відомо віддавна [357]. Спочатку використовували стрижневий, пізніше стружковий, а відтак великозернистий магній. Таким магнієм попередньо заповнюється термонаконечник, який опускається у свердловину на глибину оброблюваного інтервалу продуктивного пласта; через нього пропомповується солянокислотний розчин, котрий екзотермічно реагує з магнієм і далі із залишковою концентрацією надходить у продуктивний пласт, де взаємодіє ще із гірськими породами (карбонатами). Під час однієї операції термокислотного оброблення з термонаконечником для магнею (у вигляді стрижнів, стружок чи великих частинок) діяння на породи можна забезпечити в межах інтервалу пласта товщиною 4 м [357].

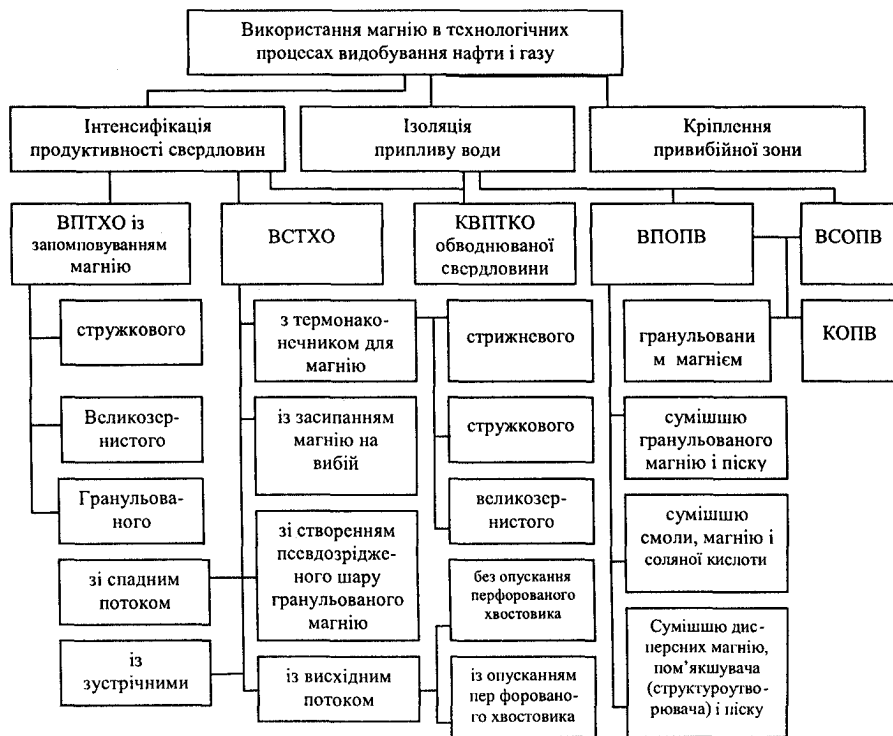


Рис. 6.41 – Класифікація технологічних процесів із використанням гранульованого магнею

Дослідження проблеми технологічного використання гранульованого (подрібненого, дисперсного) магнію в процесах, пов'язаних із видобуванням нафти і газу, вперше розпочато 1970 р. в кол. інституті ІФІНГ (тепер ІФНТУНГ) [68] після освоєння його випуску в кол. ВО „Хлорвініл” (м. Калуш Івано-Франківської обл.). Згідно з ТУ 48-10-78 гранульований магній випускається двох марок з діаметрами частинок 0,5-1,25 (МГП-1) і 1,25-1,6 мм (МГП-2). Були одержані також дослідні партії великозернистого магнію фракцій 10-20 мм.

За пропозицією Г.Д. Савенкова і В.С. Бойка його використання на родовищах України розпочалося [68] за технологією внутрішньопластового термохімічного оброблення (ВПТХО), суть якої полягає в заповненні тріщин гідророзриву пласта (ГРП) сумішшю піску і гранульованого (можна будь-якого подрібненого) магнію і наступному нагнітанні солянокислотного розчину та екзотермічному розчиненні магнію в ньому.

Відомо також спроби використати стружковий і великозернистий магній для ВПТХО, але технологічнішим у використанні є гранульований магній, який і отримав повсюдне поширення.

Під час ВПТХО кислотне і теплове діяння переносяться вглиб пласта. З метою підвищення ефективності даного способу розроблено різні технологічні схеми його здійснення, а саме: а) з відбиранням продуктів реакції у два заходи (для перенесення області акумуляції теплоти в привибійну зону); б) із запомпуюванням солянокислотного розчину перед суспензією гранульованого магнію; в) шляхом запомпуювання кислоти із сповільненою дією; г) із заміною частини притискувальної рідини газом; ґ) із використанням водного розчину перманганату калію (концентрацією 0,06% мас.) як дисперсної фази.

Для розширення області використання одним із авторів даної роботи вперше запропоновано патенто захищений спосіб і технологію внутрішньосвердловинного термохімічного оброблення (ВСТХО) кислотною суспензією гранульованого магнію (із створенням псевдозрідженого шару гранульованого магнію) [68]. Подальший розвиток цього способу дав змогу створити ряд технологічних схем його здійснення, зокрема із створенням висхідного (без та із попереднім опусканням перфорованого хвостовика), спадного та зустрічних потоків суспензії гранульованого магнію і солянокислотного розчину. Запропоновано також спосіб ВСТХО із запомпуюванням компонентів двома порціями з додаванням піноутворювача, емульгатора, вуглеводневого розчинника.

Спосіб ізоляції припливу пластових вод із використанням гранульованого магнію запропоновано разом співробітниками інститутів ІФІНГ і ВНИИнефть [522]. Аналогічно розрізняли внутрішньопластове (ВПОПВ) та внутрішньосвердловинне (ВСОПВ) обмеження припливу води.

Для внутрішньопластового обмеження припливу води за схемою гідравлічного розриву пласта в існуючі обводнені тріщини пласта з великим розкриттям (у високопровідні канали передчасного прориву пластової води) запомповують суміш частинок піску і гранул магнію (можна „злежаний” магній із високим вмістом оксиду магнію чи шламові відходи магнієвого виробництва). Магній взаємодіє з водою, а оксид магнію – із хлористим магнієм, який міститься в пластовій воді (або запомповується з поверхні), в результаті чого утворюється непроникна ізоляційна структура (ізолювальний бар’єр у привибійній зоні).

З метою підвищення ефективності ВПОПВ за рахунок заповнення тріщини по всій її висоті ізоляційним матеріалом розроблено спосіб ВПОПВ із використанням суміші дисперсних магнію, пом’якшувача (або бітумного структуроутворювача) і піску.

Для внутрішньосвердловинного обмеження припливу води у стовбурі свердловини навпроти інтервалу обводнювання за різними схемами створюють вибійний корок (міст) із суміші піску і гранульованого магнію або тільки із гранульованого магнію.

З метою підвищення ефективності ВСОПВ шляхом зменшення проникності вибійного корка запропоновано спосіб, що передбачає створювати спадний потік рідини через корок і тим самим ущільнювати корок.

Запропоновано також спосіб комплексного обмеження припливу води (КОПВ), коли одним технологічним прийомом одночасно здійснюються ВПОПВ і ВСОПВ.

З метою одночасного здійснення інтенсифікації видобування нафти і обмеження припливу води запропоновано технологію комплексного внутрішньопластового термокислотного оброблення (КВПТКО) обводнюваної свердловини, яка включає запомповування кислотного розчину після здійснення ВПОПВ [529], коли здійснюються послідовно ВПОПВ і солянокислотне оброблення (СКО).

Підвищення ефективності такого комплексного оброблення можна досягнути додаванням до реагентів дисперсних піно- і пороутворювачів (бензолсульфонілгідразину, азоізобутироамідоксиму) [88].

Ці та інші способи і технології розглянуто нижче.

### ***6.12.2 Технологічні основи і способи внутрішньосвердловинного обмеження припливу пластових вод із використанням гранульованого магнію***

#### Способи відключення нижніх обводнених інтервалів

На практиці з різних причин часто виникає потреба відключати нижні інтервали (або нижні пропластки) продуктивного (нафтового, газового)



пласта. Широке застосування у таких випадках знайшли технології з використанням цементних розчинів чи смоляних сумішей, із створення піщаних корків [36, 631]. Вважаємо доцільним із позицій недопущення проникання тампонажного матеріалу в пласт при створенні внутрішньо-свердловинного водоізоляційного корка (вибійного моста) надавати перевагу використанню грубодисперсних систем порівняно з рідинними тампонувальними матеріалами, які фільтруються в пори і тріщини пласта (див. вище гл. 5). Цим виключається забруднення привибійної зони інтервалів продуктивного пласта, які підлягають подальшій експлуатації, і пов'язане з ним негативне діяння на поточний дебіт і нафтовилучення. Відомо створення вибійних корків наміванням чи засипанням у свердловину піску. Одним із авторів даної роботи запропоновано використати суміш гранул магнію і піску [526].

Пористість і відповідно проникність насипного шару частинок залежать від багатьох факторів і, перш за все, від властивостей дисперсного матеріалу, їх мінералогічного, речовинного, гранулометричного складу, форми і розміру зерен, насиченості флюїдами (водою, нафтою, газом) і т. д. Ці питання вивчено, зокрема, в хімічній технології керамічних матеріалів, де для отримання малопористих виробів застосовують різні способи спресовування.

Відомо, якщо задана маса складається із зерен однакової величини, то при координативному числі  $k_c$ , рівному 6 (кожна куля оточена шістьма іншими кулями) мінімальний коефіцієнт пористості становить 47,64%, при  $k_c = 8 - 39,54\%$ , при  $k_c = 12 - 25,95\%$ . Дослідженнями встановлено, що при використанні куль трьох розмірів із радіусами  $r_1 \geq r_2 \geq r_3$  коефіцієнт пористості сягає 6,18% при ущільненні потрійної суміші за  $k_c = 8$  і складається із 64,65% куль радіусом  $r_1$ , 25,25% куль радіусом  $r_2$  і 10,10% куль радіусом  $r_3$ . Теоретичний коефіцієнт пористості 6,18% при використанні суміші трьох фракцій на практиці не досягається. При використанні ще полідисперсніших сумішей фактичний коефіцієнт пористості спресованої маси становить біля 16%. Коефіцієнт пористості  $m$  від безрозмірного внутрішньопорового тиску  $\bar{p}$  змінюється (за А.С. Бережним) так:  $m = a - b \lg \bar{p}$ , де  $a$ ,  $b$  – безрозмірні постійні;  $\bar{p}$  – безрозмірний тиск (віднесений до атмосферного тиску).

Знайшли застосування наступні способи спресовування: а) у сталевих нерухомих прес-формах; б) ізостатичне (гідростатичне) в еластичних (гумових) формах, холодне і гаряче (обігрівання електричне або індукційне) з використанням трамбування (механічне, пневмо- і електротрамбування) і віброущільнення; в) термореактивне з використанням екзотермічних реакцій матеріалів і їх сумішей (частина технологічного в'язучого переходить у тверду фазу); г) динамічне з використанням енергії вибуху

заряду вибухової речовини (вибухове), ударної хвилі високої інтенсивності при розряді акумульованої електроенергії через електроди, занурені у воду (електрогідравлічне), та імпульсного електромагнітного поля (електромагнітне). При віброущільненні масу ущільнюють на вібростолах механічними, електромагнітними або пневматичними вібраторами з кількістю коливань 3000-4000 за 1 хв. Ряд матеріалів (динас, шамот) піддають утрясанням із незначною частотою коливань і одночасно ущільнюють важким спадним молотом (віброударне ущільнення).

Вібрація призводить до розуцільнення насипних ґрунтів. Міцність окремих частинок дисперсної фази в дисперсійному середовищі є неспіввимірно вищою від міцності їх сукупності, тобто дисперсної системи в цілому. Міцність останньої визначається характером сил взаємодії дисперсних частинок (міцністю структурних зв'язків) і кількістю контактів на одиницю контактної перерізу (об'ємною концентрацією дисперсної фази в дисперсійному середовищі). Структуроутворення, стійкість і коагуляція дисперсних систем зумовлені силами молекулярного (ван-дер-ваальсового) притягання та іонно-електростатичного відштовхування частинок на різних відстанях. Згідно із теорією ДЛФО (за першими буквами прізвищ авторів – Б.В. Дерягіна, Л.Д. Ландау, Фервея і Овербека) [613] взаємодія частинок гідрофобних колоїдів на близьких відстанях (перший потенціальний мінімум) визначає коагуляцію систем (ближчу агрегацію), а на дальніх відстанях (другий потенційний мінімум) – агрегацію частинок. Фіксація частинок на цих відстанях контролюється величиною енергетичного бар'єру, який залежить від кількості та якості дисперсної фази і дисперсійного середовища. Цим пояснюються міцнісні і деформаційні властивості дисперсних систем. У загальному випадку на різних стадіях перетворення осаду в породу формування структур відбувається під дією магнітних, дипольних (кулонівських), капілярних, молекулярних (ван-дер-ваальсових), іонно-електростатичних і хімічних (валентних) сил. Відштовхувальні (розклинювальні) сили включають іонно-електростатичну, молекулярну, адсорбційну і структурну складові. За характером взаємодії частинок виділяють три головних типи структур дисперсних систем: коагуляційні, конденсаційні і кристалізаційні. Коагуляційні структури утворюються в процесі коагуляції та ущільнення розбавлених суспензій при взаємодії частинок, розділених гідратним прошарком, за рахунок дії далекодіючих молекулярних сил.

При динамічній взаємодії у поведінці ґрунтів може спостерігатись пливунність, розрідження, циклічна рухомість і тиксотропія. П.Л. Іванов встановив, що весь процес розрідження складається із: а) руйнування структури ґрунтів; б) власне розрідження незв'язаного ґрунту; в) ущільнення ґрунту (утворення щільнішої укладки частинок, що призводить до

зменшення пористості). Ущільнений пісок може набувати дилатантних (густинних) властивостей. Повторне розрідження є можливим, але вже на вищому рівні діяння, при цьому процеси структурних перетворень є необоротними. Розрідження викликається гідродинамічним діянням фільтраційного потоку, переміщенням транспорту і людей по поверхні сипких водонасичених пісків, можливим є при створенні котлованів, канав, проходці тунелів, шахт і т. д. Встановлено, що рівень динамічного діяння, який є необхідним для розрідження, закономірно підвищується зі збільшенням статичного дренажного привантаження, зменшенням ступеня окатаності зерен та збільшенням вмісту частинок анізотричної форми, а також збільшенням кількості міжчастинкових контактів, площини яких перпендикулярні до осі статичного навантаження.

Пливунність тлумачать як здатність водонасичених ґрунтів проявляти текучість при розкритті їх гірничими виробками. Ще К. Терцагі висловив думку, що під діянням гідродинамічного напору частинки переходять у завислий стан, внутрішнє тертя у ґрунті знижується і стає рівним нулю, а ґрунт тече подібно в'язкій рідині. Пізніше було встановлено, що пливунність може бути викликана діянням статичного і динамічного (вібраційного) навантажень.

Тиксотропія являє собою оборотні ізотермічні гель-золь-гель переходи колоїдної системи, які розділені певним проміжком часу. Вона може мати місце в концентрованих суспензіях і глинистих пластах при механічному діянні. Величина тиксотропного зміцнення зростає зі зростанням вологості суміші, вмісту в ній тонких фізико-хімічно активних частинок (зазвичай менше 5 мкм), за вмісту електроліту певної концентрації (0,01-0,5 Н) і зменшення вмісту органічної речовини.

Оксидні частинки здатні утворювати додатньо і від'ємно заряджені міцели. Водні суспензії, що містять  $ZrO_2$  і  $TiO_2$ , мають рН = 6-7 (нейтральні),  $SiO_2$  – рН = 4-5 (кислі),  $MgO$  – рН = 11 (основні). Найменшою в'язкістю володіють оксидні суспензії при рН = 2,5-4 і додаванні кислот та рН = 10-12,5 і додаванні луґу.

Таким чином, насипний, навіть полідисперсний шар після спресування володіє залишковою пористістю і відповідно проникністю. Структурування в тонкодисперсних і колоїдних системах сприяє зміцненню, зокрема тиксотропному. Однак запомповування таких систем у свердловину (наприклад, цементного розчину) вже призводить до забруднення привибійної зони.

Для відтинання нижніх обводнених прошарків розроблено ряд технологій створення непроникного моста у стовбурі свердловини на основі гранульованого маґнію [216]. Процес створення мостів реалізується за трьома принциповими схемами: а) доставка гранул на вибій потоком із

відтискуванням рідини-носія в пласт; б) намівання гранул на вибій за схемою прямої або зворотної циркуляції; в) доставка гранул на вибій шляхом осідання крізь висхідний потік свердловинної рідини [216]. В першому випадку гранули магнію або їх суміш із піском подають у свердловину при вибійному тиску, більшому за пластовий, тобто рідина-носії повністю або частково поглинається пластом. Аналогічно реалізується і друга схема, але за умови відсутності поглинання та припливу рідини з пласта, тобто при рівності пластового і вибійного тисків в процесі доставки гранул на вибій свердловини. Третю схему нижче розглянуто окремо.

### Ізолювальна здатність зернистого корка на вибої свердловини та умови його існування

У зв'язку із технологією внутрішньосвердловинного обмеження припливу води (ВСОПВ) викликає зацікавленість розгляд ізолювальної здатності зернистого корка (пробки) на вибої свердловини та умов винесення частинок його із стовбура на поверхню. Дослідженню впливу піщаних проникних корків на дебїти піщаних свердловин присвячено багато робіт [231, 373]. Тут досліджено взаємозв'язок стану зернистого шару у фільтрі свердловини з її роботою [58], тобто досліджено гідродинаміку зернистого шару у вертикальній перфорованій трубі зі шляховим припливом рідини.

Створювати вибійний корок доцільно тільки у свердловині, яка розкриває гранично анізотропний шаруватий пласт, оскільки якраз підвищення анізотропії коефіцієнта проникності зумовлює зниження величини припливу підшовної води [49, 621]. В однорідному пласті непроникний корок є еквівалентним гідродинамічній недосконалості свердловини за ступенем розкриття його. Тому ми обрали модель гранично анізотропного пласта. Припускаємо, що питомий коефіцієнт продуктивності вздовж фільтра свердловини є постійним. У межах фільтра створено проникний корок із зернистого шару висотою  $b_z$ , відраховуючи від підшови пласта, товщина якого рівна  $b_n$ . У свердловину припливає рідина з дебітом  $Q_0$  в умовах вибою (одержані співвідношення і висновки відомими способами можна легко поширити і на газ [49, 621]).

Услід за М. Маскетом [373] вважаємо, що рух рідини в корку є лінійним, а в пласті – плоско-радіальним. Збільшення припливу вздовж корка пояснюється фільтрацією ззовні. Витрата рідини через корок на відстані  $z$  від підшови пласта становить [373]:

$$Q = k_0 \Delta p \frac{\text{sh}(a_{\Pi} z)}{a_{\Pi} \text{ch}(a_{\Pi} b_{\Pi})}, \quad (6.56)$$

де  $k_o = 2\pi k / (\mu \ln(R_k/r_c))$  – питомий коефіцієнт продуктивності свердловини до утворення корка;  $\mu$  – динамічний коефіцієнт в'язкості рідини;  $R_k, r_c$  – радіус контура області пласта, яка припадає на свердловину, і зведений радіус свердловини;  $\Delta p = p_{пл} - p_v$  – депресія тиску;  $p_{пл}, p_v$  – тиски відповідно пластовий і вибійний на рівні корка;  $a_n = [2\pi\delta_n / (F \ln(R_k/r_c))]^{0.5}$ ;  $\delta_n = k/k_k$  – відношення коефіцієнта проникності пласта  $k$  до коефіцієнта проникності корка  $k_k$ ;  $F$  – площа прохідного перерізу стовбура свердловини в межах фільтра.

Із (6.56) при  $z = b_n$  одержуємо витрату рідини через весь корок (пробку):

$$Q_k = k_o \Delta p \frac{\text{th}(a_n b_n)}{a_n}. \quad (6.57)$$

У залежності від співвідношення витрат  $Q_o, Q_k$ , критичної витрати псевдорозрідження зерен шару  $Q_{кр}$ , витрати винесення зерен із шару  $Q_{вин}$  можливими є такі стани корка:

- а)  $Q_o \leq Q_{кр}$  – нерухомий насипний стан;
- б)  $Q_k \leq Q_{кр} \leq Q_o$  – нерухомий насипний стан;
- в)  $Q_{кр} < Q_k$  – нерухомий насипний стан корка від подошви пласта до рівня, де витрата рідини у стовбурі рівна витраті  $Q_{кр}$ , а вище має місце псевдорозрідження зерен корка; теоретично розширення (розрідження) псевдорозрідженої частини корка можливим є до рівня витрати  $Q_{вин}$ , причому  $Q_{вин} > Q_{кр} > 0$ .

Стосовно до третього стану також розрізняємо:

а)  $Q_{вин} \leq Q_o$  – розширення корка можливим є до рівня витрати  $Q_{вин}$  у межах фільтра (якщо псевдорозрідженню піддана менша кількість зерен, ніж вона може знаходитися в межах інтервалу від  $Q_{кр}$  до  $Q_{вин}$ , то винесення зерен із шару не буде спостерігатися; у протилежному випадку частина зерен буде винесена потоком);

б)  $Q_{вин} > Q_o$  – винесення зерен не буде спостерігатися (якщо псевдорозріджений шар сягає башмака піднімальних труб, то частина зерен може бути винесена потоком рідини з шару).

У випадку створення вибійного корка сумішшю частинок піску та пластівцеподібного осаду гідроксиду магнію, який заповнює пори піщаного каркаса, вважаємо, що псевдорозріджуються тільки частинки піску, а частинки гідроксиду магнію виносяться потоком. Шар суміші частинок піску і гідроксиду магнію має дуже малу проникність. А псевдорозріджений шар частинок піску є високопроникним (коефіцієнт проникності насипного шару частинок піску діаметром  $10^{-3}$  м становить приблизно  $0,6 \text{ мкм}^2$ ), тому він не може розглядатися як такий, що значно обмежує приплив [231]. Звідси, навіть у разі наявності псевдорозрідженого шару, нехтуємо його впливом на приплив. Таким чином, записуємо витрату рідини через корок так:

$$Q_k = Q_0 - k_0 \Delta p (b_3 - b_n), \quad (6.58)$$

де  $k_0 \Delta p (b_3 - b_n)$  – величина припливу з інтервалу пласта вище корка (записано згідно з формулою Дюпюї [49]).

Прирівнюючи (6.57) і (6.58), одержуємо рівняння дебіту після створення корка:

$$Q_0 = Q_1 \frac{\Delta p}{\Delta p_1} \left[ 1 - \bar{b}_3 + \frac{\text{th}(a_{\Pi} b_3 \bar{b}_3)}{a_{\Pi} b_3} \right], \quad (6.59)$$

де  $Q_1 = k_0 \Delta p_1 b_3$  – дебіт свердловини з інтервалу товщиною  $b_3$  до створення корка при депресії тиску  $\Delta p_1$ ;  $\bar{b}_3 = b_n / b_3$ .

Припускаючи в (6.58)  $Q_k = Q_{\text{кр}}$ , записуємо співвідношення, яке пов'язує максимально можливу (критичну) висоту  $\bar{b}_k$  корка з параметрами роботи свердловини:

$$\bar{b}_k = 1 - \frac{1 - Q_{\text{кр}} / Q_0}{(Q_1 \Delta p) / (Q_0 \Delta p_1)} \quad (6.60)$$

або з урахуванням (6.59)

$$\frac{Q_0}{Q_{\text{кр}}} = 1 + \frac{a_{\Pi} b_3 (1 - \bar{b}_k)}{\text{th}(a_{\Pi} b_3 \bar{b}_k)}. \quad (6.61)$$

Аналіз результатів розрахунку показує (рис. 6.42-6.43), що витрати  $Q_{\text{кр}}$  і  $Q_{\text{вин}}$ , які розраховані за формулою О.М.Тодеса [231], збільшуються із зменшенням кінематичного коефіцієнта в'язкості рідини  $\nu$  та із ростом діаметра частинок  $d$ , відношення густини зерен  $\rho_3$  до густини рідини  $\rho$ . Якщо  $d = 10^{-3}$  м,  $\nu = 0,8 \cdot 10^{-6}$  м<sup>2</sup>/с (вода при температурі 303 К), то  $Q_{\text{кр}}$  відповідно при  $\rho_3/\rho = 1,74$  (гранули магнею) і  $\rho_3/\rho = 2,6$  (частинки піску) дорівнює  $0,63 \cdot 10^{-4}$  і  $0,82 \cdot 10^{-4}$  м<sup>3</sup>/с, а  $Q_{\text{вин}}$  дорівнює  $15,1 \cdot 10^{-4}$  і  $18,1 \cdot 10^{-4}$  м<sup>3</sup>/с, тобто  $Q_{\text{вин}}/Q_{\text{кр}} = 23,8$  і  $22,2$ . У досліджуваному діапазоні змін  $\nu$ ,  $d$ ,  $\rho_3/\rho$  критерій Архімеда  $Ag$  становив  $22,2 \cdot 13 \cdot 10^6$ , величина його знаходилась в області значин  $Ag$ , за яких справедливими є взяті формули для розрахунку  $Q_{\text{вин}}$  і  $Q_{\text{кр}}$ .

Максимально можлива значина висоти корка практично може наближатися до значини товщини пласта (див. рис. 6.43, а). З рис. 6.43, б видно, що формулу (6.61) з достатньою точністю (похибка не перевищує 0,5%) можна записати:

$$\text{при } a_{\Pi} b_3 < 1 \quad \frac{Q_0}{Q_{\text{кр}}} \approx \frac{1}{\bar{b}_k}; \quad (6.62)$$

$$\text{при } a_{\Pi} b_3 \bar{b}_k \geq 3 \quad \frac{Q_0}{Q_{\text{кр}}} \approx 1 + a_{\Pi} b_3 (1 - \bar{b}_k). \quad (6.63)$$

Якщо  $F = 136 \cdot 10^{-4}$  м<sup>2</sup>,  $R_k/r_c = 5000$ , то при  $\delta_{\Pi} = 1 \cdot 10^6$  значина  $a_{\Pi} = 7,36 \cdot 7360$  м<sup>-1</sup>. Тоді при  $b_3 = 10$  м,  $\bar{b}_k = 0,5$  значина  $Q_0 = 38 \cdot 36800$  м<sup>3</sup>/с,  $Q_{\text{кр}} = 23,9 \cdot 10^{-4} \cdot 2,32$  м<sup>3</sup>/с ( $Q_{\text{кр}} = 0,63 \cdot 10^4$  м<sup>3</sup>/с).

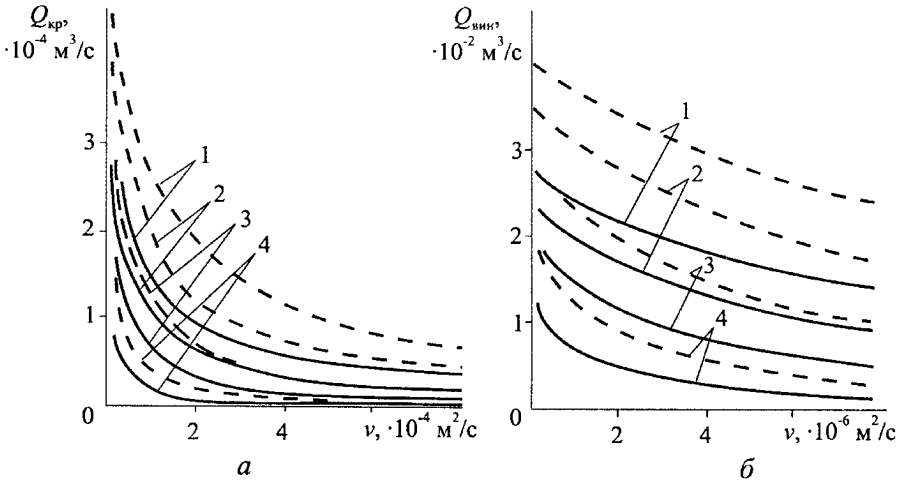


Рис. 6.42 – Залежності витрат  $Q_{кр}$  (а) і  $Q_{вин}$  (б) у колоні труб ( $F = 136 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2$ ) від динамічного коефіцієнта в'язкості  $\nu$  рідини за різних діаметрів частинок  $d \cdot 10^{-3}$ , м:

1 – 2,0; 2 – 1,5; 3 – 1,0; 4 – 0,5; —  $\rho_3/\rho = 1,74$ ; - - -  $\rho_3/\rho = 2,6$

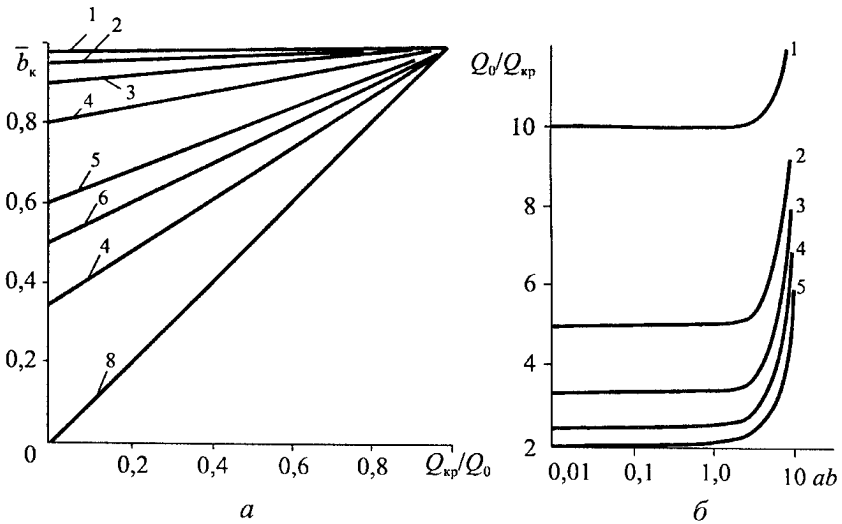


Рис. 6.43 – Взаємозв'язок параметрів корка і роботи свердловини: а –  $Q_1 \Delta p / Q_0 \Delta p_1$ : 1 – 50; 2 – 20; 3 – 10; 4 – 5; 5 – 2,5; 6 – 2,0; 7 – 1,5; 8 – 1,0; б –  $b_k$ : 1 – 0,1; 2 – 0,2; 3 – 0,3; 4 – 0,4; 5 – 0,5

Дані формули визначають умови існування нерухомого зернистого корка у свердловині в залежності від його проникності або, іншими словами, область ефективного застосування технології ремонтно-ізоляційних робіт шляхом створення вибієного дисперсного корка. Витрату  $Q_{кр}$  розраховуємо за формулою О.М. Тодеса:

$$Q_{кр} = F \frac{Ar}{1400 + 5,22\sqrt{Ar}}, \quad (6.64)$$

де  $Ar = \frac{gd^3}{\nu^2} \left( \frac{\rho_3}{\rho} - 1 \right)$  – число Архімеда.

Відмітимо, що в разі створення зернистого корка в працюючій свердловині (без її зупинки) осаджуваний псевдорозріджений шар має практично нескінченну значину коефіцієнта проникності (насипний нерухомий шар піску характеризується коефіцієнтом проникності приблизно  $0,6 \text{ мкм}^2$ ). Тому  $k \ll k_k$ ,  $a_n \ll 1$ ,  $Q_0/Q_{кр} \cong 1/\bar{b}_k$ , а оскільки  $\bar{b}_k = 1$  (існує шар в межах усього фільтра), то  $Q_0/Q_{кр} \cong 1$ , тоді дебіт свердловини повинен бути меншим значини  $0,63 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с}$  або  $5,4 \text{ м}^3/\text{добу}$ . Звідси випливає, що технологія створення зернистого корка в працюючій свердловині (без її зупинки) може застосовуватися тільки в малодобітних свердловинах.

Таким чином, практично у всіх випадках умов роботи видобувних свердловин у стовбурі свердловини (в межах фільтрової зони) може існувати тільки малопроникний зернистий корок і його частинки не будуть виноситися потоком. У разі намівання гранул магнію (або його суміші з піском) на вибій у працюючій (тимчасово не зупиненій) свердловині пластівцеподібні частинки гідроксиду магнію, які утворюються в результаті реакції гідролізу, будуть виноситися потоком практично навіть за дуже малих дебітів, а в результаті не буде забезпечено ізоляційного ефекту (хіба що ефект піщаного корка в кращих випадках).

### Спосіб ВСОПВ з ущільненням ізолювального корка

У результаті аналізу умов існування зернистого корка запропоновано спосіб ВСОПВ шляхом утворення щільного ізолювального корка на вибої свердловини шаром гранульованого магнію і піску [526].

Зернистий шар магнію і піску на вибої свердловини створюємо наміванням магнієво-піщаної суспензії, при цьому потік рідини, яка несе зерна і фільтрується через шар (потік рідини-магнійпісконосія), ущільнює його. Інші зовнішні стискні сили, окрім внутрішніх масових сил гравітації, на утворений шар не діють. Гідроліз магнію може відбуватися у воді, яка запомпована з поверхні і знаходиться в порах шару, а також у свердловинній рідині. Викликання припливу води є недоцільним, оскільки воно призводить до розпушування ущільненого потоком шару. Газоподібний



водень, який виділяється при гідролізі, спливає в рідині, розпушуючи корок, а утворені тверді частинки гідроксиду магнію у вигляді пластівців і зерна піску в полі сил гравітації ущільнюються, утворюючи ізолювальний корок. Тому, враховуючи флотаційний ефект бульбашок водню та його залишковий вміст у шарі, не слід припускати можливості утворення щільного непроникного ізолювального корка. Створення висхідного потоку рідини через такий проникний корок у ході викликання припливу і пускання свердловини в роботу призводить (у залежності від значини швидкості потоку) до подальшого розпушування корка, псевдорозріджування частинок чи навіть до винесення пластівцеподібних частинок гідроксиду магнію і піску із шару.

Тому над ізоляційним корком слід створювати надлишковий тиск, який забезпечує циркуляцію води через нього зверху вниз під час реакції гідролізу магнію перед введенням свердловини в експлуатацію. Надлишковий тиск над ізоляційним корком ущільнить його структуру, а спадний потік рідини через нього примусово витіснить бульбашки водню і створить замість псевдорозріджувальної сили ущільнювальну. Тоді проникність корка значно зменшиться (технологію створення ущільненого корка див. нижче).

Такий корок набуває свою водоізоляційну структуру через 60 год. (див. § 2.5.9). Тому тиск над ним, що забезпечує спадний потік, можна або створювати протягом усього часу гідролізу магнію, тобто слід залишати свердловину на час реагування під тиском, або періодично підтримувати його пропомповуванням, або ж створювати його на завершальній стадії гідролізу магнію перед введенням свердловини в експлуатацію. Це залежить від поглинальної здатності свердловини і величини репресії тиску, а також від інтенсивності та кількості виділення водню.

У разі наявності інтервалів пласта з великою поглинальною здатністю, які розташовані вище розміщення ізолювального корка, можна передбачити застосування пакера в неперфорованому проміжку.

Діяння на привибійну зону пласта з метою інтенсифікації припливу із вищезалеглих інтервалів можна здійснювати тільки після створення та ущільнення вибійного корка.

Переваги способу полягають у простоті, ефективності, відсутності забруднення пор, точності відсікання необхідних інтервалів.

Це підтверджено нами лабораторними експериментами. У фільтраційну трубку із спеціально створеною шорсткістю стінок насипали взірець (довжина 0,15 м, площа поперечного перерізу  $4,9 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2$ , діаметр 0,025 м) із суміші, яка складалася з 20 % гранульованого магнію і 80 % піску, насичували його водою і витримували у вертикальному положенні впродовж 60 годин для забезпечення реакції гідролізу магнію з водою, в результаті чого утворилася певна водоізоляційна структура (осад), котра

під час наступної експлуатації повинна обмежувати приплив води із відключеного нижнього інтервалу.

Оскільки під час експлуатації можливим є рух води через цю структуру знизу вверх, то з метою визначення її проникності проводили на устаткованні УДПК-1М пропомповування дистильованої води через взірець знизу вверх (рис. 6.44, а) за температури 20°C, середньої витрати 1,6·10<sup>-7</sup> м<sup>3</sup>/с і перепаду тиску 0,25 МПа (вихід з'єднувався з атмосферою). Середній коефіцієнт проникності  $k_k$  становив 5,91·10<sup>-10</sup> м<sup>2</sup>. При цьому візуально не виявлено яких-небудь змін в ізоляційній структурі.

Відтак здійснили пропомповування води через взірець зверху вниз (див. рис. 6.44, б). За цієї ж витрати води тричі спостерігались періодичні стрибки тиску пропомповування від 8 до 0,4 МПа з бурхливим виділенням водню на виході із взірця в атмосферу. Такі стрибки тиску пояснюються витискуванням водню, що виділяється в результаті гідролізу, із структури взірця.

Після пропомповування протягом 15 хв. зверху вниз здійснили повторне пропомповування знизу вверх (див. рис. 6.44, в). Середній тиск пропомповування при цьому становив 0,43 МПа за витрати 2,08·10<sup>-7</sup> м<sup>3</sup>/с, а середній коефіцієнт проникності корка  $k_k$  вже становив 3,6·10<sup>-10</sup> м<sup>2</sup>, тобто зменшився на 40%. Звідси встановлено, що спадним потоком рідини впродовж 15 хв. пропомповування залишкову проникність вибієного піщано-магнієвого корка знизили на 40 %.

При виконанні робіт із утворенням водонепроникного моста у стовбурі свердловини необхідну кількість гранульованого магнію визначають за формулою:

$$G'_m = k_{36} \frac{F(h_n + h_3) \varphi \rho'_1 \rho'_2}{(1 - \varphi) \rho'_1 + \varphi \rho'_2}, \quad (6.65)$$

де  $F$  – площа поперечного прохідного перерізу експлуатаційної колони нижче башмака НКТ, м<sup>2</sup>;  $h_n$  – товщина обводненого пласта, м;  $h_3$  –

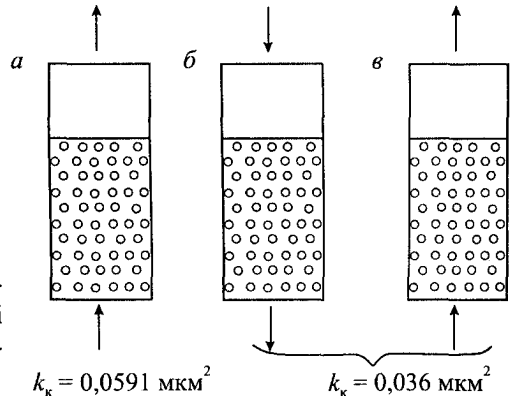


Рис. 6.44 – Схеми дослідів на експериментальному устаткованні (в комплекті із УДПК-1М) до обґрунтування способу ВСПОПВ

висота зумпфа, м;  $\rho'_1$  – насипна густина гранульованого магнію ( $860 \text{ кг/м}^3$ );  $\rho'_2$  – насипна густина кварцового піску фракції 0,5-1,25 мм ( $1650 \text{ кг/м}^3$ );  $k_{36}$  – коефіцієнт, який враховує збільшення об'єму тампонуваної суміші (задається рівним 1,15-1,20);  $\varphi$  – частка вмісту гранульованого магнію в суміші з піском.

Кількість піску, який запомповується в суміші з магнієм, визначається за об'ємом стовбура свердловини, де заплановано встановити вибійний корок.

Розрахунки показують, що при товщині корка 10м, яка складає 50% від ефективної товщини пласта, дебіт свердловини може становити  $23,9 \cdot 10^{-4} - 2,32 \text{ м}^3/\text{с}$  або 206-200448  $\text{м}^3/\text{добу}$  і корок не буде розмиватися висхідним потоком. Тобто малопроникний зернистий корок може існувати практично у всіх випадках роботи видобувних свердловин і його частинки не будуть виноситися потоком.

Стосовно до технології створення корка сумішшю піску і гранульованого магнію без піднімання свердловинного обладнання у працюючій свердловині (без її зупинки на період ремонтно-ізоляційних робіт) розрахунки показали, що корок із зерен магнію і піску можна створити при висхідному потоці, тільки витрата висхідного потоку рідини не повинна перевищувати  $5,4 \text{ м}^3/\text{добу}$ . Разом з тим намівання корка неможливе через високу швидкість потоку навіть одним насосним агрегатом при найменшій подачі. З цього однозначно слідує одне принципове положення щодо технології здійснення корка: піщано-магнієвий корок неможливо створити у працюючій, навіть малодебітній свердловині шляхом намівання. У малодебітній (менше  $5 \text{ м}^3/\text{добу}$  [631]) свердловині для створення корка суміш піску і магнію треба було б засипати в затрубний простір (наприклад, відром). Зрозуміло, технологія створення вибійної піщано-магнієвої суміші у працюючій свердловині є не реальною і не допустимою до виконання. У додаток до цього відмітимо, що коефіцієнт проникності корка, створеного за згаданю технологією, є надзвичайно високим (див. описані вище результати лабораторного експерименту), тому область застосування її є вужчою, ніж область застосування технології створення корка з наступним ущільненням.

#### Обґрунтування раціонального вмісту магнію в суміші з піском

Важливим питанням стосовно до внутрішньосвердловинного обмеження припливу води (ВСОПВ) є вибір співвідношення масового вмісту гранульованого магнію і піску в їх суміші. Нижче дано оцінку умов утворення ізоляційного корка у свердловині і визначено раціональну значину масового вмісту гранульованого магнію  $\varphi$  в піщаномангнієвій суміші [54, 88].

У початковому стані шар суміші утворено зернами піску, гранулами магнію і водою в порах, яка може надходити ззовні. Припускаємо, що гідроксид магнію, який утворився в результаті гідролізу під час запоmppовування суспензії в зону ізоляції, винесено рідиною.

Після гідролізу в пористому середовищі залишаються об'єми гідроксиду магнію, нерозчинних домішок, виділених із гранул магнію, частини водню, солей (розчинені у воді). Із геометричних міркувань знаходимо, що тільки тоді відбудеться повний гідроліз усього магнію у воді, яка міститься в порах, а пори піску будуть повністю заповнені продуктами гідролізу (вода надходить також ззовні), якщо відповідно

$$\varphi \leq \varphi_{1c}^{gp} = \frac{\frac{1}{\gamma_2 \rho_{пп}} - \frac{1}{\rho_{п}}}{\frac{1,482\beta_a}{\rho_v} - \left( \frac{1}{\gamma_1 \rho_{мп}} - \frac{1}{\rho_m} \right) + \left( \frac{1}{\gamma_2 \rho_{пп}} - \frac{1}{\rho_{п}} \right)}; \quad (6.66)$$

$$\varphi \geq \varphi_{2c}^{gp} = \frac{\frac{1}{\gamma'_3 \rho_{пп}} - \frac{1}{\rho_{п}}}{\beta_a \left( \frac{2,4}{\gamma_4 \rho_{гп}} + \frac{1 - \beta_a}{\beta_a \gamma_5 \rho_{дом.п}} + \alpha_1 \alpha_2 + \frac{1,482c_c}{\gamma_6 \rho_v \rho_{сп}} \right) + \left( \frac{1}{\gamma'_3 \rho_{пп}} - \frac{1}{\rho_{п}} \right)}, \quad (6.67)$$

де  $\varphi = \frac{\psi_{п} G_m}{\psi_{п} G_m + G_{п}}$  – масовий вміст магнію в суміші з піском;  $G_m, G_{п}$  –

прийняті для ізоляції маси відповідно магнію і піску, кг;  $\psi_{п}$  – безрозмірний коефіцієнт, який враховує втрату маси магнію під час його запоmppовування з поверхні в зону ізоляції за рахунок гідролізу залежно від типу рідини-носія і тривалості запоmppовування (точніше, від тривалості гідролізу при запоmppовуванні;  $\psi_{п} = 0,95-0,98$ );  $G_2 m = \psi_{п} G_m$  – маса магнію, яка надходить у зону ізоляції в активному стані, кг;  $\varphi_{1c}^{gp}$  – граничний (найбільший) масовий вміст магнію, при якому частинки піску утворюють скелет пористого середовища, об'єм котрого не зменшується після видалення магнію;  $\varphi_{2c}^{gp}$  – граничний (найменший) масовий вміст магнію, при якому пори скелета піску повністю заповнені спресованим магнієм;  $\rho_m, \rho_{п}, \rho_v, \rho_{мп}, \rho_{пп}, \rho_{гп}, \rho_{дом.п}, \rho_{сп}$  – густини гранул магнію та піску, води і позірні густини насипного об'єму (без ущільнення) магнію, піску, гідроксиду магнію, домішок і солей, кг/м<sup>3</sup>; 1,482 – стехіометричний коефіцієнт перерахунку від магнію до води;  $\alpha_1 = 921,8 \cdot 10^{-3} p_0 (0,01648 + 0,0072p + 0,0036T)/p$  – стехіометричний коефіцієнт перерахунку від магнію до водню, м<sup>3</sup>/кг;  $p_0, p, T$  – атмосферний тиск (МПа), тиск (МПа) і температура (К) в зоні корка;  $\alpha_2 \geq 0$  – коефіцієнт, який

характеризує об'ємну частку залишкового водню в корку (оцінити його можна за початковою газонасиченістю, за якої відсутня фазова проникність для газу в пористому середовищі, з урахуванням об'єму пор);  $c_c$  – концентрація солей у воді;  $\gamma_1, \gamma_2$  – коефіцієнти, які враховують ущільнення потоком гранул магнію і піску;  $\gamma'_3$  – коефіцієнт, який враховує ущільнення гранул піску в процесі утворення корка;  $\gamma_4, \gamma_5, \gamma_6$  – коефіцієнти, які враховують ущільнення відповідно частинок гідроксиду, домішок магнію і солей у процесі утворення корка;  $\beta_a$  – коефіцієнт, який враховує вміст активної речовини в гранулах магнію ( $\beta_a \geq 0,93-0,97$ ).

Коли частина магнію залишається в активному стані внаслідок недостатці води, то ступінь заповнення пор

$$\psi = \frac{\beta_a(1-\beta_n) \left( \frac{2,4}{\gamma_4 \rho_{гп}} + \frac{1-\beta_a}{\beta_a \gamma_5 \rho_{дом.п}} + \alpha_1 \alpha_2 + \frac{1,482 c_c}{\gamma_6 \beta_v \rho_{сп}} \right)}{\frac{1-\varphi}{\varphi} \left( \frac{1}{\gamma'_3 \rho_{пп}} - \frac{1}{\rho_n} \right) + \beta_n \left( \frac{1}{\gamma_7 \rho_{мп}} - \frac{1}{\rho_m} \right)}, \quad (6.68)$$

де  $\beta_n \leq \varphi - \varphi_{1c}^{гп}$  – масовий вміст магнію, який не гідролізував, причому  $\beta_n = 0$ , при  $\varphi \leq \varphi_{1c}^{гп}$  і  $\varphi - \varphi_{1c}^{гп} \geq \beta_n \geq 0$  при  $\varphi > \varphi_{1c}^{гп}$ ;  $\gamma_7$  – коефіцієнт, який враховує ущільнення гранул магнію, які залишилися.

Насипний об'єм корка розраховуємо за формулами:  
при  $\psi \leq 1$  ( $\varphi \leq \varphi_{2c}^{гп}$ )

$$V_k = G'_m \frac{1-\varphi}{\varphi \gamma'_3 \rho_{пп}}; \quad (6.69)$$

при  $\psi \geq 1$  ( $\varphi \geq \varphi_{2c}^{гп}$ )

$$V_r = G'_m \left\{ \frac{1-\varphi}{\varphi \gamma'_3 \rho_{пп}} + (\psi - 1) \left[ \frac{1-\varphi}{\varphi} \left( \frac{1}{\gamma'_3 \rho_{пп}} - \frac{1}{\rho_n} \right) + \beta_n \left( \frac{1}{\gamma_7 \rho_{мп}} - \frac{1}{\rho_m} \right) \right] \right\} \quad (6.70)$$

або з урахуванням (6.68)

$$V_k = G'_m \left\{ \frac{1-\varphi}{\varphi \gamma'_3 \rho_{пп}} + \beta_a(1-\beta_n) \left( \frac{2,4}{\gamma_4 \rho_{гп}} + \frac{1-\beta_a}{\beta_a \gamma_5 \rho_{дом.п}} + \alpha_1 \alpha_2 + \frac{1,482 c_c}{\gamma_6 \beta_v \rho_{сп}} \right) - \left[ \frac{1-\varphi}{\varphi} \left( \frac{1}{\gamma'_3 \rho_{пп}} - \frac{1}{\rho_n} \right) + \beta_n \left( \frac{1}{\gamma_7 \rho_{мп}} - \frac{1}{\rho_m} \right) \right] \right\}. \quad (6.71)$$

Розрахунки показують, що при  $\gamma_1 = \gamma_2 = 1,0-1,5$  величина  $\varphi_{1c}^{гп} = 0,2-0,17$  (рис. 6.45), а при  $\gamma'_3 = 1,0, \gamma_4 = \gamma_5 = 1,0-1,1$  величина  $\varphi_{2c}^{гп} = 0,152-0,164$  (рис. 6.46), тобто при  $\varphi_{1c}^{гп}$  ступінь заповнення пор  $\psi > 1$ .

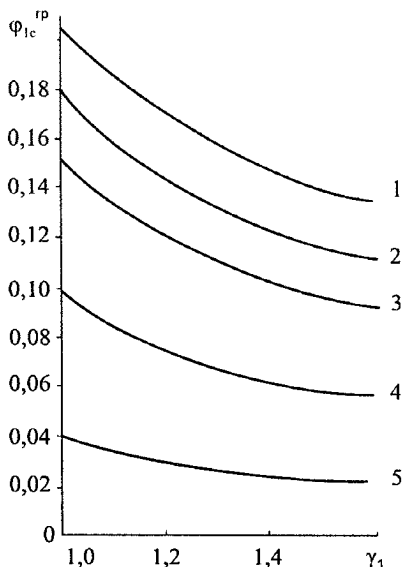


Рис. 6.45 – Зміна граничної значини масового вмісту магнію  $\varphi_{1c}^{гп}$  з умови повного гідролізу його в залежності від  $\gamma_1$  при різних значинах  $\gamma_2$ : 1,0 (1); 1,05 (2); 1,1 (3); 1,2 (4); 1,3 (5)

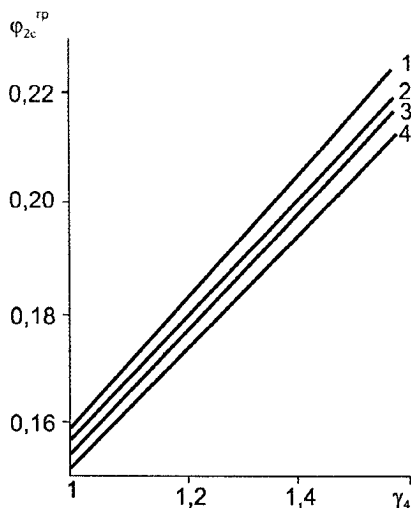


Рис. 6.46 – Зміна граничної значини масового вмісту магнію  $\varphi_{2c}^{гп}$  з умови повного заповнення пор у залежності від  $\gamma_4$  ( $\gamma_3 = 1,0$ ) за різних значин  $\gamma_3$ : 2,0 (1); 1,5 (2); 1,2 (3); 1,0 (4)

Тут для розрахунків додатково взято, що  $\beta_a = 0,87$ ;  $\rho_b = 1000 \text{ кг/м}^3$ ;  $\alpha_2 = 0$ ;  $c_c = 0$ ;  $\rho_m = 1740 \text{ кг/м}^3$ ;  $\rho_{мп} = 860 \text{ кг/м}^3$ ;  $\rho_n = 2200 \text{ кг/м}^3$ ;  $\rho_{пн} = 1600 \text{ кг/м}^3$ ;  $\rho_{пг} = 2400 \text{ кг/м}^3$ ;  $\rho_{дом.п} = 1500 \text{ кг/м}^3$ .

Таким чином, беручи до уваги ступінь заповнення пор, можливий дефіцит води для повного гідролізу всього магнію (необхідність надходження води всередину шару ззовні в процесі гідролізу), ущільнення шару потоком рідини-магнійносія, флотацийний ефект бульбашок водню, що виділяється, тривалість часу заповнення магнію і невелику швидкість гідролізу, вважаємо доцільним проводити намівання суспензії з використанням рідини, яка досить активно піддає магній гідролізу (наприклад, мінералізованої пластової води), задавши концентрацію гранул магнію та піску в ній і витрату рідини максимально можливими.

Значини масового вмісту магнію в суміші рекомендуємо брати в межах 0,18-0,2 ( $\varphi \geq \varphi_{2c}^{гп}$ ), тоді з формул (6.70) чи (6.71) при відомому об'ємі корка розраховуємо необхідну масу магнію, тобто

$$G_m = V_k \left\{ \Psi_{пг} \left[ \frac{1 - \varphi}{\varphi \rho_{пг}} + \frac{2,4\beta_a}{\gamma_4 \rho_{пг}} + \frac{1 - \beta_a}{\gamma_5 \rho_{дом.п}} \right] \right\}^{-1} \quad (6.72)$$

При практичних розрахунках вважаємо можливим прийняти  $\beta_n = 0$ ,  $\alpha_2 = 0$ ,  $c_c = 0$ .

Об'єм корка  $V_k$  визначається як геометричний об'єм за довжиною інтервалу (висотою) його створення у стовбурі свердловини.

### ***6.12.3 Технологія внутрішньосвердловинного обмеження припливу води шляхом створення ущільненого дисперсного корка у свердловині***

Технологія внутрішньосвердловинного обмеження припливу води (ВСОПВ) зі створенням ущільненого дисперсного корка (пробки) призначена для постійного відключення нижнього інтервалу (чи пласта), коли він уже відпрацьований (обводнений), з метою подальшої експлуатації верхніх інтервалів (або пластів), а також для тимчасового відключення нижніх інтервалів продуктивного пласта перед виконанням ремонтно-ізоляційних робіт у нафтових, газових і нагнітальних свердловинах [590].

#### Суть технології і обґрунтування умов реалізації

У цій технології створення вибієного дисперсного корка з його наступним ущільненням перевагу надано грубодисперсним системам над тампонажними матеріалами, які фільтруються в пори та тріщини і відповідно призводять до тампонування чи кольматації нафтонасичених інтервалів. У разі використання грубодисперсної суміші гранульованого магнею і піску на відміну від цементних розчинів чи інших ізоляційних рідин усувається можливість забруднення і кольматації привибійної зони в інтервалах продуктивного пласта, які необхідно надалі експлуатувати, і пов'язаний з цим негативний вплив на поточне видобування і нафтовилучення.

Суть технології внутрішньосвердловинного обмеження припливу води (ВСОПВ) шляхом створення дисперсного корка (пробки) з його подальшим ущільненням полягає в наміванні вибієного піщано-магнієвого корка заданої висоти на вибої, забезпеченні умов для гідролізу гранульованого магнею у воді протягом 48-72 годин і наступному за цим гідравлічному ущільненні корка потоком рідини через нього зверху вниз.

Технологію обґрунтовано дослідженнями на устаткованні УДПК-1М (див. вище § 6.12.2) та промисловими випробуваннями.

При виконанні ремонтно-ізоляційних робіт з метою ущільнення корка і, як наслідок, зменшення залишкової проникності його у свердловині необхідно створити репресію тиску, яка забезпечує фільтрацію води через корок зверху вниз або в ході реакції гідролізу магнею, або перед введенням свердловини в експлуатацію. Надлишковий тиск над корком, як сказано вище, можна або створити на увесь час гідролізу магнею і залишити свердловину на тривалість часу реагування під надлишковим тиском, або

періодично підтримувати його підпомповуванням рідини (чи газу), або створити його на завершальній стадії гідролізу перед введенням свердловини в експлуатацію. Це залежить від поглинальної здатності пласта у свердловині, а також від інтенсивності виділення та кількості вільного водню. У разі наявності інтервалів пласта з великою поглинальною здатністю, які розташовані вище глибини встановлення ізолювального корка, можна передбачити застосування пакера в неперфорованому проміжку обсадної колони.

Надлишковий тиск над корком зумовлює фільтрацію рідини крізь нього, ущільнює його структуру, а спадний потік рідини крізь нього примусово витісняє бульбашки водню, який виділяється в результаті гідролізу магнію, і замість псевдорозріджувальної сили створює ущільнювальну силу та, як наслідок, забезпечує зменшення проникності корка. Водень флогіцінно не розпушує структуру корка і не призводить до збільшення його проникності, а витісняється із корка в пласт, який ізолюється.

Априорі зрозуміло, що чим вищою буде створена репресія тиску на корок для спадного потоку, тим можна очікувати істотнішого зниження проникності корка. За умов високої поглинальної здатності верхніх інтервалів пласта витрата рідини спадного потоку через корок може бути дуже малою, що спричиниться до малої величини зниження його проникності. У зв'язку з цим, дано гідродинамічну оцінку умов виконання промислових робіт на свердловині в залежності від поглинальних властивостей пласта.

Припустимо, що пласт складається із двох продуктивних пропластків: 1 – нижнього обводненого; 2 – верхнього нафтового. Товщини пропластків становлять відповідно  $h_1$  і  $h_2$ , коефіцієнти проникності –  $k_1$  і  $k_2$ , динамічні коефіцієнти в'язкості флюїдів у них –  $\mu_1$  і  $\mu_2$ . В інтервалі нижнього пропластка знаходиться дисперсний корок висотою  $h_1$  і з коефіцієнтом проникності  $k_k$ .

У свердловину з метою ущільнення корка запомповується вода з об'ємною витратою  $Q$  за умов вибою, яку можна записати так:

$$Q = Q_1 + Q_2, \quad (6.73)$$

де  $Q_1, Q_2$  – витрати води відповідно в нижній пропласток (через корок) і у верхній пропласток. Формулу витрати води в нижній пропласток запишемо у вигляді (див. вище):

$$Q_1 = k_{01} \Delta p \frac{\text{th}(a_{\pi} h_1)}{a_{\pi}} \quad (6.74)$$

де  $k_{01} = 2\pi k_1 / (\mu_1 \ln(R_k / r_c))$  – питомий коефіцієнт продуктивності свердловини щодо нижнього пропластка до утворення корка;  $\mu_1$  – динамічний коефіцієнт в'язкості запомповуваної води;  $R_k, r_c$  – відповідно радіус контура області пласта, яка припадає на свердловину, і зведений радіус



свердловини;  $\Delta p = p_{\text{в}} - p_{\text{пл}}$  – репресія тиску на пласт;  $p_{\text{пл}}, p_{\text{в}}$  – тиски відповідно пластовий і вибійний;  $a_{\text{п}} = [2\pi\delta_{\text{к}} / (F \ln(R_{\text{к}}/r_{\text{с}}))]^{0.5}$ ;  $\delta_{\text{к}} = k_1/k_{\text{к}}$ ;  $F$  – площа прохідного поперечного перерізу стовбура свердловини в межах фільтра.

У верхній пропласток надходить вода з витратою  $Q_2$ , яка змінюється з часом і залежить від співвідношення фільтраційних опорів у зоні витіснення нафти водою і в нафтовій зоні. Оскільки  $\mu_2 > \mu_1$ , то припускаємо, що рухомість  $k_2/\mu_2 = k_2'/\mu_1$ , де  $k_2'$  – коефіцієнт фазової проникності для води у верхньому пропластку в зоні витіснення за нерухою нафти в ній (модель поршневого витіснення нафти водою). Тоді витрата

$$Q_2 = k_{02} \Delta p, \quad (6.75)$$

де  $k_{02} = 2\pi k_2 h_2 / (\mu_2 \ln R_{\text{к}}/r_{\text{с}})$  – коефіцієнт продуктивності для верхнього пропластка.

Звідси отримуємо, що

$$Q = k_{01} \Delta p \frac{\text{th}(a_{\text{п}} h_1)}{a_{\text{п}}} + k_{02} \Delta p. \quad (6.76)$$

Частка витрати рідини в нижній пропласток становить

$$\frac{Q_1}{Q} = \frac{k_{01} \text{th}(a_{\text{п}} h_1) / a_{\text{п}}}{k_{01} \text{th}(a_{\text{п}} h_1) / a_{\text{п}} + k_{02}}. \quad (6.77)$$

Якщо витрата запомповування  $Q$  є заданою, то витрата рідини в нижній пропласток

$$Q_1 = Q \frac{k_{01} \text{th}(a_{\text{п}} h_1) / a_{\text{п}}}{k_{01} \text{th}(a_{\text{п}} h_1) / a_{\text{п}} + k_{02}}, \quad (6.78)$$

а швидкість фільтрації води через корок

$$v = \frac{Q_1}{F} = \frac{Q}{F} \frac{k_{01} \text{th}(a_{\text{п}} h_1) / a_{\text{п}}}{k_{01} \text{th}(a_{\text{п}} h_1) / a_{\text{п}} + k_{02}} \quad (6.79)$$

або

$$v = \omega \frac{\frac{k'_{01}}{k_{02}} \frac{\text{th}(a_{\text{п}} h_1)}{(a_{\text{п}} h_1)}}{\frac{k'_{01}}{k_{02}} \frac{\text{th}(a_{\text{п}} h_1)}{(a_{\text{п}} h_1)} + 1}, \quad (6.80)$$

де  $\omega = Q/F$  – швидкість руху рідини у стовбурі свердловини;  $k_{201} = k_{01} h_1$ .

На рис. 6.47 показано залежність  $v/\omega$  від  $\lg(k_{201}/k_{02})$  за різних значин  $a_{\text{п}} h_1$ . За лабораторними даними 40 % зменшення коефіцієнта проникності корка досягається за швидкості фільтрації  $v = 2 \cdot 10^{-7} \text{ м}^3/\text{с}$ ;  $4,9 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2 = 0,408 \cdot 10^{-3} \text{ м/с}$ . Наприклад, припустимо, що  $k_1 = 0,2 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ ;  $k_2 = 0,1 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ ;  $k_{\text{к}} = 360 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ ;  $\mu_1 = 10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{с}$ ;  $\mu_2 = 3 \cdot 10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{с}$ ;  $R_{\text{к}} = 500 \text{ м}$ ;  $r_{\text{с}} = 0,05 \text{ м}$ ;  $h_1 = h_2 = 40 \text{ м}$ ;  $F = 136 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2$ . Тоді знаходимо  $k_{201}/k_{02} = k_1 \mu_2 / k_2 \mu_1 = 6$ ;  $a_{\text{п}} h_1 = 6,676$ ;  $v/\omega = 0,473$ . Значить, щоб досягнути 40 % зменшення

коефіцієнта проникності корка, необхідно забезпечити швидкість руху рідини у стовбурі свердловини  $\omega = v / 0,473 = 0,862 \cdot 10^{-3}$  м/с. Витрата запомповування води повинна становити  $Q = \omega F = 0,117 \cdot 10^{-4}$  м<sup>3</sup>/с. Таку витрату можна створити насосним агрегатом типу УН1-630х700Н.

Для практичного використання цих розв'язків розглянемо обернену задачу. Свердловини в основному обсаджено трубами діаметром 146 мм, для яких площа поперечного перерізу в середньому становить  $136 \cdot 10^{-4}$  м<sup>2</sup>. На промислах використовують насосні устаткування типу УН1-630х700Н і ЦА-320М, кожне з яких забезпечує витрату запомповування в середньому 0,18 м<sup>3</sup>/хв. За результатами розглянутого прикладу з метою підвищення надійності процесу і більшого зменшення коефіцієнта проникності корка за значину  $v$  беремо 0,1 м/с. Тоді відношення  $v/\omega$  (за  $F = 136 \cdot 10^{-4}$  м<sup>2</sup>)

для одного, двох, трьох і чотирьох насосних устаткувань повинно становити відповідно 0,45; 0,23; 0,15; 0,11. На рисунку ці співвідношення показано пунктирними горизонтальними лініями I-IV, поля над якими характеризують області застосування відповідно одного, двох, трьох і чотирьох насосних устаткувань (зверху вниз) залежно від параметрів  $\lg(k'_{01}/k_{02})$  і  $a_{II}h_1$ .

Для здійснення процесу на свердловині з розрахунку на 1000 кг піску необхідно брати 250 кг гранульованого магнію. Тривалість ущільнення беремо рівною часу проходження рідини через весь корок.

Так як вибіийний корок наливається шляхом запомповування водної суспензії в насосно-компресорні труби (або в затрубний простір) з виходом рідини через затрубний простір (відповідно через НКТ), то при цьому гранули магнію і піщинки повинні осідати на вибій. Тому швидкість висхідного потоку повинна бути меншою швидкості осідання частинок дисперсної фази, тобто швидкість висхідного потоку рідини-носія не повинна перевищувати 0,05 м/с.

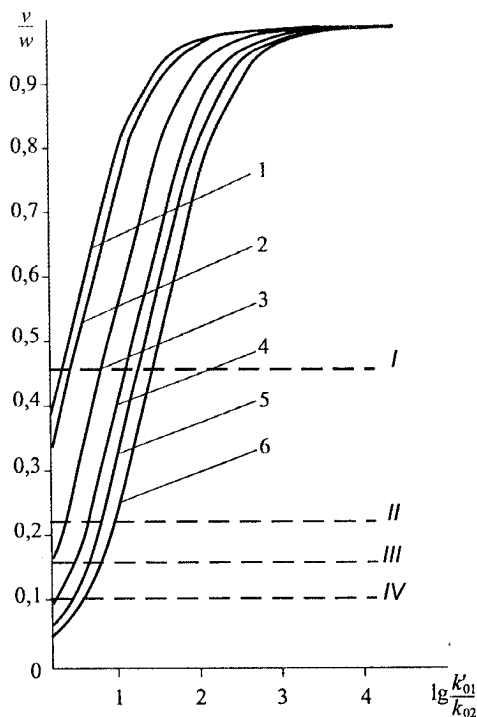


Рис. 6.47 – Залежність  $v/w$  від  $\lg(k'_{01}/k_{02})$  за значин  $a_{II}h_1$ : 1 – 1,5; 2 – 2; 3 – 5; 4 – 10; 5 – 15; 6 – 20,6; I-IV – кількість одночасно працюючих насосних устаткувань

### Технологія процесу

За цією технологією вибійний корок для ізоляції припливу води створюється дисперсною системою – водною суспензією гранульованого магнію і піску, а це дає змогу застосовувати одну із таких технологічних схем запомповування суспензії:

а) з підніманням підземного обладнання, опусканням НКТ і запомповуванням суспензії через НКТ;

б) те ж через затрубний простір;

в) із зупинкою свердловини без піднімання підземного обладнання і з запомповуванням суспензії через НКТ (фонтанні, газліфтні, газові свердловини) або через затрубний простір (свердловини усіх призначень і способів експлуатації);

г) без зупинки свердловини (за незначного дебіту) і з запомповуванням суспензії іншим вільним (через затрубний простір) каналом (застереження щодо цієї схеми див. вище § 6.12.2).

Технологічний процес реалізується на свердловинах із допомогою насосного устаткування УН1-630х700, піскозмішувального агрегату УЗП-50, блоку маніфольдів ІБМ-700, арматури гирла 2АГ-700 та з використанням піску, гранульованого магнію (марок МГП-1, МГП-2) і робочої рідини (технічної або пластової води).

Перевага способу полягає в простоті, ефективності, відсутності забруднення пор, точності відділення потрібних інтервалів.

### Технологічні параметри процесу

Технологічні параметри процесу включають об'єм корка, співвідношення компонентів, масу піску і магнію, об'єми рідин носія, глушіння, протискування, ущільнення та концентрацію дисперсної фази в рідині-носії, швидкість потоку дисперсної системи.

Технологія призначена для створення вибійного корка (моста) з метою постійного або тимчасового відключення нижніх інтервалів чи пластів. Звідси необхідний об'єм корка визначається за формулою:

$$V_k = 0,25\pi D_e^2 h, \quad (6.81)$$

де  $V_k$  – об'єм корка, м<sup>3</sup>;  $D_e$  – внутрішній діаметр експлуатаційної колони, м;  $h$  – висота стовбура свердловини від штучного вибою до покрівлі інтервалу, який відсікається, м.

Пісок утворює скелет корка, а магній виконує роль наповнювача і знижує проникність піщаного скелета. Тоді необхідна маса піску

$$G_n = \gamma \rho_{nn} V_k, \quad (6.82)$$

де  $G_n$  – необхідна маса піску, кг;  $\gamma$  – коефіцієнт, який враховує ущільнення частинок піску в процесі утворення корка (аналіз показав, що можна брати  $\gamma = 1,0-1,05$ );  $\rho_{nn}$  – насипна (позірна) густина піску, кг/м<sup>3</sup>.

Беремо пісок, який використовується при гідророзриві пласта і характеризується значиною насипної густини  $\rho_{\text{пн}} \cong 1600 \text{ кг/м}^3$ .

Теоретичними і лабораторними дослідженнями вище встановлено, що раціонально брати масовий вміст магнію в суміші  $\varphi = 0,18-0,2$ .

Масовий вміст магнію в суміші з піском

$$\varphi = \frac{G'_M}{G'_M + G_{\text{п}}} = \frac{\psi_{\text{п}} G_M}{\psi_{\text{п}} G_M + G_{\text{п}}}, \quad (6.83)$$

де  $G'_M$  – необхідна маса гранульованого магнію в умовах корка, кг;  $G'_M = \psi G_M$ ;  $\psi_{\text{п}}$  – коефіцієнт, який враховує втрату маси магнію під час його заповування з поверхні на вибій в результаті гідролізу у воді;  $G_M$  – маса магнію перед здійсненням робіт, кг. За лабораторними даними при використанні як рідини-носія води, водних розчинів ПАР, ПАА  $\psi_{\text{п}} = 0,95-0,88$  (див. § 2.5.9). Звідси маємо необхідну масу магнію перед здійсненням робіт

$$G_M = G_{\text{п}} \frac{\varphi}{\psi_{\text{п}} (1 - \varphi)}, \quad (6.84)$$

або

$$\frac{\psi_{\text{п}} G_M}{G_{\text{п}}} = \frac{\varphi}{1 - \varphi}. \quad (6.85)$$

Якщо взяти раціональне співвідношення  $\varphi = 0,18-0,2$ , тоді

$$\frac{\psi_{\text{п}} G_M}{G_{\text{п}}} = 0,22 \div 0,25, \quad (6.86)$$

тобто відношення маси магнію  $G_M$  перед здійсненням робіт до маси піску повинно становити

$$\frac{G_M}{G_{\text{п}}} = \frac{0,22 \div 0,25}{\psi_{\text{п}}}. \quad (6.87)$$

Значить, при проектуванні процесу на 1000 кг піску треба брати 220-250 кг гранульованого магнію.

Концентрацію піщано-магнієвої суміші у воді беремо рівною 40-50 кг/м<sup>3</sup>, виходячи з умови нормальної роботи насосних агрегатів (точніше, клапанних вузлів) при гідророзриві пласта і досвіду виконання промислових робіт.

Об'єм рідини-носія розраховуємо за концентрацією суміші, тобто

$$V_{\text{н}} = (1,1-1,2) (G'_M + G_{\text{п}}) / c_c, \quad (6.88)$$

де  $V_{\text{н}}$  – об'єм рідини-носія, м<sup>3</sup>;  $c_c$  – концентрація піщано-магнієвої суміші у воді, кг/м<sup>3</sup>.

Необхідний об'єм рідини глушіння визначаємо за об'ємами свердловини і комунікацій із урахуванням аварійного запасу.

Об'єм протискувальної рідини беремо на 10-15% більшим об'єму лінії протискування і комунікацій та збільшуємо на  $2 \text{ м}^3$  (спадний потік одним насосним агрегатом протягом 5 хв.).

Для створення тиску, який забезпечує фільтрацію води через корок зверху вниз в період гідролізу магнію і ущільнює структуру корка, розраховуємо об'єм рідини ущільнення за формулою:

$$V_y = Q t, \quad (6.89)$$

де  $V_y$  – об'єм рідини ущільнення,  $\text{м}^3$ ;  $t$  – тривалість процесу ущільнення, с;  $Q$  – витрата рідини ущільнення,  $\text{м}^3/\text{с}$ .

Лабораторними дослідженнями встановлено, що після витіснення залишкового водню із корка останній в достатній мірі ущільнюється (див. вище). Звідси тривалість ущільнення умовно беремо рівним часу проходження рідини через весь корок:

$$t = \frac{h}{Q / mF}, \quad (6.90)$$

де  $t$  – час ущільнення, с;  $m$  – коефіцієнт пористості корка, частка одиниці;  $F$  – площа поперечного перерізу корка,  $\text{м}^2$ . Тоді

$$V_y = mFh. \quad (6.91)$$

Коефіцієнт пористості корка перед ущільненням можна брати  $m = 0,2$ . Приймаючи об'єм з розрахунковим запасом, маємо

$$V_y = 0,4 Fh. \quad (6.92)$$

Площа прохідного перерізу обсадних труб становить  $(100-181) \cdot 10^{-4} \text{ м}^2$ . Якщо взяти висоту корка рівною 100 м, то  $V_y \cong 0,4-0,7 \text{ м}^3$ . Тобто, об'єм рідини ущільнення беремо 0,5-1,0  $\text{м}^3$ .

Подача одного насосного агрегату УНІ-630х700А становить 6,3-22 л/с (при різних передачах, числах обертів і діаметрах плунжера). Тоді тривалість процесу ущільнення становитиме 23-158 с. Разом з тим, чим більшою буде тривалість ущільнення, тим більше ущільнюватиметься корок, тому враховуючи тривалість підготовчих робіт, приймаємо час ущільнення рівним 5 хв., а об'єм рідини ущільнення становитиме близько 2  $\text{м}^3$ .

Вибійний корок наливається шляхом запомповування водної суспензії в затрубний простір (або в НКТ) при виході рідини по НКТ (або по затрубному простору). При цьому гранули магнію й піщинки повинні осідати на вибій. Тому швидкість висхідного потоку  $v$  повинна бути меншою швидкості осідання частинок дисперсної фази  $v_{\text{ч}}$ :  $v < v_{\text{ч}}$ . Швидкість осідання частинок в умовах стисненості визначаємо за формулою [231]:

$$v_{\text{ч}} = \frac{v}{d_{\text{ч}}} \frac{\text{Ar} k_{\text{п}}^{4,75}}{18 + 0,61 \sqrt{\text{Ar} k_{\text{п}}^{4,75}}}, \quad (6.93)$$

де  $v_{\text{ч}}$  – швидкість осідання частинок, м/с;  $Ar = \frac{gd_{\text{ч}}^3}{\nu^2} \left( \frac{\rho_{\text{ч}}}{\rho} - 1 \right)$  – число Архімеда;  $\nu, \rho$  – кінематичний коефіцієнт в'язкості і густина рідини, м<sup>2</sup>/с і кг/м<sup>3</sup>;

$k_{\text{п}} = 1 - \frac{c}{\rho_{\text{ч}}}$  – коефіцієнт пористості спадного шару частинок;  $d_{\text{ч}}, \rho_{\text{ч}}$  – діаметр і густина матеріалу частинок, м і кг/м<sup>3</sup>;  $g$  – прискорення вільного падіння, м/с<sup>2</sup>;  $c$  – концентрація частинок у рідині, кг/м<sup>3</sup>.

Візьмемо:  $d_{\text{ч}} = 10^{-3}$  м;  $\rho_{\text{м}} = 1740$  кг/м<sup>3</sup> і  $\rho_{\text{п}} = 2600$  кг/м<sup>3</sup> (магній і пісок);  $\nu = 0,8 \cdot 10^{-6}$  м<sup>2</sup>/с (відповідає динамічному коефіцієнту води  $\mu = 1$  мПа·с);  $\rho = 1000$  кг/м<sup>3</sup> (для води при 303 К);  $c = 50$  кг/м<sup>3</sup>. Тоді для умов стисненості обчислюємо:  $Ar_{\text{м}} = 11343$ ;  $Ar_{\text{п}} = 24525$ ;  $k_{\text{пм}} = 0,983$ ;  $k_{\text{пп}} = 0,988$ ;  $\nu_{\text{чм}} = 0,104$ ;  $\nu_{\text{чп}} = 0,167$ , де індекси „м” і „п” позначають відповідно магній і пісок.

Швидкість осідання за формулою Стокса (без урахування стисненості) [231]:

$$v'_{\text{ч}} = \frac{gd^2}{18\nu} \left( \frac{\rho_{\text{ч}}}{\rho} - 1 \right), \quad (6.94)$$

а тоді  $v'_{\text{чм}} = 0,51$  м/с;  $v'_{\text{чп}} = 1,09$  м/с.

Тобто стисненість потоку значно впливає на швидкість осідання частинок, тому її слід враховувати. Щоб осідали і частинки магнію, треба задавати швидкість потоку за їх швидкістю осідання. Таким чином, швидкість висхідного потоку рідини повинна бути меншою 0,1 м/с.

Оцінимо цю швидкість для частинок магнію діаметром 0,5 мм (нижня межа згідно із технічними умовами), тобто відповідно розраховуємо:  $Ar_{\text{м}} = 1417$ ;  $\nu_{\text{чм}} = 0,053$  м/с;  $v'_{\text{чм}} = 0,126$  м/с. Якщо орієнтуватися не на середні розміри частинки, а на найменші, то швидкість потоку не повинна перевищувати 0,05 м/с.

Оцінимо, яку витрату рідини треба створити при наміванні корка для різних співвідношень діаметрів труб за формулою:

$$Q = v_{\text{ч}} F, \quad (6.95)$$

де  $Q$  – витрата рідини, м<sup>3</sup>/с;  $F$  – площа поперечного перерізу потоку, м<sup>2</sup>.

Обчислення дають такі результати ( $v_{\text{ч}} = 0,1$  м/с):

а) для затрубного простору

Труби діаметром, мм	60x146 мм	73x146	89x146	102x146
Площа, $\cdot 10^{-4}$ м <sup>2</sup>	108,2	95,0	74,7	55,8
Витрата, м <sup>3</sup> /хв.	0,065	0,057	0,042	0,034

б) для НКТ

Труби діаметром, мм	60	73	89	102	114
Площа, $10^{-4}$ м <sup>2</sup>	19,6	30,2	45,3	61,8	80,0
Витрата, м <sup>3</sup> /хв.	0,012	0,018	0,027	0,037	0,048

Подача одного насосного агрегата УНІ-630х700А становить 0,378-1,32 м<sup>3</sup>/хв., тобто подача є більшою від необхідної витрати рідини на порядок як стосовно до затрубного простору ( в 11-20 разів), так і до НКТ (в 31,5-27,5 раз). Тому намівання вибійного корка можна здійснювати із запомповуванням рідини-носія в пласт. Якщо допускати висхідний рух частини рідини-носія, то необхідно ретельно стежити, щоб швидкість цього потоку не перевищувала 0,05 м/с. Оскільки оперативно виміряти витрату висхідного потоку в умовах роботи на свердловині практично не надається можливим, то при наміванні корка канал для можливого зворотнього потоку (затрубний простір чи НКТ) перекриваємо.

Отже, намівання корка здійснюємо шляхом запомповування рідини в пласт за малих витрат (працює один насосний агрегат). Як рідину-носії необхідно взяти рідину, яка не наносить шкоду пластові, тобто можна використати мінералізовану пластову воду або водні розчини хлоридів (NaCl, KCl, MgCl, CaCl<sub>2</sub>) чи інші водні розчини солей [231].

*Задача 6.2.* Розрахувати режимні параметри процесу ВСОПВ. Вхідні дані: умовний діаметр експлуатаційної колони 146 мм; товщина стінки обсадних труб 5-8 мм; довжина стовбура до штучного вибою 2639 м; інтервал перфорації 2641-2599, 2587-2582 і 2579-2543 м; відключенню за даними досліджень підлягає нижній інтервал 2639-2590 м; у свердловині встановлено штанговий насос ІНСН-1-68 на трубах з умовним діаметром 73 мм і довжиною 1098 м.

*Розв'язування.* Визначаємо необхідний об'єм корка за формулою:

$$V_{\text{к}} = \frac{\pi D_{\text{е}}^2}{4} h = \frac{3,14 \cdot 0,136^2}{4} \cdot 49 = 0,7 \text{ м}^3.$$

Необхідну масу піску розраховуємо за формулою:

$$G_{\text{п}} = \gamma \rho_{\text{пш}} V_{\text{к}} = 1,02 \cdot 1600 \text{ кг/м}^3 \cdot 0,7 \text{ м}^3 = 1142 \text{ кг},$$

де приймаємо  $\gamma = 1,0-1,05$ ;  $\rho_{\text{пш}} = 1600 \text{ кг/м}^3$ .

Із урахуванням втрати гранульованого магнію в ході його запомповування в зону ізоляції внаслідок гідролізу необхідну кількість магнію для створення вибійного корка розраховуємо за формулою:

$$G'_{\text{М}} = V_{\text{к}} / \psi_{\text{п}} \left[ \frac{1 - \varphi}{\varphi \rho_{\text{п}}} + \frac{2,4 \beta_a}{\gamma_4 \rho_{\text{г.к}}} + \frac{1 - \beta_a}{\gamma_5 \rho_{\text{п.к}}} \right] =$$

$$= 0,7 \text{ м}^3 / 0,95 \left[ \frac{1 - 0,2}{0,2 \cdot 2200 \text{ кг/м}^3} + \frac{2,4 \cdot 0,87}{1,0 \cdot 2400 \text{ кг/м}^3} + \frac{1 - 0,87}{1,0 \cdot 1500 \text{ кг/м}^3} \right] = 265 \text{ кг},$$

де  $\psi_{\text{п}} = 0,95-0,98$ ;  $\beta_a = 0,87$ ;  $\rho_{\text{г.к}} = 2400 \text{ кг/м}^3$ ;  $\rho_{\text{п.к}} = 1500 \text{ кг/м}^3$ ;  $\gamma_4 = \gamma_5 = 1,0-1,1$ ;  $\rho_{\text{п}} = 2200 \text{ кг/м}^3$ ;  $\varphi = 0,2-0,17$ .

Перевіримо відношення:  $G'_{\text{М}} : G_{\text{п}} = 265 : 1142 = 0,23$ , тобто воно знаходиться в рекомендованих межах 0,22-0,25.

Концентрацію піщано-магнієвої суміші у воді беремо  $40 \text{ кг/м}^3$ . Тоді об'єм рідини-носія, необхідної для запомпуювання  $1407 \text{ кг}$  піщано-магнієвої суміші, становить  $V_{\text{п}} = 56,2 \text{ м}^3$ .

При виконанні робіт насосно-компресорні труби опущено на глибину  $2585 \text{ м}$ , тоді об'єм рідини для протискування дисперсної системи:  $V_{\text{пр}} = 8 \text{ м}^3$ .

Об'єм рідини для глушіння свердловини:  $V_{\text{гл}} = 14,5 \text{ м}^3$ .

Необхідний об'єм рідини для ущільнення піщано-магнієвого корка беремо  $2 \text{ м}^3$  (при роботі одного насосного агрегату УНІ-600х700А протягом  $5 \text{ хв.}$ ).

Намивання корка здійснюємо шляхом запомпуювання рідини в пласт за малих витрат (працює один насосний агрегат).

Як рідину-носіє, рідини глушіння і ущільнювача використовуємо воду із системи ППТ.

### Реалізація технології

Ремонтно-ізоляційні роботи у свердловинах з постійного або тимчасового відключення інтервалів шляхом утворення ущільненого дисперсного корка були проведені на свердловинах №№ 315-Д і 311-Д НГВУ „Долинанафтогаз”.

*Свердловина №315-Д.* Геолого-технічні дані: пробурений вибій знаходиться на глибині  $3029 \text{ м}$ , штучний вибій –  $2639 \text{ м}$ ; експлуатаційна колона діаметром  $146 \text{ мм}$ , зацементована до гирла; інтервал перфорації –  $2641\text{-}2599$ ;  $2587\text{-}2582$ ;  $2579\text{-}2543 \text{ м}$ ; середній дебіт нафти становить  $1,5 \text{ т/доб.}$ , рідини –  $47,8 \text{ т/доб.}$ , обводненість  $96,8\%$ ; штанговий насос ІНСН-1-68 опущено на  $73 \text{ мм}$  НКТ на глибину  $1098 \text{ м}$ .

Водоізоляційні роботи з утворенням ущільненого піщано-магнієвого корка виконано в інтервалі  $2607\text{-}2590 \text{ м}$ . Виходячи з необхідності утворення ущільненого корка довжиною  $17 \text{ м}$ , визначили об'єм корка, який становить  $0,2 \text{ м}^3$ . З урахуванням гідролізу магнію в процесі його запомпуювання розрахували необхідну масу магнію, яка становила  $0,1 \text{ т}$  і необхідну кількість піску  $0,23 \text{ т}$ .

Роботи на свердловині виконали в наступній послідовності:

а) підняли колону насосно-компресорних труб і штанг із насосом, опустили  $73 \text{ мм}$  НКТ і промили свердловину до вибою ( $2639 \text{ м}$ );

б) підняли колону НКТ до глибини  $2550 \text{ м}$ , а відтак із допомогою насосних агрегатів при відкритому затрубному просторі з використанням води ( $82 \text{ м}^3$ ) запомпували  $0,33 \text{ т}$  піщано-магнієвої суміші (піску  $0,23 \text{ т}$ , магнію  $0,1 \text{ т}$ ), концентрацією  $40 \text{ кг/м}^3$ ;

в) з метою витискування суміші з НКТ при відкритому затрубному просторі запомпували  $8,2 \text{ м}^3$  води;

г) закрили ліфт і протиснули суміш із кільцевого простору, запомпувавши в затрубний простір  $3 \text{ м}^3$  води;



г) потім відкрили ліфт і з метою вимивання залишків суміші, запомпували на циркуляцію  $16 \text{ м}^3$  води і залишили свердловину для реагування на 48 годин;

д) після реагування провели запомповування води протягом 20 хв. по НКТ при закритому затрубному просторі з витратою  $0,36 \text{ м}^3/\text{хв.}$ ;

е) після закінчення робіт підняли НКТ, опустили глибинне обладнання і пустили свердловину в роботу.

У результаті виконаних робіт за 10 місяців 1992 року додатковий видобуток нафти становив  $512,7 \text{ т}$ , обводненість продукції знизилась з 95 до 90%, а середньодобовий дебіт зріс на  $1,7 \text{ т}$  (на 85%). Ефект продовжувався.

*Свердловина №311-Д.* Геолого-технічні дані: пробурений вибій знаходиться на глибині 2973 м, штучний вибій – 2760 м; експлуатаційна колона діаметром 146 мм, зацементована до гирла; інтервал перфорації – 2808-2905, 2678-2433, 2553-2625 м; середній дебіт нафти становить  $3,3 \text{ т/доб.}$ , рідини –  $20,4 \text{ т/доб.}$ , обводненість 96,8%; у свердловину опущено штанговий насос НСН-2-38.

Водоізоляційні роботи виконано з утворенням ущільненого піщано-магнієвого корка в інтервалі 2612-2570 м в період з 19.08 по 31.08.1992 р..

Роботи на свердловині виконували в наступній послідовності:

а) підняли свердловинне обладнання, опустили НКТ і промили свердловину до вибою;

б) підняли колону НКТ до глибини 2546 м і з допомогою насосних агрегатів при відкритому затрубному просторі на  $25 \text{ м}^3$  води запомпували 1 т піщано-магнієвої суміші при концентрації  $40 \text{ кг/м}^3$  (піску –  $0,9 \text{ т}$ , магнію –  $0,1 \text{ т}$ ) і протиснули  $11,8 \text{ м}^3$  води при закритому затрубному просторі;

в) залишили свердловину для реагування на 48 годин;

г) після реагування провели запомповування води протягом 20 хв. по НКТ зверху вниз при закритому затрубному просторі з витратою  $0,36 \text{ м}^3/\text{хв.}$  (один агрегат УНІ-630х760А, 3 передача –  $1000 \text{ об/хв.}$ ), після чого виміряли вибій свердловини – 2600 м;

г) після закінчення робіт підняли НКТ, опустили глибинне обладнання і пустили свердловину в роботу.

Роботи пройшли успішно, в інтервалі 2610-2600 м утворено піщано-магнієвий корок. За два місяці після виконання робіт додатковий видобуток нафти становив  $338,3 \text{ т}$ , обводненість продукції знизилась з 88,7 до 75,8%, середньодобовий дебіт нафти зріс в 3,4 рази. Ефект продовжувався.

#### *6.12.4 Технологічні основи і способи внутрішньопластового обмеження припливу пластових вод із використанням гранульованого магнію*

Технологія внутрішньопластового обмеження припливу пластових вод (ВПОПВ) із використанням гранульованого магнію призначена для обмеження припливів вод із тріщинуватого та тріщинувато-пористого пластів до видобувних свердловин і тампонування інтенсивно поглинальних інтервалів пласта.

##### Суть способу ВПОПВ

Суть способу внутрішньопластового обмеження припливу води (ВПОПВ) полягає в заповненні природних чи штучно створених тріщин, які є основними шляхами припливу води у свердловину, сумішшю піску з гранульованим магнієм, і створенні умов для протікання реакції гідролізу магнію у воді [472, 522].

Взаємодія гранульованого магнію  $Mg$  і його окису  $MgO$  з водою призводить до утворення осаду гідроксиду магнію  $Mg(OH)_2$ . Внаслідок взаємодії оксидної плівки гранульованого магнію з хлористим магнієм  $MgCl_2$ , який міститься в пластовій воді, і з водою утворюється магнезійний цемент  $Mg(OH)Cl_2$ . Гранульований магній взаємодіє як з прісними, так і з мінералізованими водами, в яких містяться солі  $MgCl_2$ ,  $CaCl_2$ ,  $NaCl$ . З підвищенням температури швидкість реакції прискорюється (див. § 2.5.9).

Використанням гранульованого магнію, який є хімічно нейтральним відносно вуглеводнів і реагує з водою, забезпечується селективність виконання водоізоляційних робіт.

Запомповувані з поверхні гранули магнію (фракції діаметром 0,5-1,6 мм) не кольматують пори матриці пласта, а заповнюють лише тріщини, що є основними шляхами припливу води у свердловину.

Для зменшення кількості магнію доцільно використовувати його в суміші з піском. За результатами лабораторних досліджень (див. вище § 2.5.9) раціональний вміст гранул магнію в суміші з піском встановлено в межах 15-50 % за масою (щодо раціонального вмісту див. нижче), причому найбільш ефективним є використання гранул магнію й піску однакових фракційних складів. Об'єм тампонажної піщано-магнезійної суміші в процесі реакції гідролізу збільшується на 15-20% від насипного об'єму, що підвищує міцнісні властивості ізолювальної структури, покращує її зчеплення з породами і металом.

Суміш піску і гранульованого магнію, яка заповнює нафтогазонасичені тріщини пласта, за певного вмісту магнію в суміші через відсутність води і відповідно реакції гідролізу утримує їх у розкритому стані

і забезпечує кращий приплив нафти й газу до свердловини. Гранули магнезії, якими заповнено нафтогазонасичені інтервали продуктивного пласта, у разі необхідності можна розчинити шляхом здійснення солянокислотного оброблення. При цьому досягається ефект термохімічного оброблення привибійної зони, а коефіцієнт проникності тріщини, яка була заповнена сумішшю піску і гранульованого магнезії, збільшується після розчинення магнезії кислотою в 3-4 рази [92].

Утворений в тріщинах пласта осад гідроксиду магнезії може бути розчинений соляною кислотою тільки за наявності фільтрації через нього, але так як після перебігу 48-96 годин (часу протікання реакції гідролізу магнезії у воді) коефіцієнт проникності обводнених тріщин, які були заповнені гранулами магнезії або їх сумішшю з піском, знижується практично до нуля, то наступним кислотним діянням на привибійну зону будуть охоплені тільки переважно нафтонасичені інтервали продуктивного пласта.

#### Обґрунтування раціонального вмісту магнезії в суміші з піском

Важливим питанням ефективної організації технології ВПОПВ є вибір співвідношення гранульованого магнезії і піску в їх суміші. Нижче дамо оцінку умов утворення ізолювального бар'єра в тріщині і визначимо раціональну значину масового вмісту магнезії в суміші [55], при цьому використовуємо підхід, що розроблений стосовно до внутрішньопластового термохімічного оброблення (ВПТХО) [92]. Так, внутрішньопластове обмеження припливу води (ВПОПВ) у нафтові і газові свердловини із використанням гранульованого магнезії передбачає розширення тріщин пласта, заповнення їх сумішшю гранул магнезії і частинок піску, гідроліз магнезії у воді та утворення ізоляційного бар'єра із його гідроксиду та піску.

Розглянемо умови ефективного застосування способу ВПОПВ і, використовуючи розроблену нами методику [92], визначимо масовий вміст магнезії в суміші з піском за формулою (6.83), тобто

$$\varphi = \frac{\psi_n G_m}{\psi_n G_m + G_n}, \quad (6.96)$$

де  $G_m$ ,  $G_n$  – взяті для ВПОПВ маси магнезії і піску;  $\psi_n$  – коефіцієнт, котрий враховує втрату маси активного магнезії внаслідок гідролізу при запоповуванні його з поверхні в пласт і визначає масу магнезії  $G'_m = \psi_n G_m$ , яка витрачається на утворення бар'єра (корка).

У початковому стані шар складають зерна піску, гранули магнезії і вода в порах, яка може надходити також ззовні. Вважаємо, що гідроксид магнезії, який утворився в результаті гідролізу під час запоповування суспензії в зону ізоляції, виноситься рідиною.

У залежності від ступеня рівномірності змішування гранул магнію і частинок піску, а також від величини розкриття тріщин із урахуванням технології запомповування суміші можливими є наступні чотири форми заповнення тріщин магнієм і піском у процесі ВПОПВ: а) багатошарове однорідне укладання; б) моношарове укладання; в) укладання окремими однорідними порціями кожного компонента; г) неоднорідне укладання. Стосовно до цих форм виконано подальший аналіз.

*Багатошарове однорідне укладання.* Воно є можливим при розкритті тріщин, значно більшому діаметрів гранул магнію і частинок піску; кожний елементарний для суміші об'єм містить об'єми магнію і піску в однакових співвідношеннях.

Під діянням стискного навантаження гірських порід на тріщину за невеликої значини вмісту магнію  $\phi$  позірний (уявний) об'єм суміші зменшується до тих пір, поки пісок не утворить скелет, котрий втримує це навантаження. Коефіцієнт пористості піщаного скелета знижується також у результаті заповнення пор спресованим магнієм. При збільшенні вмісту магнію  $\phi$  настає повне заповнення пор піщаного скелета спресованим магнієм (практично нульовий коефіцієнт пористості піску). Зіставляючи об'єм гранул магнію з об'ємом пор піску, отримуємо співвідношення для визначення масового вмісту магнію  $\phi$ , за якого коефіцієнт пористості шару піску є більшим нуля, тобто

$$\phi \leq \phi_{1п}^{гр} = \frac{\frac{1}{\gamma_1 \gamma_2 \rho_{пп}} - \frac{1}{\rho_{пп}}}{\left( \frac{1}{\gamma_1 \gamma_2 \rho_{пп}} - \frac{1}{\rho_{пп}} \right) + \frac{1}{\rho_m}}, \quad (6.97)$$

де  $\rho_p, \rho_m$  – густини відповідно частинок піску і гранул магнію;  $\rho_{пп}$  – позірна (уявна) густина насипного об'єму (без ущільнення) піску;  $\gamma_1, \gamma_2$  – емпіричні коефіцієнти, котрі враховують відповідно ущільнення носійною і фільтрівною рідиною частинок піску та зменшення насипного об'єму під дією тиску змикання тріщин.

Зіставляючи різницю об'ємів пор піщаного скелета і гранул магнію (об'єм води в порах) із об'ємом води, котра необхідна для повного гідролізу магнію, отримуємо співвідношення для визначення вмісту магнію  $\phi$  з умови повного гідролізу всього магнію у воді, що перебуває у шарі:

$$\phi \leq \phi_{2п}^{гр} = \frac{\frac{1}{\gamma_1 \gamma_2 \rho_{пп}} - \frac{1}{\rho_p}}{\frac{1,482\beta_a}{\rho_v} + \left( \frac{1}{\gamma_1 \gamma_2 \rho_{пп}} - \frac{1}{\rho_p} \right) + \frac{1}{\rho_m}}, \quad (6.98)$$

де  $\beta_a$  – коефіцієнт, котрий враховує вміст активної речовини в гранулах магнеїю; 1,482 – стехіометричний коефіцієнт перерахунку від магнеїю до води;  $\rho_B$  – густина води.

Із аналізу (6.97) і (6.98) слідує, що  $\varphi_{1п}^{гр} > \varphi_{2п}^{гр}$ . Після гідролізу в пористому середовищі піску залишаються гідроксид магнеїю, домішки в гранулах магнеїю, які не піддались гідролізу, частина виділеного газоподібного водню і солі, що містились у воді. Прирівнюючи об'єм пор із об'ємом утворених продуктів після реакції гідролізу, отримуємо співвідношення для вибору значини вмісту магнеїю  $\varphi$  з умови повного заповнення пор продуктами реакції:

$$\varphi \geq \varphi_{3п}^{гр} = \frac{\frac{1}{\gamma_3 \rho_{пн}} - \frac{1}{\rho_п}}{\beta_a \left( \frac{2,4}{\gamma_4 \rho_{гп}} + \frac{1 - \beta_a}{\beta_a \gamma_5 \rho_{дом.п}} + \alpha_1 \alpha_2 + \frac{1,482c}{\gamma_6 \rho_B \rho_{сп}} \right) + \left( \frac{1}{\gamma_3 \rho_{пн}} - \frac{1}{\rho_п} \right)}, \quad (6.99)$$

де  $\gamma_3, \gamma_4, \gamma_5, \gamma_6$  – емпіричні коефіцієнти, котрі враховують ущільнення відповідно частинок піску ( $\gamma_3 \geq \gamma_1 \gamma_2$ ), частинок гідроксиду, домішок гранул магнеїю і солей у процесі реакції гідролізу;  $\alpha_2 = 921,8 \cdot 10^{-3} p_0 (0,01648 + 0,0072p + 0,0036T) / p$  – стехіометричний коефіцієнт перерахунку від магнеїю до водню, м<sup>3</sup>/кг;  $p_0, p, T$  – атмосферний тиск (МПа), тиск (МПа) і температура (К) в зоні гідролізу;  $\alpha_2 \geq 0$  – коефіцієнт, котрий характеризує об'ємну частку залишкового газоподібного водню в піщаному шарі;  $c$  – вміст солей у воді;  $\rho_{гп}, \rho_{дом.п}, \rho_{сп}$  – позірні густини насипного об'єму (без ущільнення) відповідно гідроксиду магнеїю, домішок гранул магнеїю і солей.

При виведенні (6.99) ми припустили, що в зону гідролізу вода додатково надходить ззовні і весь магній піддається гідролізу.

Тут і надалі припускаємо також, що гідроксид магнеїю, який утворився в результаті реакції гідролізу під час запоповування магнеїю із поверхні в зону ізоляції, відфільтровується із шару через невеликий його вміст (наявність цього гідроксиду в шарі піску підвищує розрахунковий запас).

Як приклад за (6.97)-(6.99) виконано розрахунки при  $\rho_m = 1740$  кг/м<sup>3</sup>,  $\rho_п = 2200$  кг/м<sup>3</sup>,  $\rho_{пн} = 1600$  кг/м<sup>3</sup>,  $\rho_B = 1000$  кг/м<sup>3</sup>,  $\rho_{гп} = 2400$  кг/м<sup>3</sup>,  $\rho_{дом.п} = 1500$  кг/м<sup>3</sup>,  $\beta_a = 0,87$ ,  $\alpha_2 = 0$ ,  $c = 0$ . Результати розрахунків подано на рис. 6.48-6.50.

Звідси видно, що при  $\gamma_1 = 1,0-1,05$  і  $\gamma_2 = 1,0-1,2$  вміст  $\varphi_{1п}^{гр} = 0,05-0,225$ , вміст  $\varphi_{2п}^{гр} = 0,0225-0,077$ . При  $\gamma_3 = 1,1-1,2$ ,  $\gamma_4 = \gamma_5 = 1,0-1,1$  вміст  $\varphi_{3п}^{гр} = 0,064-0,116$ , тобто при  $\varphi \geq \varphi_{1п}^{гр}$  пори піску повністю будуть заповнені

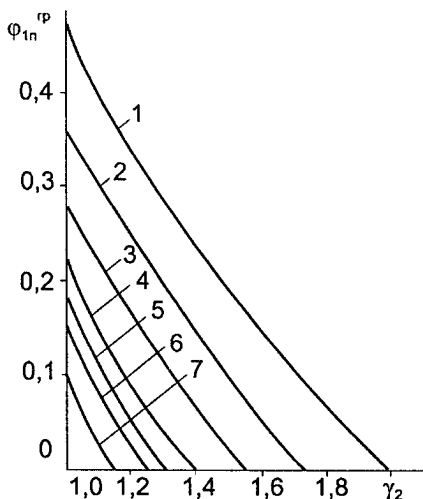


Рис. 6.48 – Зміна граничного масового вмісту магнію  $\varphi_{1п}^{гр}$  при повному заповненні пор магнієм у залежності від коефіцієнта  $\gamma_2$ , якщо  $\gamma_1 = 0,7$  (1); 0,8 (2), 0,9 (3); 1,0 (4); 1,05 (5); 1,1 (6); 1,2 (7)

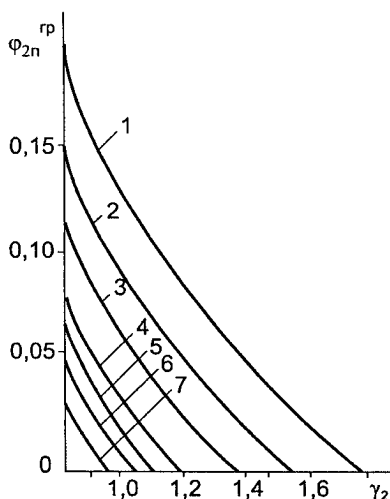


Рис. 6.49 – Зміна граничного вмісту магнію  $\varphi_{2п}^{гр}$  при повному гідролізі магнію в залежності від коефіцієнта  $\gamma_2$ , якщо  $\gamma_1 = 0,7$  (1); 0,8 (2), 0,9 (3); 1,0 (4); 1,05 (5); 1,1 (6); 1,2 (7)

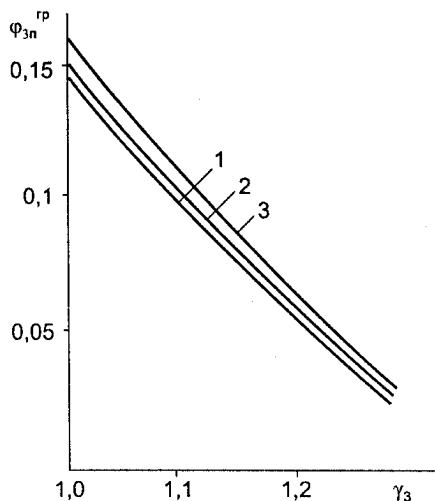


Рис. 6.50 – Зміна граничного масового вмісту магнію  $\varphi_{3п}^{гр}$  при повному заповненні пор продуктами реакції гідролізу магнію в залежності від коефіцієнта  $\gamma_3$ , якщо  $\gamma_4 = 1,0$  (1); 1,05 (2); 1,1 (3)

продуктами гідролізу. Звідси при  $\varphi < \varphi_{1п}^{гр}$ , якщо магній-носієм взято рідину, яка не взаємодіє з магнієм (наприклад, вуглеводневу), може відбутись утворення корка тільки в обводненій частині розрізу пласта при наступному надходженні пластової води в ході експлуатації свердловини та

збільшення припливу із нафтонасиченої частини, а у випадку рідини, котра взаємодіє з магнієм (вода) – утворення корка у всьому розрізі. При  $\varphi \geq \varphi_{4п}^{гр}$  практично будуть відсутні проникність шару і гідроліз магнію (вода витискається із шару), а ізоляція припливу (повне заповнення пор шару) проводиться спресованим магнієм.

За відсутності навантаження, яке стискає шар (за наявності тріщин з великим природним розкриттям, каверн), аналогічно записуємо співвідношення для визначення масового вмісту магнію  $\varphi$  з умови повного гідролізу всього магнію у воді, котра перебуває у шарі, у вигляді:

$$\varphi \leq \varphi_{4п}^{гр} \frac{\frac{1}{\gamma_1 \rho_{пп}} - \frac{1}{\rho_п}}{\frac{1,482\beta_a}{\rho_v} + \left( \frac{1}{\gamma_1 \rho_{пп}} - \frac{1}{\rho_п} \right) - \left( \frac{1}{\gamma_7 \rho_{мп}} - \frac{1}{\rho_м} \right)}, \quad (6.100)$$

де  $\gamma_7$  – емпіричний коефіцієнт, котрий враховує ущільнення гранул магнію потоком носійної і фільтрівної рідини.

Аналіз показує, що  $\varphi_{4п}^{гр} > \varphi_{2п}^{гр}$ . Розрахунки за (6.100) свідчать (рис. 6.51), що із збільшенням коефіцієнтів  $\gamma_1$  і  $\gamma_7$  вміст магнію  $\varphi_{4п}^{гр}$  зменшується.

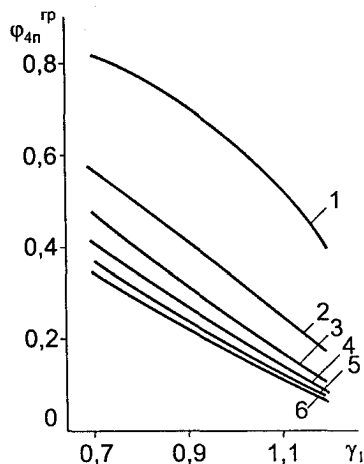


Рис. 6.51 – Зміна граничного масового вмісту магнію  $\varphi_{4п}^{гр}$  при

повному гідролізі магнію і відсутності стискного навантаження в залежності від коефіцієнта  $\gamma_1$ , якщо  $\gamma_7 = 0,7$  (1); 0,8 (2); 0,9 (3); 1,0 (4); 1,1 (5); 1,2 (6)

При  $\gamma_1 = 1,0-1,05$  і  $\gamma_7 = 1,0-1,1$  вміст  $\varphi_{4п}^{гр} = 0,159-0,213$ .

Аналогічно за відсутності стискного навантаження із умови повного заповнення пор продуктами реакції гідролізу отримуюмо вміст магнію  $\varphi_{5п}^{гр}$ , котрий виражається формулою типу формули (6.99) для  $\varphi_{3п}^{гр}$ , однак у даному випадку слід взяти  $\gamma_3 = \gamma_1$ . Тоді із рис. 6.50 виснуємо, що при  $\gamma_3 = 1,0-1,05$ ,  $\gamma_4 = \gamma_5 = 1,0$  вміст  $\varphi_{5п}^{гр} = 0,128-0,152$ .

*Моношарове однорідне укладання.* Відповідні граничні значини вмісту магнію  $\varphi$  встановлюємо за (6.98) і (6.99) або (6.100).

*Укладання окремими однорідними порціями кожного компонента* (багатошарове або моношарове укладання). Навантаження, котре стискає тріщину, втримують окремі каркаси пористого середовища, які утворені піском. Об'єм заповненої

тріщини до гідролізу дорівнює сумі насипних об'ємів піску і магнеїю. Із умови повного гідролізу всього магнеїю у воді, котра перебуває в шарі, визначаємо  $\varphi_{6п}^{гп}$  за формулою типу формули (6.100) для  $\varphi_{4п}^{гп}$ , у якій, однак, замість  $\gamma_1$  слід записати добуток  $\gamma_1\gamma_2$ , а замість  $\gamma_7$  – добуток  $\gamma_7\gamma_8$ , де  $\gamma_8$  – емпіричний коефіцієнт, що враховує зменшення насипного об'єму магнеїю під дією тиску змикання тріщини. Тоді із рис. 6.51 виснуємо, що при  $\gamma_1\gamma_2 = 1,0-1,2$  і  $\gamma_7\gamma_8 = 1,0-1,2$  вміст  $\varphi_{6п}^{гп} = 0,0735-0,213$ . Аналіз показує, що  $\varphi_{6п}^{гп} > \varphi_{2п}^{гп}$ .

Із умови повного заповнення вільного простору тріщини аналогічно записуємо:

$$\varphi \geq \varphi_{7п}^{гп} = \frac{\frac{1}{\gamma_1\gamma_2\rho_{пп}} - \frac{1}{\rho_{п}}}{\beta_a \left[ \frac{2,4}{\gamma_4\rho_{гп}} + \frac{1-\beta_a}{\beta_a\gamma_5\rho_{дом.п}} + \alpha_1\alpha_2 + \frac{1,482c}{\gamma_6\rho_{в} \rho_{сп}} + \frac{1}{\gamma_1\gamma_2\rho_{пп}} - \frac{1}{\rho_{п}} - \frac{1}{\gamma_7\gamma_8\rho_{мп}} \right]} \quad (6.101)$$

Із аналізу видно, що реалізувати умову (6.101) практично неможливо. Тоді із умови повного заповнення тільки пор шару піску при перенесенні туди продуктів реакції визначаємо вміст магнеїю  $\varphi_{8п}^{гп}$ , який виражається формулою типу формули (6.99) для  $\varphi_{3п}^{гп}$ , де, однак, слід узяти  $\gamma_3 = \gamma_1\gamma_2$ . Формулу для  $\varphi_{8п}^{гп}$  отримуємо із (6.101) при  $1/(\gamma_7\gamma_8\rho_{мп}) = 0$ . Із рис. 6.50 слідує, що при  $\gamma_1 = 1,0-1,05$ ,  $\gamma_2 = 1,0-1,2$ ,  $\gamma_4 = \gamma_5 = 1,0$ ,  $\beta_a = 0,87$ ,  $\alpha_2 = 0$ ,  $c = 0$  вміст  $\varphi_{8п}^{гп} = 0,064-0,164$ .

Отже, в даному випадку необхідно взяти як носій рідину, яка не взаємодіє з магнеєм, запомповувати у дві порції спочатку магнеїю, відтак пісок у співвідношенні  $\varphi \geq \varphi_{8п}^{гп} = 0,064-0,164$ , а гідроліз магнеїю забезпечити в потоці води, котра протікає через шар піску під час наступної експлуатації свердловини, з метою кольматажу його пор продуктами реакції гідролізу.

*Неоднорідне укладання.* За такого укладання магнеїю і пісок в основному заповнюють тріщину окремими порціями, однак у кожній порції одного компонента перебуває деяка частина іншого компонента. У піщаному скелеті механізм і закономірності закупорювання відповідають



багато- або моношаровому укладанню. Решта магнію, котрий перебуває в окремих об'ємах (з піском або без нього), виконує наступну роль: а) за наявності проникності шару піску магній гідролізує в протічній воді, а після утворення і перенесення продуктів реакції шар додатково кольматується ними; з утворенням непроникного корка інша частина його даремно втрачається; б) за відсутності проникності шару піску (межа) весь магній даремно втрачається; в) за відсутності стискного навантаження продукти гідролізу магнію додатково кольматують піщаний шар.

Таким чином, за звичайного перемішування гранул магнію і частинок піску в змішувачі піскозмішувального агрегату і наявності стискного навантаження на тріщину можливим є утворення в тріщинах пласта багато- або моношарового укладання, тому слід брати масовий вміст магнію  $\varphi = 0,15$ , що забезпечить повне закупорювання тріщин із деяким розрахунковим запасом. За відсутності стискного навантаження на тріщину доцільно збільшити частку магнію в суміші до  $\varphi = 0,2$ , тобто раціональний вміст магнію в суміші слід брати  $\varphi = 0,15 - 0,2$ .

Створювати укладання окремими однорідними порціями кожного компонента не рекомендується, оскільки це технологічно є трудніше здійсненним, потребує збільшення частки магнію в суміші та проведення гідролізу в потоці протічної води з метою кольматажу пор шару піску продуктами гідролізу. Однак тільки при цьому укладанні можна уникнути закупорювання тріщин у нафтонасиченій частині пласта.

### Спосіб комплексного обмеження припливу води

У випадку наявності розкритих тріщин у привибійній зоні чи за необхідності відділення нижніх обводнених інтервалів пласта ефективнішим буде комплексно здійснити тампонування тріщин (ВПОПВ) і створити непроникний корок на вибої свердловини (ВСОПВ). Здійснити тампонування тріщин і створити вибійний корок (пробку, міст) одним технологічним прийомом дає змогу спосіб комплексного обмеження припливу води [527].

Спосіб комплексного обмеження припливу води (КОПВ) передбачає запомповування за схемою гідравлічного розриву пласта першої порції суміші гранульованого магнію і піску в тріщини пласта з високою швидкістю потоку, а потім другої порції зі швидкістю спадного потоку рідини в експлуатаційній колоні нижче башмака насосно-компресорних труб, яка є меншою швидкості осідання гранул магнію і частинок піску в ній. Це дає змогу здійснити осідання гранул магнію і частинок піску другої порції на вибої і створити водоізоляційний вибійний корок розрахункової висоти.

Оскільки зернистий шар магнію і піску на вибої свердловини, який створено наміванням магнієво-піщаної суспензії, не є достатньо щільним

та непроникним і виноситься висхідним потоком навіть у малобітних свердловинах (див. вище § 12.6.2), то утворення щільного ізолювального корка слід здійснити за способом ВСОПВ з ущільненням ізолювального корка [526] (див. вище § 12.6.2).

#### Додаткове використання матеріалів із додатною плавучістю

При кислотному обробленні привибійної зони із використанням, наприклад, піни вдається отримати тільки короткотривалий ефект „тампонування” високопроникних каналів на період запомповування кислоти в пласт. Тому для постійного тампонування нами запропоновано інший спосіб, який може застосовуватися не тільки для обмеження припливу води, але і при комплексному діянні.

*Суть способу* полягає в тому, що після запомповування рідини розриву одночасно із запомповуванням магній-піщаної суспензії чи послідовно, не перериваючи процесу, перед вилученням рідини-розриву і рідини-носія в тріщини запомповують подрібнений пом’якшувач чи бітумний структуроутворювач.

Частинки цих додаткових матеріалів (пом’якшувача, структуроутворювача) у воді під час запомповування у вертикальну тріщину спливають і накопичуються у верхній частині (матеріали з додатною плавучістю), а частинки піску і гранули магнію, навпаки, осідають і накопичуються в нижній частині (матеріали з від’ємною плавучістю). У разі спільного чи послідовного запомповування цих матеріалів заповнюється весь поперечний переріз тріщини (див. вище §§ 5.2, 5.3). Відмітимо, якщо все ж таки наявною є залишкова проникність шару цих матеріалів у тріщині, то в ході взаємодії магнію із соляною кислотою (при комплексному термохімічному діянні) підвищується температура, розм’якшується пом’якшувач чи структуроутворювач, проникність тріщини зменшується. У разі наявності крапельок нафти в потоці води під час експлуатації свердловини ці матеріали набухають у нафті, тим самим проникність тріщини зменшується. Ці припущення ґрунтуються на даних дослідів (див. гл. 5) і додатково підтверджені наступними експериментами.

Для експериментального обґрунтування складу тампонажної суміші дисперсних матеріалів з різною плавучістю виникла потреба у створенні адекватної *фізичної моделі тріщини*.

Відомо моделі тріщинуватої гірської породи, котрі утворені або породою, яка розколота на окремі секції, або набором кусків пісковика з різними коефіцієнтами проникності, або сталевими секціями, заповненими піском і т. д. (див. вище). У таких моделях немає змоги вивчати защемлення частинок тампонажних матеріалів у тріщинах, а змодельовані тріщини не піддаються деформації.

Нами запропоновано спосіб моделювання деформівних тріщин із дископодібною формою в перерізі (рис. 6.52) [530]. Матрицю пласта виготовлено залежно від мети дослідження із непроникної пружної гуми або за способом Ю.П. Желтова із пористого і проникного каучуку, а тріщину створено дископодібною і армовано непроникним або перфорованим каркасом. У цілому отримується або чисто тріщинний елемент пласта, або тріщинувато-пористий.

Для виконання експериментів стосовно до способу обмеження припливу води із використанням дисперсних матеріалів змодельовали тріщину в гумовому циліндрі діаметром 28 мм і армували латунним каркасом. Максимальне розкриття тріщини 2,4 мм, висота 24 мм, довжина 42 мм.

Таку модель ми використали для обґрунтування співвідношення за об'ємами піщано-магнієвої суміші з іншими дисперсними системами з метою зниження коефіцієнта залишкової проникності тріщини. Вище показано, що в разі намівання шару піщано-магнієвої суміші у вертикальну тріщину висота шару в тріщині становить 70-80% загальної висоти тріщини в залежності від співвідношення швидкості суміші в тріщині і швидкості седиментаційного потоку. При запомповуванні дисперсної системи із від'ємною седиментацією (водна суспензія або гранульованого асфаль-

тено-смолистою пом'якшувача, або бітумного структуроутворювача, або поліетилену) має місце аналогічне явище (див. вище § 5.3.3), тільки накопичення відбувається у верхній частині тріщини, а нижня – вільна. При спільному запомповуванні дисперсних матеріалів із різною седиментацією ступінь заповнення тріщини підвищується.

У піщано-магнієвій суміші основним тампонувальним матеріалом з додатньою плавучістю є гранульований магній, який в результаті гідролізу або внаслідок своєї пластичності здатний утворювати тампон. Пісок слугує наповнювачем, котрий зменшує витрату магнію. Тому стосовно до способу тампонування тріщин дисперсними матеріалами з різною плавучістю необхідно спочатку обґрунтувати раціональне співвідношення магнію і піску в тампонувальній суміші, за якого шар стає непроникним.

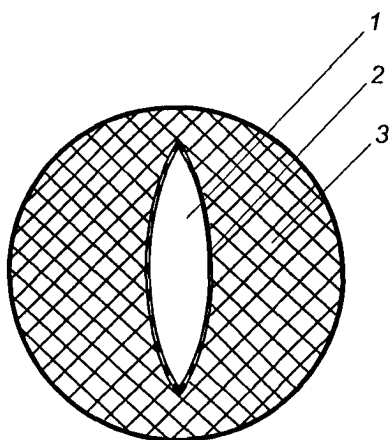


Рис. 6.52 – Схема моделі дископодібною тріщини пласта в непроникному або пористому середовищі: 1 – тріщина; 2 – каркас непроникний (латунний) або перфорований; 3 – непроникна пружна гума або пористий і проникний каучук

Можливими є чотири форми заповнення тріщин магнієм і піском у процесі внутрішньопластового обмеження водопритоку: багат шарове однорідне укладання; моношарове однорідне укладання; укладання окремими однорідними порціями кожного компонента; неоднорідне укладання (див. § 6.12.4). Зіставляючи об'єми гранул магнію або продуктів його гідролізу із урахуванням різних видів ущільнення, встановлено, що при звичайному перемішуванні гранул магнію і частинок піску в змішувачі піскозмішувального агрегату і наявності стискувального тріщини навантаження ймовірним є утворення в тріщинах пласта багато- або моношарового укладання, тому слід брати масовий вміст магнію в суміші з піском  $\phi = 0,15$ , при цьому буде забезпечено повне закупорювання тріщин із деяким запасом. За відсутності стискувального тріщини навантаження доцільно збільшити частку магнію в суміші до  $\phi = 0,2$  (див. § 6.12.4).

Формування практично непроникного тампона за даними експериментів [472] відбувається протягом 48-60 год. Експерименти показали, що чим меншою є частка магнію, тим довша тривалість часу необхідна для формування непроникного тампона. Вважається, що це пов'язано із наявністю щілин між частинками піску і спресованого магнію, утрудненим надходженням води в них і запізнюванням гідролізу.

У керівному документі [472] рекомендується брати  $\phi = 0,15-0,5$  на основі експериментів, представлених у цій роботі на рис. 3.6. Однак рис. 3.6 роботи [472] не можна вважати представницьким, оскільки в інтервалі від  $\phi = 0,1$  до  $\phi = 1,0$  відсутні експериментальні дані. Тому, виходячи із фізично обґрунтованих теоретичних розрахунків (див. вище) з метою економії гранульованого магнію без погіршення тампонувальних властивостей піщано-магнієвої суміші рекомендуємо брати  $\phi = 0,15$  і за відсутності стискувального тріщини навантаження  $\phi = 0,2$ .

Нижче лабораторними дослідженнями встановлено оптимальне співвідношення піщано-магнієвої суміші і пом'якшувача (структуроутворювача), при якому досягається мінімальна значина коефіцієнта проникності тампонувального шару. Величина коефіцієнта проникності тріщин визначалась на описаній вище деформівній моделі пласта, що має в перерізі еліпсоподібну (дископодібну) тріщину.

Проведено 2 серії дослідів стосовно до комплексного внутрішньопластового термокислотного оброблення (КВПТКО) обводненої свердловини. У запропоновану (див. вище) і створену модель тріщини засипали піщано-магнієву суміш (співвідношення магнію і піску в піщано-магнієвій суміші становило 80% піску та 20% магнію) і помістили в кернотримач устаткування УДПК-1М. Наситили модель тріщини технічною водою, створили тиск гідрообтискання 4,0 МПа і визначили коефіцієнт проникності по воді, який становив  $65,6 \text{ мкм}^2$ , за тиску пропомповування 0,01 МПа.

Відтак модель тріщини залишили в спокої на 72 години для гідролізу магнею, після чого за тиску пропомповування 0,03 МПа коефіцієнт проникності по воді становив  $40,5 \text{ мкм}^2$ , тобто зменшився в 1,62 рази.

Відтак пропомпували через модель тріщини 40 мл 15% розчину соляної кислоти і залишили на добу для проходження реакції. Через добу визначили коефіцієнт проникності по воді, який становив  $32,1 \text{ мкм}^2$  (рис. 6.53).

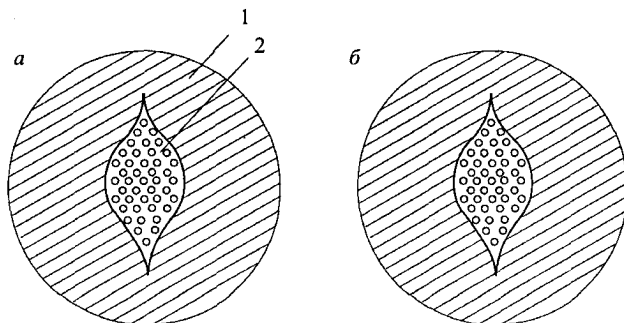
У другій серії дослідів тріщину заповнили піщано-магнеєвою сумішшю (співвідношення мас у процентах піску і магнею 80:20) і пом'якшувачем (або структуроутворювачем). Кількість пом'якшувача брали 10-40%.

При тому ж тиску гідрообтискування коефіцієнт проникності по воді, коли суміші і пом'якшувача було взято у співвідношенні 7:3, становив  $1,14 \text{ мкм}^2$ , а через 72 год. –  $0,72 \text{ мкм}^2$ , тобто зменшився в 1,58 раз.

Потім через модель, як і в першій серії дослідів пропомпували 40 мл 15% розчину соляної кислоти і залишили на 24 год. для реагування. Після цього коефіцієнт проникності по воді зменшився і становив  $0,53 \text{ мкм}^2$ . Тиск пропомповування на початку досліду був 0,1 МПа, а в кінці – 0,24 МПа.

Зіставлення між результатами за способами ізоляції із використанням тільки піщано-магнеєвої суміші і за двома способами із використанням суміші піску, магнею та пом'якшувача (окремо ізоляція припливу та комплексне діяння – ізоляція та інтенсифікація із запомповуванням соляно-кислотного розчину) подано в табл. 6.41.

Із результатів експериментів, поданих в табл. 6.41, слідує, що оптимальне співвідношення тампонуваної суміші становить 20-30% пом'якшувача (або структуроутворювача) і 70-80% піщано-магнеєвої суміші, а найкраще відповідно 25% і 75%.



Співвідношення пісок: Mg = 8:2,

1)  $k = 65,6 \text{ мкм}^2$ ;

2) після гідролізу  $k = 40,5 \text{ мкм}^2$

3) після оброблення HCl  $k = 32,1 \text{ мкм}^2$

Співвідношення суміш (пісок: Mg = 8:2):

пом'якшувач = 7:3

1)  $k = 1,14 \text{ мкм}^2$ ;

2) після гідролізу  $k = 0,72 \text{ мкм}^2$

3) після оброблення HCl  $k = 0,53 \text{ мкм}^2$

Рис. 6.53 – Схеми дослідів із КВПТКО обводненої свердловини при  $p_{об} = 4 \text{ МПа}$ :

1 – гума (проникний каучук); 2) непроникний (перфорований) лагунний каркас

Таблиця 6.41 – Результати експериментальних досліджень проникності моделі тріщини, заповненої дисперсними матеріалами з різною плавучістю

Об'ємний вміст складових тампонуваної суміші в тріщині, %		Коефіцієнт проникності, мкм <sup>2</sup>		
піщано-магнієвої суміші	пом'якшувача (або структуроутворювача)	за способом ізоляції з використанням піщано-магнієвої суміші	за запропонованими способами	
			ізоляція припливу	комплексне діяння
60	40	52,4	0,81	0,62
70	30	40,5	0,72	0,53
75	25	40,6	0,57	0,41
80	20	40,8	0,68	0,50
90	10	46,3	0,74	0,58

При співвідношенні 70% піщано-магнієвої суміші і 30% пом'якшувача (або структуроутворювача) в умовах способу із використанням для тампонування тріщини тільки суміші гранульованого магнію і піску (співвідношення пісок : магній рівне 8 : 2) коефіцієнт залишкової проникності становив 40,5 мкм<sup>2</sup>, а коефіцієнт проникності ж піщано-магнієвої суміші разом із пом'якшувачем становив 0,72 мкм<sup>2</sup>, тобто був меншим у 56,25 раз (див. рис. 6.53).

Після запомпювання солянокислотного розчину за способом комплексного діяння коефіцієнт проникності не збільшився, а навіть дещо (в 1,36 разів) зменшився, що пов'язано із додатковою пластичною деформацією пом'якшувача у ході екзотермічної реакції кислоти із залишковим магнієм в моделі (див. рис. 6.53). У загальному коефіцієнт проникності зменшився в 76 разів.

Таким чином, додавання пом'якшувача (або структуроутворювача) до піщано-магнієвої суміші призводить до зниження залишкового коефіцієнта проникності тампона в тріщині при ізоляції припливу води в 56 разів, а при комплексному діянні (ізоляція води та інтенсифікація припливу солянокислотним розчином) – в 76 разів.

### ***6.12.5 Технологія внутрішньопластового обмеження припливу води з використанням гранульованого магнію***

#### Технологія процесу

Технологія внутрішньопластового обмеження припливу пластової води (ВПОПВ) із використанням гранульованого магнію практично реалізується за схемою гідравлічного розриву пласта (ГРП).

Потрібне обладнання для виконання робіт комплектується з типового обладнання, яке застосовується при ГРП, тобто реалізація технологічного процесу ізоляції припливу води із використанням гранульованого

магнію здійснюється з допомогою такого обладнання: насосних агрегатів УН1-630х700, піскозмішувального агрегату УЗП-50, блока маніфольдів ІБМ-700, арматури гирла 2АГ-700, пакера типу ПШ або ПВС. З'єднання насосних агрегатів із гирловим обладнанням виконується за допомогою сталевих труб і блока маніфольдів згідно із схемою обв'язки обладнання при ГРП. Підземне обладнання складається з колони насосно-копресорних труб (НКТ), а питання встановлення пакера вирішується в кожному конкретному випадку з урахуванням тисків запомповування і технічного стану експлуатаційної колони.

Піщано-магнієва суміш у вигляді суспензії подається у свердловину за допомогою піскозмішувальних і насосних агрегатів.

Основними матеріалами при виконанні робіт на свердловинах є гранульований магній марки МГП-1 або МГП-2 (за ТУ 48-10-54-78), кварцовий пісок, рідина розриву, рідина піско- і магнієносія та протискувальна рідина. Кварцовий пісок запомповується у свердловину з метою утримання нафтонасичених тріщин у розкритому стані і підвищення ефективності водоізоляційних робіт.

Рідина розриву використовується для розкриття тріщин і повинна відповідати всім вимогам, які висуваються до рідини розриву при звичайному ГРП, а як такою можуть бути використані рідини на вуглеводневій і водній основах.

Рідина піско- і магнієносій призначена для транспортування піщано-магнієвої суміші з поверхні на вибій свердловини і безпосередньо в тріщини пласта. До рідини-носія, окрім загальних вимог до всіх робочих рідин, ставляться і додаткові вимоги: а) мінімальна хімічна активність відносно магнію; б) відсутність можливості утворення на поверхні гранул магнію плівки, яка обмежує контактування активного магнію з водою. Як рідина-носія також використовуються рідини на вуглеводневій і водній основах. Використанням як рідини-носія рідин на вуглеводневій основі в повній мірі задовольняється перша додаткова вимога, але це призводить до утворення на поверхні гранул адсорбційних шарів, які трудно змиваються водою, що викликає деяке збільшення тривалості часу утворення закупорювального осаду гідроксидом магнію. Використанням рідин на водній основі задовольняється друга додаткова вимога, але при цьому створюються умови для протікання реакції гідролізу, яка призводить до втрати частини розрахункової маси магнію в процесі запомповування його з поверхні в пласт. З метою зменшення втрат магнію можна використовувати аніоноактивні ПАР типу сульфонолу і нейногенні ПАР типу ОП-10, поліакриламід, а найкраще – водний розчин перманганату калію (див. вище § 2.5.9).

Швидкість спадного потоку рідини-носія повинна бути більшою за швидкість вільного осідання гранул магнію в цій рідині. Враховуючи, що

густина кварцового піску ( $2600 \text{ кг/м}^3$ ) є значно більшою густини магнію ( $1740 \text{ кг/м}^3$ ), можна орієнтуватись на утримувальну здатність рідини піско- і магнієносія відносно частинок піску. Допустимі концентрації піску в залежності від густини рідини пісконосія можна брати відповідно до рекомендацій інституту ТатНИПИнефть (табл. 6.42).

Таблиця 6.42 – Допустима концентрація піску в рідині-носії залежно від її в'язкості

Динамічний коефіцієнт в'язкості, $10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{с}$	1-2	3-50	50-100	100-500
Концентрація піску, $\text{кг/м}^3$	40-60	30-200	200-300	300-700

Як протискувальну рідину також можна використовувати рідини на водній і вуглеводневій основах.

Технологія обмеження припливу пластових вод у нафтовидобувних свердловинах із використанням гранульованого магнію, як і будь-якої з відомих технологій ізоляційних робіт, може бути ефективною за достатньо обгрунтованого вибору об'єктів. Областю застосування даної технології є обводнювані поклади з тріщинуватими і тріщинувато-пористими колекторами.

Критерієм вибору об'єктів є наявність у привибійній зоні природних чи штучних тріщин, які зумовлюють передчасне і швидкоплинне обводнювання продукції свердловин, а вирішальним фактором при виборі свердловин береться обводненість продукції, як наслідок наявності в привибійній зоні тріщин, котрі є основними шляхами припливу пластової і нагнітальної води. Застосування технології обмеження припливу пластових вод із використанням гранульованого магнію не залежить від типу колекторів (карбонатні, теригенні), пластової температури, сольового складу і ступеня мінералізації видобуваної води.

Про можливість виконання робіт з ізоляції чи обмеження припливів пластових вод у конкретній свердловині приймають рішення на основі аналізу даних гідродинамічних досліджень цієї свердловини, отриманих шляхом запомповування рідини в пласт, а також на основі ретельного аналізу геолого-промислового матеріалу і перебігу в часі режимних параметрів експлуатації свердловини. Тут особлива увага приділяється вибійним тискам, за яких раніше проводилися процеси ГРП, КО, ВПХТО і ін.

Свердловини, які вибрано для обмеження припливу пластових вод із використанням гранульованого магнію, повинні задовольняти наступні умови: а) експлуатаційна колона, НКТ і гирлова арматура повинні бути герметичними; б) конструкція і стан експлуатаційної колони повинні уможливити опускати пакерувальні пристрої за потреби їх встановлення; в) на вибої свердловини не повинно бути сторонніх предметів.



Технологія обмеження припливу пластових вод у нафтовидобувних свердловинах із використанням гранульованого магнею дає змогу поряд із закупорюванням обводнених пластових тріщин створювати на вибої свердловини міцні водоізоляційні мости. Відповідно до цього, область застосування технології розширюється і на багатопластові родовища для відділення нижніх водяних інтервалів. Технологію можна також застосувати для виконання робіт із тампонування інтенсивно поглинаючих інтервалів пластів.

Технологія може бути застосована для оброблянь фонтанної, газліфтної чи насосної свердловин із будь-яким ступенем обводненості продукції.

Оброблення може проводитися як з пакером, так і без пакера. Для вирішення цього питання необхідно встановити величину критичного вибірного тиску, за якого відбувається розкриття тріщин привибійної зони пласта. Якщо критичний тиск розкриття тріщин привибійної зони пласта є меншим допустимого тиску опресування обсадної колони, то оброблення на даній свердловині можна проводити без пакера. В іншому випадку, а також у разі наявності негерметичної обсадної колони (хоч це не допускається за діючим регламентом виконання ремонту свердловини), роботи з ізоляції припливів пластових вод виконують із застосуванням пакера.

Технологія обмеження припливу вод з використанням гранульованого магнею охоплює три стадії: а) підготовчі роботи; б) проведення процесу ізоляції; в) завершальні роботи.

*Підготовчі роботи* включають наступні операції. Вимірюють дебіт нафти і води, виконують фізико-хімічний аналіз води. Промивають свердловину з допусканням НКТ до вибою, впевнюючись у його чистоті. Проводять комплекс промислово-геофізичних досліджень із метою встановлення обводнених інтервалів пластів і характеру їх обводнювання. До і після ізоляційних робіт обов'язковим слід розглядати виконання досліджень свердловини, включаючи вимірювання дебітів і відмітки вибою, знімання профілю припливу або поглинання. Проводять гідродинамічні дослідження із запомповування води або нафти у свердловину (отримання індикаторних діаграм, кривої зменшення тиску, витратометрія і ін.) з метою визначення наявності тріщин у привибійній зоні пласта і їх місцезнаходження. Якщо тиск розкриття тріщин перевищує тиск опресування експлуатаційної колони, то ізоляційні роботи виконують із застосуванням пакерувальних пристроїв. Щоб уникнути ускладнень, перед виконанням водоізоляційних робіт доцільно здійснити опресування експлуатаційної колони. Перевіряють наявність і стан гранульованого магнею, кварцового піску і реагентів для оброблення, рідини-носія. Проводять профілактичний огляд спецтехніки, сплановують територію для її розміщення. Встанов-

люють типову гирлову арматуру високого тиску, яка використовується для ГРП. Забезпечують наявність на свердловині спецтехніки, необхідних об'ємів робочих рідин і реагентів. Обв'язують насосні агрегати, піскозмішувач і блок маніфольдів із гирлом свердловини і ємністю з робочою рідиною за типовою схемою гідравлічного розриву пласта.

*Процес ізоляції проводять в такій послідовності:*

1) опресовують рідиною наземне і підземне обладнання під півторакратним тиском від очікуваного робочого тиску;

2) запомповують рідину розриву за максимально можливої продуктивності насосних агрегатів з метою розкриття тріщин пласта;

3) не знижуючи темпу нагнітання, у свердловину подають у рідині-носії суміш гранульованого магнію з піском;

4) за тих же витрат насосних агрегатів у свердловину запомповують рідину протискування в об'ємі поверхневих комунікацій, НКТ і стовбура свердловини нижче башмака НКТ;

5) за необхідності відключення нижнього обводненого пласта, не перериваючи процесу запомповування, останню порцію суміші гранульованого магнію з піском запомповують із підтриманням швидкості спадного потоку нижче башмака НКТ менше швидкості осідання гранул магнію в рідині-носії (власне за технологією ВСОПВ);

6) проводять плавне зниження тиску, після чого освоюють свердловину для вилучення на поверхню запомпованих робочих рідин;

7) закривають свердловину на 48-96 годин для протікання реакції гідролізу та утворення стійкої водоізоляційної структури.

*Завершальні роботи* включають демонтаж наземного обладнання та агрегатів, піднімання пакера, промивання свердловини з відбиванням вибою, опускання підземного обладнання, освоєння свердловини і встановлення режиму експлуатації, проведення досліджень із вимірювання дебіту і фізико-хімічного аналізу води.

Режим експлуатації свердловини встановлюють або попередній, або новий (обґрунтування параметрів роботи див. у томі 3).

Розрахунок технологічних параметрів процесу обмеження припливу пластових вод із використанням гранульованого магнію зводиться до визначення режимних параметрів ГРП за відомою методикою [492, 631] і кількостей матеріалів.

Кількість піску, потрібного для запомповування в пласт у суміші з гранульованим магнієм, встановлюється з досвіду проведення ГРП із закріпленням тріщин піском на даному родовищі. За відсутності такого досвіду використовуються дані по аналогічних родовищах.

Кількість гранульованого магнію в суміші з піском визначають за формулою:

$$G_m = G_n \frac{\Phi}{1 - \Phi}, \quad (6.102)$$

де  $G_m$  – кількість гранульованого магнію, кг;  $G_n$  – кількість піску, кг;  $\Phi$  – раціональний вміст (частка) гранульованого магнію в суміші з піском (див. вище).

У разі необхідності корки магнію і його гідроксиду у свердловині чи в пласті рекомендуємо видаляти введенням соляної кислоти шляхом солянокислотної ванни чи солянокислотного оброблення [110, 485].

### Оцінка ефективності робіт

Оцінку ефективності робіт із обмеження припливу пластових вод із використанням гранульованого магнію виконують так [472].

Оброблення результатів ізоляційних робіт має три рівні: а) побудова графіків експлуатації свердловини в часі, охоплюючи періоди до і після проведення процесу; б) розрахунок додаткового (або очікуваного) видобутку нафти і води після проведення процесу; в) розрахунок економічного ефекту.

Необхідним елементом оброблення результатів робіт є встановлення дебіту до проведення процесу. Якщо свердловина працювала в попередній перед ізоляцією місяць повністю, то середньодобовий дебіт приймається за цей місяць. Якщо ж свердловина працювала не повний місяць перед проведенням ізоляції, тоді дебіт визначають, виходячи з 60 днів її експлуатації (див. також гл. 8).

Додатковий видобуток нафти розраховують як різницю між фактичним і розрахунковим видобутками. Фактичний видобуток визначається як сума видобутку за кожний місяць експлуатації з підвищеним дебітом. Розрахунковий об'єм видобутку визначається за формулою:

$$Q_p = q k_{кр} k_e (T_k / n), \quad (6.103)$$

де  $q$  – середньодобовий дебіт до оброблення, т/добу;  $k_{кр}$  – коефіцієнт

кратності,  $k_{кр} = \sum_1^n k_{мз}^n = k_{мз}^1 + k_{мз}^2 + \dots + k_{мз}^{12}$ ;  $n$  – кількість повних кален-

дарних місяців роботи свердловини після проведення водоізоляції (округлюються в більшу сторону);  $k_{мз}$  – коефіцієнт місячної зміни дебіту згідно з планом на рік по родовищу;  $k_e$  – коефіцієнт експлуатації свердловини,

$k_e = T_\phi / T_k$ ;  $T_k$  – календарний час за розрахунковий період, діб;  $T_\phi$  – фактично відпрацьований час за цей же період, діб;  $T_k / n$  – середня кількість днів у місяці.

Кількість ізольованої води визначається аналогічно.

В умовах штучного заводнення покладів визначається кількість запомпованої води для витіснення додатково видобутої нафти з урахуванням компенсації відбору рідини нагнітанням води:

$$Q_{\text{зап}} = (Q_1 - Q_2)k_k, \quad (6.104)$$

де  $Q_1$  – об’єм додатково видобутої нафти в пластових умовах;  $Q_2$  – об’єм ізольованої води;  $k_k$  – коефіцієнт компенсації відбору рідини в пластових умовах, прийнятий у проекті розробки родовища. Знак „мінус” у (6.104) вказує на економію запомповування води з метою компенсації відбору рідини з пласта в об’ємі  $Q_{\text{зап}}$ .

Розрахунок економії експлуатаційних витрат за рахунок зниження обводності продукції виконується на основі кількості ізольованої води і фактичних витрат, зведених до загального об’єму видобутої рідини за звітний період по статтях витрат: а) витрати на енергію для видобування рідини; б) витрати на штучне заводнення; в) витрати на збирання і транспортування рідини; г) витрати на технологічну підготовку нафти.

Економічна ефективність процесу визначається як сума економічного ефекту, отриманого за рахунок додатково видобутої нафти і зниження об’єму води, вилучуваної із покладу, за відрахування витрат на виконання робіт.

### Безпечне виконання робіт і охорона довкілля

Вимоги техніки безпеки і охорони навколишнього середовища зводяться до наступного [472].

При виконанні водоізоляційних робіт із використанням гранульованого магнію, які включають елементи ГРП, потрібно керуватись чинними правилами безпеки [441]. Розсипаний гранульований магній потрібно прибрати з території складу або майданчика. Забороняється зберігати гранульований магній і соляну кислоту поряд для запобігання їх контактування. Забороняється доставка магнію транспортом, який завантажено кислотою. При виникненні прямого контактування магнію і кислоти продукти реакції необхідно змити водою (див. також главу 9).

Ізоляційні роботи повинні виконуватись у світлий час дня під керівництвом відповідального інженерно-технічного працівника за планом, затвердженим головним інженером підприємства (чи спеціалістом, який виконує такі функції). Відповідальний за виконання водоізоляційних робіт із використанням гранульованого магнію перед початком робіт повинен ознайомити робітників, що беруть участь в обробленні свердловини, із загальним планом і послідовністю проведення процесу, чітко визначити їх обов’язки і провести інструктаж із правил техніки безпеки, промсанітарії і охорони природи.

Місця розміщення агрегатів повинні бути відповідно підготовлені і звільнені від зайвих предметів, що заважають встановленню агрегатів і

прокладанню комунікацій. Агрегати повинні бути встановлені на відстані не менше 10 м від гирла свердловини і розставлені так, щоб відстань між ними була не меншою 1 м, а кабінки їх не були розвернуті до гирла свердловини.

Для вимірювання і реєстрації тиску при проведенні процесу до гирлової арматури повинні бути під'єднані показувальні і реєструвальні манометри.

Після обв'язування гирла свердловини для проведення процесу обмеження припливу пластових вод потрібно опресувати нагнітальні трубопроводи під півторакратним тиском відносно від очікуваного максимального тиску при ГРП і введенні магнію та його суміші з піском у пласт.

З метою охорони навколишнього середовища від забруднення, потрібно особливу увагу приділяти питанням герметизації гирлового обладнання і не допускати розливання рідин.

Для збирання робочої рідини при освоєнні свердловини потрібно мати накопичувальні ємності.

Після закінчення оброблення свердловини потрібно проводити рекультивацію поверхневого шару землі. Забруднений рідинами шар ґрунту і відпрацьована рідина вивозяться в спеціально відведене місце.

### Приклади промислової реалізації технології

Подамо приклади реалізації технології на деяких свердловинах.

1. *Свердловина 222-Долина* введена в експлуатацію 1960 року з метою розробки покладу вигодських відкладів Долинського нафтового родовища. Свердловина обладнана 145мм фільтром в інтервалі 2834-2711 м. У 1962 р. в продукції появилася вода, а в 1970 р. обводненість досягла 80%. У 1972 р. проведено кумулятивну перфорацію вищезалеглих горизонтів в інтервалі 2702-2636 м.

У січні 1978 р. з метою обмеження припливу води і відділення нижнього обводненого інтервалу у свердловину за схемою ГРП із встановленням пакера вище інтервалу перфорації послідовно запомпували на 0,1% водному розчині сульфонолу 3000 кг піску і суміш 4000 кг піску з 500 кг гранульованого магнію з концентрацією 20кг/м<sup>3</sup> в рідині-носії. Після перебігу 72 годин свердловину пустили в експлуатацію.

Після завершення робіт вибій знаходився на глибині 2720 м. Дебіт свердловини по рідині знизився з 136,8 т/добу при збільшенні дебіту свердловини по нафті з 15,3 до 47,6 т/добу. Тривалість ефекту становила 3 роки (рис. 6.54). Всього по свердловині додатково видобуто 13075,8 т нафти, а кількість видобутої з пласта води зменшилась на 111484,5 т.

2. *Свердловина 235-Долина* Долинського нафтового родовища введена в експлуатацію 1962 року. Інтервали перфорації знаходяться на глибинах 2927-2846 і 2650-2680 м. У червні 1963 р. в продукції сверд-

ловини появилася вода, а в серпні обводненість досягла 99%. На глибині 2606 м встановлено цементний міст і проведено дострілювання манявських відкладів в інтервалах 2617-2500 і 2494-2477 м. Дебіт нафти становив 0,1 т/добу при обводненості 1%. У 1977 р. проведено глинокислотне оброблення привибійної зони пласта, в результаті якого дебіт збільшився до 10,8 т/добу, а обводненість зросла до 89%.

З метою тампонування шляхів припливу води у свердловині в травні 1978 р. було проведено обмеження припливу води шляхом запомповування гранульованого магнію і піску в пласт за технологією ГРП із встановленням пакера ПВС-5-700 на глибині 2300 м. У пласт послідовно запомпували 3000 кг піску і суміш 4000 кг піску з 500 кг гранульованого магнію. Як рідину-розриву, рідину-носій і рідину протискування використали прісну воду, оброблену сульфонолом. Після перебігу 72 год. свердловину пустили в експлуатацію.

У результаті виконаних робіт дебіт рідини збільшився з 121,6 т/добу до 147,7 т/добу, але при цьому відбулось також збільшення дебіту нафти з 1,8 до 54 т/добу (рис. 6.55). Із свердловини додатково видобуто 26176 т нафти, а кількість видобутої з пласта води зменшено на 5039 т.

3. *Свердловина 481-Узень* Узеньського нафтового родовища експлуатує поклади XV-XVI горизонтів загальною товщиною 27 м. Перед

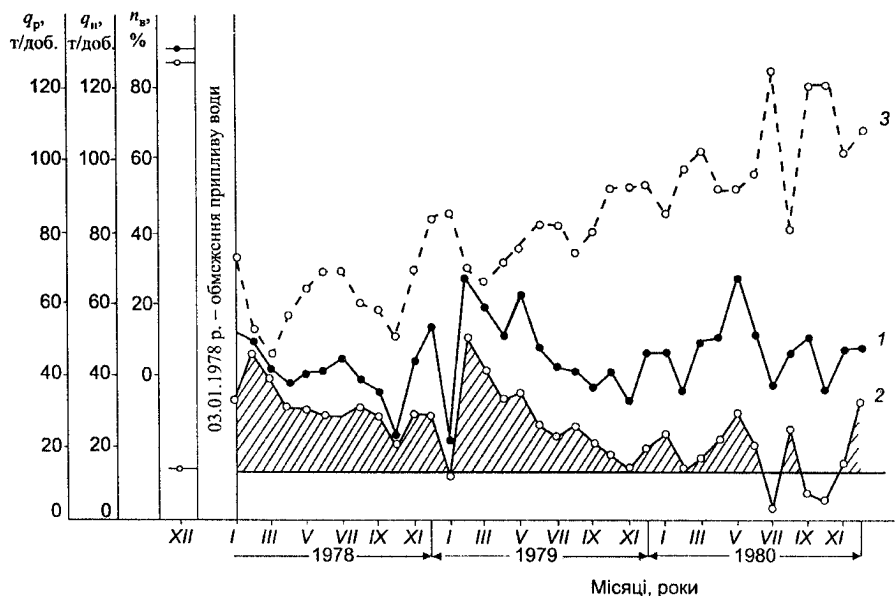


Рис. 6.54 – Графік експлуатації свердловини 222-Долина: 1 – дебіт рідини  $q_p$ , т/доб.; 2 – дебіт нафти  $q_n$ , т/доб.; 3 – обводненість  $n_b$ , %

обробленням свердловина працювала з дебітом 112 т/добу рідини при обводненості 90%.

Для ізоляції припливу пластових вод 20.09.1980 р. у тріщини приви- бійної зони пласта, які розкрито за технологією ГРП, було запомповано 175 кг окисленого гранульованого магнію в суміші з 50кг хлористого магнію, замішаних на нафті з концентрацією 40 кг/м<sup>3</sup>. Після цього провели освоєння свердловини за допомогою компресора УКП-80 і видобули об'єм рідини, рівний запомпованому об'єму. Оскільки у свердловину запомповано окислений гранульований магній без піску, свердловину закрили на 25 годин, достатніх у даному випадку для утворення ізоляційної структури.

У результаті виконаних робіт обводненість продукції знизилась до 60%, а дебіт нафти збільшився з 18 т/добу до 43 т/добу (рис. 6.56). Тривалість ефекту становила 298 днів. За цей час додатково видобуто нафти 5512 т, а об'єм видобутку води зменшено на 6336 тонн.

4. Для обмеження припливів пластових вод у кожен свердловину ро- довищ Узень і Сурхандар'я запомповували 250 кг гранульованого магнію із застосуванням двох насосних агрегатів АН-500. Аналіз показав, що в

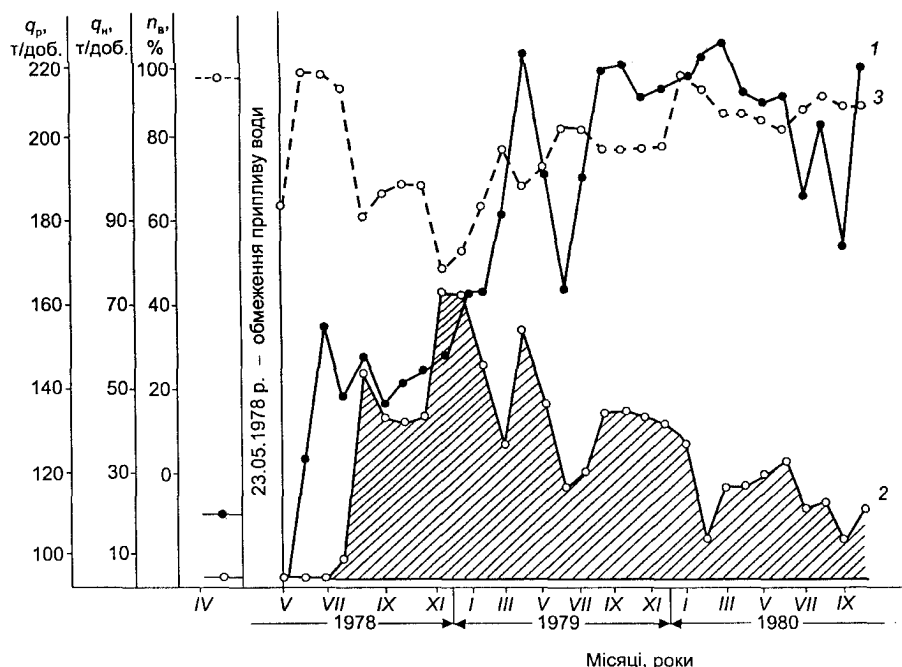


Рис. 6.55 – Графік експлуатації свердловини 235-Долина:

1 – дебіт рідини  $q_p$ , т/доб.; 2 – дебіт нафти  $q_n$ , т/доб.; 3 – обводненість  $n_b$ , %

складі гранульованого магнію вміст окисленої частини становив 57% (злежаний магній). Як рідину-магнійносій використовували 1,5-2,0 м<sup>3</sup> нафти із покладу XIII горизонту, розбавленої газоконденсатом, а протискувальною рідиною був газоконденсат. Роботи виконували без пакера, максимальний тиск запомповування при цьому не перевищував 12 МПа.

Так, свердловина 2007 родовища Узень в 1976 році працювала з коефіцієнтом ефективної товщини всього 0,21. З 1976 року до моменту оброблення відбувалося подальше зниження коефіцієнта ефективної товщини пласта до 0,14, що можна пояснити проривом пластових вод і закупорюванням пор привибійної зони пласта парафіно-смолистими компонентами нафти. Останнє підтверджується результатами вимірювань температури на вибої, котра знизилася на 3-5°С, що при порівнянні з початковою температурою вказує на можливість поступового випадання кристалів високоплавких (головних) фракцій парафіну. У результаті виконання робіт з ізоляції припливів пластових вод були припинені припливи води з нижніх обводнених інтервалів і почав працювати вищезалеглий інтервал продуктивного пласта, що пояснюється можливістю розкриття тріщини у нафтоносному інтервалі в процесі запомповування магнію в тріщини і закріплення їх частиною гранульованого магнію. Тиск на початку оброблення на цій свердловині був 12-13 МПа. Свердловина 2007 до оброблення працювала з дебітом рідини 108 м<sup>3</sup>/доб., із них нафти було тільки 5,4 м<sup>3</sup>/доб., тобто працювала з обводненістю 95 %. Після оброб-

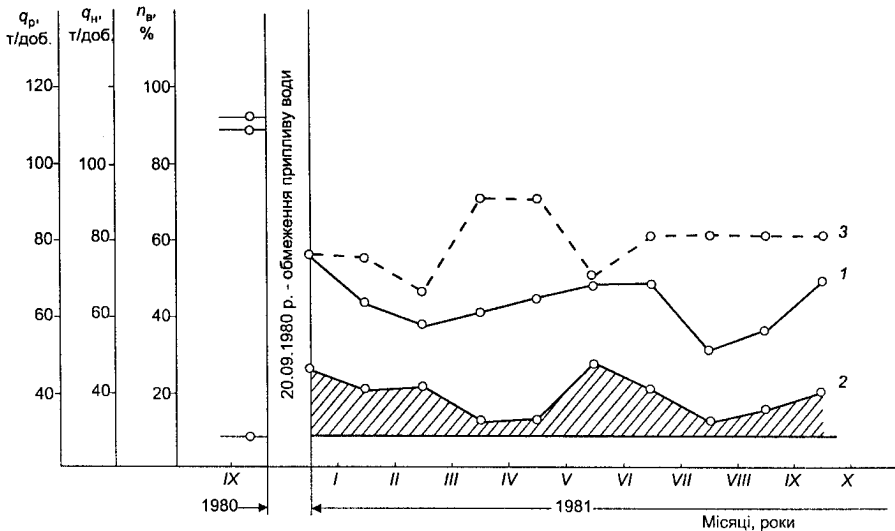


Рис. 6.56 – Графік експлуатації свердловини 481-Узень:

1 – дебіт рідини  $q_p$ , т/доб.; 2 – дебіт нафти  $q_n$ , т/доб.; 3 – обводненість  $n_b$ , %



лення гранульованим магнієм добовий дебіт знизився і став  $76 \text{ м}^3$  із вмістом 56 т нафти. Обводненість знизилась до 26 %. Свердловина, пропрацювавши 10 місяців, дала 12731 т додаткової нафти і  $25433 \text{ м}^3$  обмеження припливу пластових вод.

Такі ж хороші результати отримано в результаті оброблення свердловини 2526. На початку до оброблення свердловина працювала з загальним дебітом  $160 \text{ м}^3/\text{доб.}$  із вмістом всього 4,1 т нафти. Обводненість становила 98%. Після оброблення відбір рідини із свердловини збільшився і становив  $197 \text{ м}^3/\text{доб.}$ , дебіт по нафті становив 79 т/доб., тобто зріс у 17 раз.

5. На нафтових родовищах України за даними [26] з 1977 по 1982 рр. були виконані роботи з обмеження припливу пластових вод, результати яких подано в табл. 6.43. За рахунок обмеження припливу пластових вод кількість вилученої із пласта води зменшено на 490,5 тис. т. Середня тривалість ефекту за видобутком нафти становить 21 міс., за зниженням об'єму води, котра вилучається із пласта, – 18 міс. Середня кратність збільшення дебіту свердловин по нафті становить 1,8, а зниження дебіту свердловин по воді – 2,19. Зниження дебіту свердловин по воді досягнуто на 54,3%. Загальна успішність водоізоляційних робіт становила 88,5%.

Як видно із табл. 6.43, показники робіт із обмеження припливу пластових вод тільки по свердловинах НГВУ „Долинанафтогаз” достатньо високі, технологія застосовується за умов тріщинувато-пористих колекторів, а також для ізоляції вод створенням піщано-магнієвих корків на вибоях свердловин. При розрахунку середньої тривалості ефекту враховувались на той час лише свердловини, по яких ефект завершився; при розрахунку середніх показників не враховувались показники по свердловині №347-Д, яка перебувала в дослідженні.

На Долинському нафтовому родовищі дослідно-промислові роботи проводились за двома технологічними схемами: а) із запомповуванням гранульованого магнію в тріщини з одночасним створенням піщано-магнієвого корка (пробки) на вибої свердловини; б) із створенням піщано-магнієвого корка на вибої свердловини без розкриття тріщин і заповнення їх магнієм та піском.

Не отримано ефекту лише по 3 свердловинах (№340-Д, 227-Д і 309-Д). Свердловина №340-Д розташована в дуже обводненій частині підвороту вигодської складки, введена в експлуатацію в липні 1977 р. з дебітом нафти 0,7 т/доб. і води 80,9 т/доб., обводненістю 99%. На свердловині були виконані водоізоляційні роботи із використанням магнію, зниження обводненості не отримано, а через півроку були виконані ізоляційні роботи із використанням смол, які також не дали позитивних результатів. У 1978 р. ця свердловина була переведена в нагнітальний фонд.

Таблиця 6.43 – Результати робіт із застосування гранульованого магнею з метою обмеження водопритоку у видобувні свердловини нафтових родовищ НГВУ „Долинанафтогаз”

Номер свердловини	Середньодобовий дебіт свердловини, т/доб			Додатковий видобуток, т		Тривалість ефекту, міс.	
	по ріддині	по нафті	по воді	нафти	води	по нафті	по воді
230-Д	166,8/49,8	29,0/41,3	137,8/8,5	926,5	-82302,2	3	23
349-Д	72,5/95,3	0,8/0,8	71,7/95,5	-	-	-	-
222-Д	136,8/50,9	15,3/47,6	121,5/3,3	12461,7	-102834,4	38	38
227-Д	157,9/59,2	44,5/10,3	113,4/48,9	-	-	-	-
221-Д	62,7/25,6	13,1/17,8	49,6/7,8	467,8	-15503,1	12	20
311-Д	89,6/41,6	7,6/18,3	82,0/23,3	1161,9	-32624,1	15	27
235-Д	121,6/147,1	6,3/54,7	115,3/93,0	22573,4	-5205,9	36	11
225-Д	78,3/85,7	7,4/24,3	70,9/61,4	8343,8	-9626,3	40	12
228-Д	56,3/18,6	15,9/16,1	40,4/2,5	-	-10199,5	-	11
823-Д	82,6/17,1	2,3/2,8	80,3/14,3	480,7	-3824,1	35*	20
281-Д	72,3/42,6	28,0/28,0	44,3/14,6	-	-3413,7	-	8
661-Д	15,6/9,6	0,1/2,4	15,5/7,2	324,5	-2552,6	30	17
132-ПД	36,0/19,3	0,3/6,2	35,7/13,1	2615,5	-15112,6	23	23
285-Д	184,6/37,0	2,0/15,1	182,6/21,9	3020,3	-109805,1	22	22
102-Д	283,3/237,5	2,3/2,4	281,0/235,1	345,8	-33623,0	19	19
86-ПД	103,7/84,2	0,8/15,4	102,9/68,8	8906,7	-15705,5	19	19
358-Д	9,5/1,6	0,1/0,1	9,4/1,5	35,6	-2319,9	11	11
513-Д	15,2/7,5	1,8/5,2	13,4/2,3	298,3	-1587,6	7	7
116-Д	96,1/1,3	0,8/3,0	95,3/2,3	1268,8	-29159,9	14	14
67-Ст	2,1/0,85	0,1/0,15	2,0/0,7	33,2	-204,7	11	11
309-Д	18,05/22,9	0,85/2,1	17,2/20,8	475,1	-	13*	-
522-Д	43,0/12,9	0,3/2,8	42,7/10,1	938,1	-3163,7	10*	10*
802-Д	57,6/55,8	0,5/12,5	57,1/43,3	973,4	-2991,8	8*	8*
224-Д	43,1/21,8	0,4/0,1	42,7/21,7	-	-4055,4	-	7*
80-ПД	132,0/72,3	2,1/0,4	129,9/71,9	-	-4536,1	-	4*
347-Д	343,6	25,4	318,2	-	-	-	-

Примітка: 1. У чисельнику подано дані дебіту до оброблення свердловини, в знаменнику – після оброблення. 2. По свердловинах, позначених „х\*“, ефект не завершився

Свердловина №227-Д експлуатувалась з дебітом нафти 44,5 т/доб. і води 113,4 т/доб. Після виконання водоізоляційних робіт із використанням магнею дебіт свердловини по нафті знизився до 10,3 т/доб, а по воді до 48,3 т/доб. Зниження дебіту нафти і води відбулося внаслідок заповнення тампонажною сумішшю як водо-, так і нафтонасичених інтервалів пласта. Проведення наступного глинокислотного оброблення дало змогу відновити дебіт свердловини по нафті до 50,6 т/доб., по воді до 95,6 т/доб.

Після оброблення свердловини №309-Д дебіт по нафті не збільшився, а коефіцієнт обводненості не знизився. Операцію з ізоляції магнеєм проведено безуспішно.

Звідси слідує, що технологія обмеження пластових вод у свердловини вимагає ретельного підходу до вибору об'єктів ізоляції і проектування операцій.

В НГВУ „Бориславнафтогаз” обмеження припливу вод проводилось на свердловині №1615 Бориславського і на свердловині №29 Орівського нафтових родовищ. Ефект було отримано по свердловині №1615. Тривалість роботи свердловини з пониженою обводненістю становила 7 міс., додатковий видобуток нафти – 108,4 т. Свердловина №29 – газоконденсатна, обводнена, ефект від ізоляції пластової води не отримано через неправильний підбір об'єкту для ізоляції.

На Гвіздецькому нафтовому родовищі в НГВУ „Надвірнанафтогаз” обмеження припливу пластових вод проведено на свердловинах №206 і 511. Добовий дебіт свердловини №206 збільшився з 5,7 до 13,2 т, дебіт води знизився з 13,3 до 10 т. Тривалість ефекту 8 міс. Обидві свердловино-операції ефективні, сумарний додатковий видобуток становив 2253 т.

Технологію обмеження припливу пластових вод із використанням гранульованого магнею застосовано в багатьох нафтовидобувних свердловинах родовищ України, Киргизії, Узбекистану, Казахстану, Татарстану, Башкортостану та інш. з обводненістю 70-100 % при дебіті 50-300 м<sup>3</sup>/добу. Загальна успішність водоізоляційних робіт становила 78%. У результаті виконаних водоізоляційних робіт отримано збільшення дебітів свердловин по нафті і обмеження кількості видобутої води з пласта.

Так, наприклад, по свердловинах ВО „Мангишлакнефть” середній додатковий видобуток нафти на 1 свердловину-операцію становив 3827 т, кількість ізольованої води – 8644 т, а по свердловинах ВО „Укрнафта” відповідно 2838 т і 21893 т. По більшості свердловин тривалість ефекту становила 1,5-2 роки.

За період до 1996 р. технологія створення водоізолювальних бар'єрів у високопроникних обводнених інтервалах пласта впроваджена на 9 родовищах України [216]. У цілому з розрахунку на 1 свердловино-операцію

додатково видобуто 1362,3 тонни нафти та обмежено приплив 7705,7 м<sup>3</sup> води. По багатьох свердловинах тривалість ефекту обмеження води становила 3-5 років. Разом додатково видобуто 38145 тонн нафти та обмежено приплив у свердловині 215761 м<sup>3</sup> пластової води. Успішність робіт за додатковим видобутком нафти становила 71,4%, а за обмеженням води – 89,3%.

Обмеження приймальності інтервалів інтенсивного поглинання з використанням гранульованого магнію успішно проведено на водонагнітальних свердловинах Арланського і Узеньського родовищ.

### ***6.12.6 Технологічні основи і способи комплексного діяння на привибійну зону з використанням гранульованого магнію***

Внутрішньопластове обмеження припливу пластової води (ВПОПВ) з використанням гранульованого магнію доцільно поєднувати з метою діяння на матрицю породи пласта і малопроникні інтервали для інтенсифікації видобування нафти з іншими видами оброблень, наприклад, із солянокислотним оброблянням (СКО), тобто доцільно здійснювати комплексне діяння на привибійну зону в обводнюваній свердловині, зокрема комплексне термокислотне діяння.

#### Спосіб і технологія комплексного внутрішньопластового термокислотного оброблення обводнюваної свердловини

Формування непроникного тампона в обводнених тріщинах пласта із використанням суміші магнію і піску за даними експериментів [472] відбувається протягом 48-60 год. (див. вище § 2.5.9). Частина тріщин може бути необхідною, але і в них надходитиме піщано-магнієва суспензія. Щоб не відбувалося тампонування цих необхідних тріщин, доцільно гідроліз магнію здійснювати в пластовій воді, для чого слід вилучити із пласта рідини, які запомповано з поверхні, і забезпечити приплив пластової води в піщано-магнієвий шар. На таких засадах запропоновано спосіб комплексного оброблення привибійної зони пласта.

*Спосіб комплексного внутрішньопластового термокислотного оброблення (КВПТКО) обводнюваної свердловини [529] передбачає запомповування за схемою гідравлічного розриву пласта (ГРП) рідини розриву, суспензії магнію і піску, вилучення із пласта рідини розриву і дисперсійного середовища суспензії (власне здійснення ВПОПВ), а відтак після 48-60 годин наступне запомповування солянокислотного розчину в пласт. Таким чином, спосіб КВПТКО передбачає послідовне здійснення внутрішньопластового обмеження припливу пластової води (ВПОПВ) і солянокислотного (СКО) або внутрішньосвердловинного термохімічного оброблення (ВСТХО). Запомповувати кислоту слід при*

тискає, які не призводять до розкриття існуючих (незатампонованих чи затампонованих) тріщин. Технологію ВСТХО описано в ряді робіт [59, 66, 68, 88, 92, 471, 485]

Коли у свердловину на високій швидкості подавання насосних агрегатів (заповнення тріщин гідророзриву) запомповують на рідині-носії (можна і на вуглеводневій основі, і на водній) гранульований (чи порошковий) магній або суміш його з піском і протискають у тріщини привибійної зони пласта, то при цьому суміш магнію і піску надходить як у водоносні, так і в нафтоносні частини пласта. Тому викликання припливу слід виконувати з таким розрахунком, щоб відібрати із привибійної зони пласта усю запопвану рідину-носії. Тоді у водонасичені тріщини (шляхи передчасного обводнювання свердловини) надійде із пласта пластова вода, а в нафтонасичені – нафта. Тим самим, залишивши свердловину в спокої на 48-60 годин, створюємо умови для проходження реакції гідролізу магнію у воді та реакції взаємодії оксиду чи гідроксиду магнію із хлоридами пластової води ( $\text{CaCl}_2$ ,  $\text{MgCl}_2$ ) у водонасичених тріщинах пласта, а в результаті отримуємо в обводнених тріщинах тампонажний матеріал із гідроксиду магнію та магнезійного цементу. Випадання гідрофобного осаду гідроксиду магнію та утворення магнезійного цементу в цих тріщинах призводить до обмеження припливу пластових вод.

На свердловинах, котрі обводнюються запомповуваними низькомінералізованими поверхневими водами, в яких хлориди відсутні чи містяться в малій кількості, ефект обмеження або ізоляції припливу пластової води зменшується. Це пояснюється тим, що після введення в пласт гранульованого (або порошкового) магнію буде утворюватися, в основному, тільки мучнистий осад гідроксиду магнію, який є нестійким до розмивання. Для підвищення ефективності ізоляції шляхів водоприпливу у свердловинах, які обводнюються прісними або слабкомінералізованими водами, до гранульованого (чи порошкового) магнію або до суміші його із піском (чи ракушняком) необхідно додавати подрібнену кристалічну сіль хлористого магнію  $\text{MgCl}_2$ . Ця суміш також буде володіти селективними властивостями, оскільки тільки за наявності в ній води буде відбуватись розчинення хлористого магнію і утворення гідроксиду магнію та магнезійного цементу.

Для збільшення об'єму тампонажного матеріалу до суміші твердих реагентів можна додавати великозернистий пісок, подрібнений ракушняк та інші дисперсні матеріали. У зв'язку з тим, що в нафтоносній частині пласта практично відсутня вода, то введення в її тріщини гранульований магній не вступає в жодну реакцію із компонентами пластового середовища, а суміш магнію і піску буде підтримувати тріщини в розкритому стані, якщо спресований (під дією гірничого тиску) магній не заповнить

всі пори піщаного скелету (див. нижче щодо раціонального вмісту магнію в суміші із піском).

Наступним етапом комплексного діяння є запомповування в привибійну зону пласта на першій передачі роботи одного насосного агрегату (без розкриття існуючих тріщин) солянокислотного розчину і проведення екзотермічної реакції соляної кислоти з магнієм, який знаходиться в тріщинах нафтоносної частини пласта. При цьому кислотний розчин не буде надходити у водоносну частину пласта за умови, що високопроникні тріщини в ній уже повністю закупорені тампонувальним матеріалом із гідроксиду магнію і магнезійного цементу.

У результаті будуть розплавлятися тверді осади нафти в порах і тріщинах нафтоносної частини привибійної зони і розчиняться карбонатні і частково сульфатні включення порід пласта в гарячому солянокислотному розчині.

Обмеженню припливу пластових вод при комплексному діянні сприяє також перевідкладення в порах пласта твердих компонентів нафти (асфальтенів, смол). Асфальтено-смолисті речовини, будучи полярними, сорбуються на поверхнях фільтраційних каналів і утворюють шар, котрий зменшує поперечний переріз цих каналів. Перевідкладені асфальтено-смолисті речовини і вуглеводневі компоненти гідрофобізують осади, які отримано при взаємодії з кислотою і хлоридами, зменшують фазову проникність порід для води і призводять до додаткового обмеження припливу пластової води. Обмеженню припливу пластової води після термохімічного діяння також сприяє гідрофобізація каналів фільтрації нафтою.

Через 30-40 хв. після запомповування солянокислотного розчину в привибійну зону пласта свердловину освоюють і пускають в експлуатацію.

Об'єм солянокислотного розчину задають як і при СКО з розрахунку на нафтонасичену товщину пласта, але не менше об'єму, необхідного для повного розчинення магнію в нафтонасиченій частині.

### Обґрунтування раціонального вмісту магнію в суміші з піском

Комплексне внутрішньопластове термокислотне оброблення (КВПТКО) обводнюваної свердловини передбачає спочатку запомповування в перший етап на високій швидкості роботи насосних агрегатів (за схемою ГРП) піщано-магнієвої суспензії в усі (обводнені і необводнені) розкриті тріщини пласта і вилучення із привибійної зони всіх (у повному обсязі) запомпованих технологічних рідин, а відтак через 48-60 годин (протягом цього періоду тиск на вибої відновлюється з асимптотичним наближенням до значини пластового тиску) запомповування в

другий етап холодного (власне процес СКО) або гарячого (аналогічно ВСТХО) кислотного розчину в малопроникну матрицю (пористе середовище) продуктивного пласта і в тріщини малого розкриття, в які магній і пісок не змогли надходити якраз через малу величину розкриття (див. вище § 5.1), а також у решту тріщин, котрі на першому етапі уже заповнено сумішшю магнію і піску, якщо вони володіють залишковою проникністю.

Отже, щоб відбувся перерозподіл потоку солянокислотного розчину тільки на матрицю, тріщини малого розкриття (не заповнені сумішшю) і тріщини, котрі до оброблення були нафтонасиченими, а після оброблення виявились заповненими піщано-магнієвою сумішшю, то необхідно забезпечити відсутність проникності тампона в обводнених тріщинах (власне ВПОПВ) і наявність проникності шару магнію і піску в нафтонасичених тріщинах. При цьому важливо досягнути ще й найвищого технологічного ефекту (підвищення проникності тріщин внаслідок заповнення їх шаром чистого піску) в нафтонасичених тріщинах (власне ще й ВПТХО) після розчинення гранул магнію в заповненому солянокислотному розчині.

У зв'язку із цим нами виконано оцінку раціонального масового вмісту ф магнію в суміші з піском, щоб одночасно забезпечити нульову проникність тампона в обводнених тріщинах, достатню (для надходження солянокислотного розчину) проникність стиснутого піщаномагнієвого шару в нафтонасичених тріщинах (перед заповнюванням кислотного розчину) і можливо найвищий технологічний ефект у нафтонасичених тріщинах (після розчинення магнію).

Стосовно до ВПОПВ в обводнених тріщинах вище (див. § 6.12.3) розглянуто чотири форми укладання гранул магнію та частинок піску і дано обґрунтування доцільного вмісту магнію в суміші.

Внутрішньопластове термохімічне оброблення (ВПТХО) комплексно поєднує в собі елементи гідророзриву пласта (ГРП), солянокислотного (СКО) і теплового (ТО) оброблень. Ефективність ВПТХО забезпечується комплексним діянням чотирьох чинників: а) механічного (розкриття тріщин пласта і підвищення проникності після розчинення магнію із суміші з піском); б) теплового (розплавлення агрегатних структур, утворених парафіновими і асфальтено-смолистими відкладами і усунення негативних наслідків охолодження привибійної зони пласта); в) термокислотного (діяння на породи, звільненні від органічних відкладів, нагрітим кислотним розчином із залишковою після повного розчинення магнію концентрацією); г) гідрогазодинамічного (регулювання масообмінних процесів і покращення умов освоєння свердловини та очищення привибійної зони від забруднювальних продуктів газоподібним воднем, який виділяється в ході реакції).

У процесі ВПТХО також можливими є чотири ймовірні форми заповнення тріщин магнієм і піском (механічний фактор): моношарове однорідне укладання; багатошарове однорідне укладання; укладання окремими однорідними порціями кожного компонента; неоднорідне укладання. Відповідно до цих форм виконано аналіз зміни коефіцієнта проникності тріщини після розчинення магнію та зниження тиску і визначено раціональну значину масового вмісту магнію в суміші з піском, розраховану за формулою (6.83), а саме:

$$\varphi = \frac{\psi_{\text{п}} G_{\text{м}}}{\psi_{\text{п}} G_{\text{м}} + G_{\text{п}}}, \quad (6.105)$$

де  $G_{\text{м}}$ ,  $G_{\text{п}}$  – взяті для ВПТХО маси відповідно магнію і піску;  $\psi_{\text{п}}$  – коефіцієнт, який враховує втрату маси магнію під час його запоповування з поверхні в пласт внаслідок гідролізу (при використанні водних розчинів ПАР  $\psi_{\text{п}} = 0,93-0,98$  [88, 92]), тобто в реакції бере участь маса магнію  $G'_{\text{м}} = \psi_{\text{п}} G_{\text{м}}$ .

*Моношарове однорідне укладання.* Його можна вважати найбільш імовірним у разі малих темпів запоповування суспензії в процесі ВПТХО, тобто за невеликого розкриття тріщин. Подаючи коефіцієнт пористості через загальний геометричний об'єм, який займає суміш магнію та піску і який складається із насипних об'ємів магнію та піску в разі однакових фракцій, і об'єм усіх гранул суміші як суму складових об'ємів гранул магнію і частинок піску, кратність збільшення коефіцієнта пористості тріщин за рахунок використання гранульованого магнію одержуємо у вигляді:

$$\varepsilon_1 = \frac{m_1}{m_0} = \frac{1 - \frac{(1 - \varphi)/(\varphi \rho_{\text{п}})}{1/(\gamma_1 \gamma_3 \rho_{\text{мп}}) - 1/(\varphi \gamma_2 \gamma_3 \rho_{\text{пп}})}}{1 - (\gamma_2 \gamma_3 \rho_{\text{пп}}) / \rho_{\text{п}}}, \quad (6.106)$$

де  $m_0$ ,  $m_1$  – коефіцієнти пористості тріщини при заповненні її відповідно одним піском і однорідною сумішшю піску та магнію з наступним розчиненням магнію;  $\rho_{\text{п}}$  – густина частинок піску;  $\rho_{\text{пп}}$ ,  $\rho_{\text{мп}}$  – позірні густини насипного об'єму (без ущільнення) відповідно піску та магнію;  $\gamma_1$ ,  $\gamma_2$  – емпіричні коефіцієнти, які враховують ущільнення потоком носійної рідини та рідини, котра фільтрується через шар, відповідно гранул магнію та піску і які характеризують збільшення позірної густини;  $\gamma_3$  – емпіричний коефіцієнт, який враховує зменшення насипного об'єму суміші під дією сили стискання тріщини.

Подаючи зв'язок між коефіцієнтами пористості і проникності суміші в тріщині відомою залежністю для фіктивного ґрунту, кратність збільшення коефіцієнта проникності (характеризує величину технологічного ефекту після розчинення магнію) розраховуємо так:



$$\beta_1 = \varepsilon_1 \left( \frac{1 - m_o}{1 - \varepsilon_1 m_o} \right)^2 = \varepsilon_1 \left( 1 - \frac{\varphi \gamma_2 \rho_{\text{пш}}}{1 - \varphi \gamma_3 \rho_{\text{пш}}} \right)^2. \quad (6.107)$$

Збільшення масового вмісту магнію  $\varphi$  в суміші супроводжується значним підвищенням як кратності збільшення коефіцієнта пористості  $\varepsilon_1$ , так і кратності збільшення коефіцієнта проникності  $\beta_1$  (рис. 6.57). Для розрахунку взято  $\rho_n = 2200 \text{ кг/м}^3$ ;  $\rho_{\text{пш}} = 1600 \text{ кг/м}^3$ ,  $\rho_{\text{мн}} = 810 \text{ кг/м}^3$  (магній марки МГП-1).

Однак із збільшенням вмісту магнію  $\varphi$  в суміші із піском після розчинення магнію буде мати місце зменшення коефіцієнта проникності шару внаслідок переущільнення піску і деякого змикання тріщини або пісок може зруйнуватися і тріщина повністю зімкнеться. Тому масову частку піску слід взяти такою, щоб частинки піску, не руйнуючись, утримували тріщину в розкритому стані. На основі експериментів із вивчення утримувальної здатності піску [88] рекомендуємо для забезпечення достатнього технологічного ефекту (без втрати утримувальної здатності піску) брати масовий вміст магнію  $\varphi_1^{\text{опт}} \leq \varphi_1^{\text{гп}} = 0,336$ , де  $\varphi_1^{\text{гп}}$  – вміст

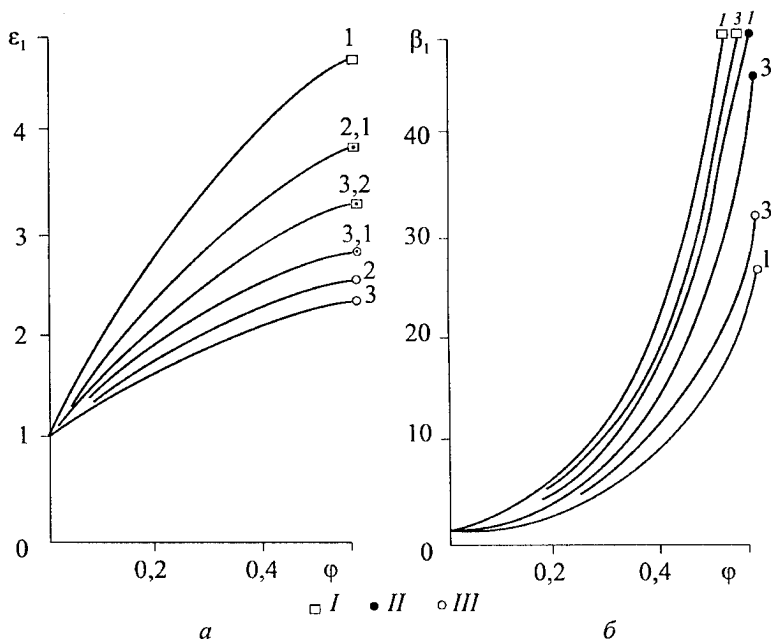


Рис. 6.57 – Кратність збільшення коефіцієнта пористості  $\varepsilon_1$  (а) і коефіцієнта проникності  $\beta_1$  (б) моношару після ВПТХО в залежності від масового вмісту ц магнію при різних значах  $\gamma_3$  і  $\gamma_1 = \gamma_2$ : коефіцієнт  $\gamma_3$  рівний 1,1 (1); 1,05 (2); 1,0 (3); коефіцієнт  $\gamma_1 = \gamma_2$  і рівний 1,05 (I); 1,0 (II); 0,9 (III)

магнію, за якого втрачається утримувальна здатність піску після розчинення першого. При  $\varphi = 0,2$ ,  $\gamma_1 = \gamma_2 = 1,0$ ,  $\gamma_3 = 1,0-1,05$  маємо  $\varepsilon_1 = 1,9-2,1$ , а  $\beta_1 = 4-5$ .

При такому укладанні доцільно знижувати тиск (витрату) запомповування солянокислотного розчину з метою защемлення частинок піску, запобігання їх повторного перенесення сумішшю розчину з газо- і воднем від свердловини вглиб пласта і переущільнення.

*Багатошарове однорідне укладання.* Воно можливе в разі, коли розкриття тріщин є значно більшим діаметра гранул, тобто в разі високих темпів запомповування суміші; у кожному елементарному для суміші об'ємі знаходяться однакові об'єми магнію і піску. Під дією стисного навантаження відбувається змикання тріщини до тих пір, поки пісок не утворить каркас із спресованим магнієм у порах, який втримує це навантаження. Коефіцієнт пористості такого шару в багато частинок буде більшим нуля, якщо масовий вміст магнію в суміші з піском

$$\varphi \leq \varphi_2^{\text{TP}} = \frac{1/(\gamma_2 \gamma_3 \rho_{\text{пн}}) - 1/\rho_{\text{п}}}{1/(\gamma_2 \gamma_3 \rho_{\text{пн}}) - 1/\rho_{\text{п}} + 1/\rho_{\text{м}}}, \quad (6.108)$$

де  $\varphi_2^{\text{TP}}$  – вміст магнію в суміші, коли пори піщаного скелета повністю заповнюються спресованим магнієм під дією стисного зусилля (магній на відміну від піску є пластичним матеріалом);  $\rho_{\text{м}}$  – густина гранул магнію.

Коли вміст магнію  $\varphi > \varphi_2^{\text{TP}}$ , то після надходження в тріщину кислоти і розчинення магнію відбуватиметься додаткове змикання тріщини, збільшення коефіцієнтів пористості і проникності піщаного каркаса. Однак у цілому коефіцієнт проникності тріщини із збільшенням вмісту  $\varphi$  знижується після розчинення магнію від нескінченності до нуля внаслідок зменшення її розкриття. Шар товщиною в декілька частинок перейде в моношар. Отже, повинно бути  $\varphi \leq \varphi_1^{\text{TP}}$ .

Виражаючи коефіцієнт проникності тріщини відомою формулою в залежності від коефіцієнта пористості і квадрата розкриття тріщини, кратності збільшення коефіцієнтів пористості і проникності в разі багатошарового однорідного укладання визначаємо відповідно при  $\varphi < \varphi_2^{\text{TP}}$  і  $\varphi > \varphi_2^{\text{TP}}$ :

$$\varepsilon_2 = \beta_2 = \frac{m_2}{m_0} = \frac{k_2}{k_0} = \frac{1 - (\gamma_3 \rho_{\text{пн}}) / \rho_{\text{п}}}{1 - (\gamma_2 \gamma_3 \rho_{\text{пн}}) / \rho_{\text{п}} - (\varphi \gamma_2 \gamma_3 \rho_{\text{пн}}) / [\rho_{\text{м}} (1 - \varphi)]}; \quad (6.109)$$

$$\varepsilon'_2 = \frac{m'_2}{m'_0} = \frac{1 - (\gamma_3 \rho_{\text{пн}}) / \rho_{\text{п}}}{m'_0}; \quad (6.110)$$

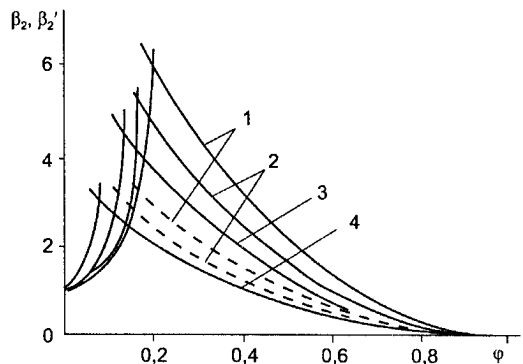
$$\beta'_2 = \frac{k'_2}{k'_0} = \frac{\varepsilon'_2}{(\varphi \gamma_3 \rho_{\text{пн}}) / [(1 - \varphi) \rho_{\text{м}}] - (\gamma_3 \rho_{\text{пн}}) / \rho_{\text{п}}}, \quad (6.111)$$

де  $m_2, k_2$  – коефіцієнти пористості і проникності при заповненні тріщини товстим шаром суміші;  $m_0, k_0$  – відповідно при заповненні одним піском;  $m'_2, k'_2$  – аналогічно  $m_2$  і  $k_2$  при  $\varphi > \varphi_2^{ГР}$ ;  $m'_0, k'_0$  – коефіцієнти залишкової пористості і залишкової проникності шару після спресування магнію.

За (6.109) і (6.111) виконано розрахунки (рис. 6.58). При  $\gamma_3 = 1,0-1,2$  і  $m'_0 = 0,05-0,10$  встановлюємо, що максимальна кратність (3-6 разів) збільшення коефіцієнта проникності (точки перетину відповідних ліній) досягається при оптимальному (щодо максимального збільшення кратності)  $\varphi_2^{опт} = 0,075-0,2$ ; із збільшенням значина  $\varphi_2^{опт}$  зменшується. При  $\gamma_2 = 1,0$  і  $\gamma_3 = 1,0-1,05$  величина  $\varphi_2^{опт} < \varphi_2^{ГР} = 0,2-0,225$ . Експериментально встановлені значини  $\varphi_2^{опт}$  становлять  $0,0475-0,167$  [159], що достатньо задовільно підтверджує наші розрахунки. Враховуючи характер зміни  $\beta_2\beta'_2$  і високу невизначеність конкретних умов виконання ВПТХО, рекомендуємо брати  $\varphi_2^{опт} = 0,2$ , а тоді коефіцієнт проникності збільшиться приблизно в 6 разів. Коли кратність збільшення коефіцієнта проникності  $\beta'_2 = 1$ , то в залежності від значин  $\gamma_2, \gamma_3$  і  $m'_0$  можна уточнити розрахункову значину  $\varphi_1^{ГР}$ , яка змінюється в межах  $0,4-0,6$ , що те ж достатньо задовільно узгоджується з експериментальними даними.

Рациональна технологія ВПТХО при вмісті магнію  $\varphi < \varphi_2^{ГР}$  повинна передбачати зниження тиску в тріщині (витрати запомповування) в період запомповування солянокислотного розчину чи навіть перед запомповуванням. Однак при  $\varphi \geq \varphi_2^{ГР}$  солянокислотний розчин слід запомповувати з тією ж витратою і при цьому ж тиску, що й рідину-магнійносію, не допускаючи зниження тиску рідини в тріщині, оскільки при зниженні тиску внаслідок спресування гранул магнію в порах піщаного каркаса і, як результат, зменшення проникності тріщини ускладниться запомповування солянокислотного розчину в тріщину з магнієм (в зону гранул магнію) чи виникне поглинання солянокислотного розчину іншими інтервалами розкритої товщини продуктивного пласта (в обхід гранул магнію). Але в

Рис. 6.58 – Кратність зміни коефіцієнта проникності тріщини ( $\beta_2, \beta'_2$ ) при багат шаровому однорідному укладанні після ВПТХО в залежності від масового вмісту ц магнію при  $\gamma_2 = 1,0$  і різних значинах  $\gamma_3$  і  $m'_0$ :  $\gamma_3$  дорівнює 1,0 (1); 1,05 (2); 1,1 (3); 1,2 (4);  $m'_0$  дорівнює 0,05 (I); 0,1 (II); \_\_\_\_\_ I; - - - - - II (лінії зліва максимуму відповідають  $\beta_2$ , справа –  $\beta'_2$ )



процесі розчинення доцільно плавно знижувати тиск у тріщині, щоб запобігти повторне перенесення і переущільнення піску.

Аналіз дав змогу сформулювати також такий технологічний прийом. Якщо необхідно обробити якраз малопроникні інтервали пласта, то при вмісті магнію  $\varphi < \varphi_2^{\text{TP}}$  доцільно до суміші піску і магнію додатково додати гранульовану водорозчинну поверхнево-активну речовину – піноутворювач (див. нижче щодо використання піноутворювача), після заповнення тріщин суспензією на вуглеводневій рідині запомповувати солянокислотний розчин спочатку при малих витратах (відбувається часткове закупорювання тріщин магнієм і утвореною піною внаслідок розчинення твердого піноутворювача у воді і виділення газоподібного водню в ході реакції гідролізу і, як результат, солянокислотне оброблення малопроникних інтервалів), а потім – при підвищених витратах (розширюються тріщини і відбувається власне ВПТХО). Можна також до першої порції солянокислотного розчину додати піноутворювач у вигляді рідини, без введення його у твердому стані в тріщини пласта.

Кратності збільшення коефіцієнтів пористості й проникності піщаного каркаса в тріщині за рахунок розчинення гранульованого магнію аналогічно записуємо так:

$$\varepsilon_2^* = \frac{1 - (\gamma_3 \rho_{\text{nn}}) / \rho_n}{1 - (\gamma_2 \gamma_3 \rho_{\text{nn}}) / \rho_n}; \quad (6.112)$$

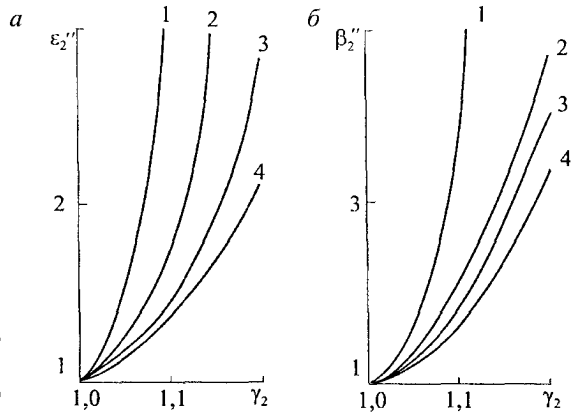
$$\beta_2^* = \varepsilon_2^* \left( \frac{1 - m_0}{1 - \varepsilon_2^* m_0} \right)^2 = \varepsilon_2^* \gamma_2^2. \quad (6.113)$$

Розрахунки показують (рис. 6.59), що при  $\gamma_3 = 1,0-1,05$  і  $\gamma_2 = 1,0-1,05$  значини  $\varepsilon_2^* = 1,0-1,2$ ,  $\beta_2^* = 1,0-1,3$ , тобто коефіцієнти пористості і проникності підвищуються після розчинення магнію відповідно на 20 і 30%. При  $\varphi = \varphi_2^{\text{опт}}$  буде мати місце максимальне збільшення коефіцієнта проникності тріщини. Якщо в при ВПТХО запомповувати тільки магній ( $\varphi = 1$ ), то діяння механічного фактора практично виключається (випадок термодисперсного розриву пласта без кріплення тріщин у розкритому стані).

Запобігти зменшення розкриття тріщин після розчинення магнію можна шляхом використання такого співвідношення діаметрів гранул магнію і частинок піску, коли гранули магнію вміщуються в порах ущільненого піщаного каркаса. Діаметр гранул повинен бути не більшим 41,4% діаметра частинок піску при щільному їх укладанні і 73,0% діаметра частинок піску при вільному укладанні. Магнію доцільно запомповувати в такій кількості, яка становить відповідно менше 16,8 і 30,0% від маси піску [68].

*Укладання окремими однорідними порціями кожного компонента (моношарове чи багатошарове укладання). Об'єм заповненої*

Рис. 6.59 – Кратність збільшення коефіцієнта пористості  $\varepsilon_2''$  і коефіцієнта проникності  $\beta_2''$  піщаного скелета в тріщині після ВСТХО за рахунок розчинення гранул магнію в залежності від  $\gamma_2$  при різних значах  $\gamma_3$ : 1,2 (1); 1,1 (2); 1,05 (3); 1,0 (4)



тріщини дорівнює насипному об'єму магнію й піску. У цьому випадку повинен бути масовий вміст магнію  $\phi \leq \phi_1^{\text{пр}}$ .

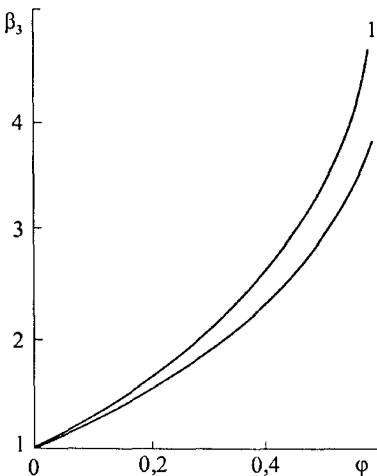
Нехтуючи втратою тиску в тій вільній частині тріщини, де раніше знаходились розчинені гранули магнію, припускаємо, що витрата рідини через тріщину є обернено пропорційною довжині пористого середовища (ущільненого піщаного каркаса) в тріщині, тоді кратність збільшення витрати рідини через тріщину за рахунок розчинення гранульованого магнію наближено запишемо у вигляді:

$$\beta_3 = 1 + \frac{\phi}{1 - \phi} \frac{\gamma_2}{\gamma_1} \frac{\rho_{\text{мп}}}{\rho_{\text{п}}}. \quad (6.114)$$

Із результатів розрахунку видно (рис. 6.60), що при масових вмістах магнію  $\phi = 0,5; 0,33$  і  $0,2$  збільшення дебіту становить відповідно 200; 100 і 50%. Дослідами інституту ТагНІИ ці значини при  $\phi = 0,5$  і  $0,33$  встановлено для моношару рівними 300-500 і 50-200% і в разі багатшарового укладання – 400 і 350% [88].

При даному укладанні доцільно знижувати тиск (витрату) запомповування солянокислотного розчину (тріщина додатково не зімкнеться) з метою попередження повторного перенесення і переущільнення піску.

Рис. 6.60 – Кратність збільшення витрати рідини через тріщину  $\beta_3$  після ВПТХО за рахунок розчинення гранул магнію із укладання окремими порціями в залежності від масового вмісту його  $\phi$  при  $\gamma_1 = 1,05$  і різних значах  $\gamma_2$ : 1,3 (1); 1,0 (2)



*Неоднорідне укладання.* Магній і пісок за такою схемою в основному заповнюють тріщину окремими порціями, однак у кожній порції одного компонента знаходиться деяка частина іншого компонента. Тому збільшення коефіцієнта проникності тріщини буде знаходитися між збільшеннями для першої чи другої і третьої форм укладання.

Отже, у разі звичайного перемішування гранул магнію і частинок піску в змішувачі піскозмішувального агрегату з урахуванням механізму заповнення вертикальних тріщин частинками можна припускати створення в тріщинах пласта моно- і багатошарових укладань, тому слід брати  $\varphi_2^{\text{опт}} = 0,2$ , що забезпечить 4-6 – кратне збільшення коефіцієнта проникності тріщин, чи використовувати порошок магній і заповнювати ним пори піщаного каркаса. Якщо припустити, що технологія запомповування забезпечує утворення укладання окремими порціями піску і магнію, то слід брати  $\varphi^{\text{опт}} = 0,336$ . Збільшення коефіцієнта проникності тріщин призводить до значного підвищення ефективності ВПТХО за рахунок діяння механічного фактора.

Таким чином, оскільки піщано-магнієва суміш запомповується у свердловину на високій швидкості роботи насосних агрегатів, щоб забезпечити велике розкриття тріщин і надходження в них суміші в достатній кількості як для тампонування, так і інтенсифікації, то враховуючи також технологію звичайного перемішування гранул магнію і частинок піску в змішувачі піскозмішувального агрегату і механізм заповнення вертикальних тріщин частинками, припускаємо утворення в тріщинах пласта в основному багатошарового укладання, а частково в малорозкритих тріщинах – і моношарового. Через високі тиски запомповування на стінки тріщин буде діяти значна стискна сила (після зниження внутрішньотріщинного тиску під час відбирання із пласта технологічних рідин і в проміжку між першим і другим етапами процесу). Тому слід задавати вищі значини емпіричних коефіцієнтів ( $\gamma_1, \gamma_2$  і т. д.), котрі враховують ущільнення частинок суміші потоком суспензійного середовища, зменшення об'єму під дією тиску змикання тріщин, ущільнення в процесі гідролізу (див. вище).

Для забезпечення запомповування солянокислотного розчину у нафтонасичені тріщини шар суміші піску і магнію в них повинен бути проникним. Це буде за масового вмісту магнію  $\varphi \leq \varphi_2^{\text{ГР}} = \varphi_{1\text{н}}^{\text{ГР}}$ , (за вмісту  $\varphi_{1\text{н}}^{\text{ГР}}$  коефіцієнт пористості шару буде більшим нуля), причому  $\varphi_{1\text{н}}^{\text{ГР}} > \varphi_{2\text{п}}^{\text{ГР}}$ , де  $\varphi_{2\text{п}}^{\text{ГР}}$  – вміст магнію, визначений із умови повного гідролізу всього магнію у воді, яка перебуває в шарі (щодо вмістів  $\varphi_{1\text{н}}^{\text{ГР}}, \varphi_{2\text{п}}^{\text{ГР}}$  див. § 6.12.4 стосовно до ВПОПВ). Так як  $\varphi_{1\text{н}}^{\text{ГР}} > \varphi_{3\text{п}}^{\text{ГР}}$ , де  $\varphi_{3\text{п}}^{\text{ГР}}$  – вміст магнію, визначений із умови

повного заповнення пор продуктами гідролізу (аналогічно див. § 6.12.4), то при  $\varphi \geq \varphi_{1n}^{ГР}$  пори піску повністю будуть заповнені продуктами гідролізу.

Звідси слідус, якщо масовий вміст магнію  $\varphi \leq \varphi_{1n}^{ГР}$ , то піщано-магнієвий шар у тріщинах буде характеризуватися певною проникністю, а під час відбирання технологічних рідин із пласта в пори шару в нафтонасичених тріщинах ввійде нафта, а у водонасичених – вода. Відповідно тільки в обводнених тріщинах утвориться непроникний тампон, оскільки  $\varphi_{1n}^{ГР} > \varphi_{3n}^{ГР}$ .

Значить, оптимальний масовий вміст магнію  $\varphi_k^{опт}$  при комплексному діянні повинен знаходитися в межах:  $\varphi_{3n}^{ГР} < \varphi_k^{опт} < \varphi_{1n}^{ГР}$ . Вище розраховано, що при  $\gamma_1 = 1,0-1,05$  і  $\gamma_2 = 1,0-1,2$  вміст  $\varphi_{1n}^{ГР} = 0,05-0,225$ , а при  $\gamma_3 = 1,1-1,2$ ,  $\gamma_4 = \gamma_5 = 1,0-1,1$  вміст  $\varphi_{3n}^{ГР} = 0,064-0,116$ , тобто є підстави брати масовий вміст магнію в суміші  $\varphi_k^{опт} = 0,15$  при комплексному термохімічному діянні, як і при ВПОПВ. Відмітимо, що в обводнених тріщинах утвориться непроникний тампон, а нафтонасичені тріщини будуть доступними для надходження в них солянокислотного розчину. За такого вмісту магнію кратність збільшення коефіцієнта проникності піщаного каркаса (див. рис. 6.58) після розчинення магнію становитиме 2,5-4,5.

### Використання піно- і пороутворювачів

Експериментами з намівання зернистого шару у вертикальну тріщину нами встановлено (див. § 5.2.2), що висота намитого шару не є повною, тобто 20-30% висоти (об'єму) тріщини залишається не заповненою шаром магнію і піску, а значить має місце залишкова провідність усієї тріщини після утворення непроникної водоізоляційної структури в елементі тріщини, який заповнено сумішшю. Разом з тим під час експлуатації свердловини відбувається повільне розчинення гідроксиду магнію у воді, яка припливає. Через неперекритий (незатампонований) переріз тріщини під час солянокислотного оброблення при запопповуванні в пласт надходить соляна кислота, яка розчиняє частину водоізоляційної структури (гідроксиду магнію) і поверхню тріщини, омиваючи їх. Це призводить до зниження ефективності водоізоляційних робіт

У цьому зв'язку ми запропонували спосіб ізоляції тріщин обводненого пласта, відмінністю якого є те, що разом із суспензією магнію та піску запопповуються нерозчинні в рідині-носії гранульована водорозчинна поверхнево-активна речовина – піноутворювач і гранульований пороутворювач, який розкладається з виділенням газу при пластовій температурі, наприклад, бензолсульфонілгідрозид чи азоізобутироамідоксим.

У ході вилучення технологічних рідин (рідини-носія і рідини-розриву) із пласта в зону суміші піску, магнію, піноутворювача і пороутворювача надходить пластова вода. У ній відбувається гідроліз магнію і розчинення поверхнево-активної речовини – піноутворювача – з утворенням піноутворювального розчину.

Бензолсульфонілгідразид  $C_6H_5SO_2NHNH_2$  чи азоізобутироамідоксим  $C_8H_{18}N_6O_2$  (торгові марки ЧХЗ-9 і ЧХЗ-23 за ТУ 6-03-408-76) являють собою кристалічний порошок. Перший не розчиняється у воді, нетоксичний, вибухобезпечний, розкладається при  $104-106^\circ C$  з виділенням газу  $0,115-0,13$  м<sup>3</sup>/кг. Другий малотоксичний, розкладається при  $125-148^\circ C$  з виділенням газу  $0,13-0,2$  м<sup>3</sup>/кг.

У результаті газу, один із яких виділяється в ході реакції гідролізу магнію (водень) і другий внаслідок розкладання пороутворювача при підвищеній температурі високотемпературного пласта, із піноутворювального розчину утворюють піну. Піна, заповнюючи вільний від твердих частинок об'єм тріщини і володіючи структурно-механічними властивостями, створює додатковий фільтраційний опір у тріщині потоку солянокислотного розчину, зменшує надходження в тріщини кислоти і перерозподіляє подальший потік на матрицю гірської породи, що сприяє підвищенню ефективності наступного солянокислотного оброблення.

### Приклади реалізації

Спосіб комплексного термокислотного діяння за РД 39-1-440-80 („Інструкція по направленному термохимическому воздействию на призабойную зону пласта”) був випробуваний у свердловинах нафтових родовищ Узень і Ляльмикар (табл. 6.44), а відтак у свердловинах №3659, 1108, 1144, 2526, 506 і 1467 родовища Узень (Ф.С. Абдулін, Я.Б. Тарко; 1982). Типова *технологія комплексного термохімічного діяння* наступна.

1. Монтаж обладнання і підготовка до виконання робіт.
2. Запомповування в пласт за технологією гідророзриву суспензії із 200-300 кг гранульованого магнію і 100-150 кг хлористого магнію, змішаних на нафті.
3. Освоєння свердловини протягом 1-1,5 годин з метою вилучення рідини розриву і рідини-реагентоносія в повному обсязі.
4. Витримування свердловини в спокої протягом 24 годин для проходження реакції гідролізу.
5. Запомповування у свердловину  $6-8$  м<sup>3</sup> 15% солянокислотного розчину.
6. Демонтаж ремонтного обладнання і забезпечення проходження реакції протягом 1-1,5 годин.
7. Освоєння і пуск свердловини в експлуатацію.



Свердловина 129-Л родовища Ляльмикар перфорована в інтервалі 1078-1075 м. До оброблення вона працювала з дебітом нафти всього 0,15 т/добу і дебітом води 26,2 м<sup>3</sup>/добу. Після запомповування суспензії із 90 кг магнію свердловина знаходилася в спокої 24 години. Потім у привибійну зону було введено 3 м<sup>3</sup> 15% розчину соляної кислоти на першій передачі роботи кислотного агрегату. Після оброблення свердловина вступила в експлуатацію з дебітом нафти 0,8 т/добу і води 0,2 м<sup>3</sup>/добу. Потім дебіт свердловини поступово збільшувався до 2 т/добу за майже повної відсутності води в продукції. У результаті із свердловини протягом 427 днів отримано 785 т додаткової нафти і скорочено відбір води в об'ємі 11278 м<sup>3</sup>.

Таблиця 6.44 – Результати комплексного термохімічного діяння

№№ п/п	№№ свердловин	Дата оброблення	Дебіт свердловини $Q$ і обводненість $n_v$						Тривалість ефекту, доби	Додатковий видобуток нафти, т	Зменшення видобутку води, м <sup>3</sup>	Примітка
			до оброблення, т			після оброблення, т						
			$Q_n$ , т/доб.	$Q_p$ , м <sup>3</sup> /доб.	$n_v$ , %	$Q_n$ , т/доб.	$Q_p$ , м <sup>3</sup> /доб.	$n_v$ , %				
1	129-Л	03.11.79 р.	0,15	26,6	99,3	2,0	2,0	–	424	785	11278	Ефект триває
2	92-Л	27.02.80 р.	–	13,3	100	4,68	4,66	–	308	708,4	4206	-/-
3	1108-У	23.10.80 р.	17	127	87	49	112	56	60	1140	3240	-/-
4	1144-У	07.10.80 р.	34	119	72	58	160	64	57	1919	336	-/-
5	3659-У	02.11.79 р.	–	25	100	8	40	79	80	1110	–	-/-

Свердловина 92-Л родовища Ляльмикар перфорована в інтервалі 1088-1080 м. До оброблення працювала з дебітом 13,3 м<sup>3</sup>/добу води. У свердловину запомпували 120 кг гранульованого магнію з 65% окисленістю. Після запомповування магнію свердловина простояла протягом 3 діб. Відтак у привибійну зону пласта запомпували 3,6 м<sup>3</sup> солянокислотного розчину і пустили в експлуатацію з дебітом 7,5 т/добу чистої нафти. Через місяць дебіт свердловини знизився до 2,3 т/добу і з таким дебітом вона працювала тривалий час, протягом якого додатково видобуто 708 т нафти і зменшено відбір 4206 м<sup>3</sup> води.

У свердловині 1108-У родовища Узень провели ГРП з використанням 9 м<sup>3</sup> нафти за тиску 10-12 МПа, у ході якого запомпували суспензію із 100 кг окисленого і 100 кг порошкового магнію на 8 м<sup>3</sup> нафти і протиснули 5 м<sup>3</sup> нафти. Закрили свердловину для протікання реакції гідролізу на 12 годин, а відтак запомпували 6 м<sup>3</sup> 12% солянокислотного розчину із сульфенолом. Після реакції соляної кислоти з магнієм освоїли сверд-

ловину компресором і запустили в експлуатацію. Дебіт нафти після комплексного термохімічного діяння зріс з 17 до 49 т/добу, а дебіт води знизився з 127 до 112 м<sup>3</sup>/добу. За два місяці після оброблення додатково отримано 1140 т нафти і зменшено відбір води в об'ємі 3240 м<sup>3</sup>.

*Свердловина 3659-У* родовища Узень повністю була обводненою. При випробуванні на приплив перед обробленням давала 25 м<sup>3</sup>/добу води. При випробуванні на приймальність тиск становив 10-11 МПа. У свердловину запомпували суміш з 200 кг магнію і 1000 кг піску. Останню порцію магнію з піском протиснули в привибійну зону пласта при тиску 12-13 МПа. Після проведення реакції гідролізу протягом 18 годин у продуктивний пласт запомпували 5 м<sup>3</sup> 12% розчину соляної кислоти. Через 40 хв. свердловину освоїли методом газліфта. Отримали дебіт рідини 40 м<sup>3</sup>/добу і нафти 8 т/добу. Відсутність нафти на перших порах, а відтак появу нафти автори пояснюють тим, що при підвищених тисках запомповування твердих реагентів у пласт відбувся гідравлічний розрив у нафтоносній частині пласта.

У *свердловині №2526-У* родовища Узень термохімічне діяння проводилось повторно, оскільки ефект від водоізоляційних робіт, проведених в 1979 році виявився нетривалим. Обводненість продукції свердловини в результаті комплексного діяння знизилась з 80 до 60%, а дебіт нафти збільшився з 23 до 36 м<sup>3</sup>/доб. Тривалість ефекту становила 155 днів. Додатковий видобуток нафти за цей час сягнув 1955 т, а обмеження видобутку супутної води – 6387 м<sup>3</sup>.

*Свердловина №506-У* родовища Узень до проведення комплексного термохімічного діяння працювала із дебітом 19 м<sup>3</sup>/доб. практично чистої води (рис. 6.61). Після виконання робіт відбулося зниження обводненості з 99 до 54%. При цьому дещо збільшився дебіт рідини (із 19 до 25 м<sup>3</sup>/доб.). Тривалість ефекту перевищує 17 місяців. Додатковий видобуток нафти за цей час становив 4121 т, а об'єм зменшення відбору води – 893 т.

У *свердловині №1467-У* родовища Узень також отримано позитивний результат, однак тривалість ефекту становила всього 2 місяці. Протягом цього часу обводненість знизилась з 96 до 65%, а дебіт нафти зріс із 3 до 44 м<sup>3</sup>/доб. У подальшому обводненість продукції свердловин знову сягнула 95-98%, що автори пояснюють недостатньою кількістю запомпованого у свердловину магнію.

У *свердловині №1144-У* родовища Узень у результаті комплексного термохімічного діяння додатково видобуто нафти 5235 т і обмежено відбір води 9348 т. Тривалість ефекту становила 10 місяців.

У *свердловинах №№3659-У і 1108-У* родовища Узень ефекту від оброблень не отримано. Загальна успішність комплексного термохімічного діяння по родовищах Ляльмикар і Узень становила 66%.

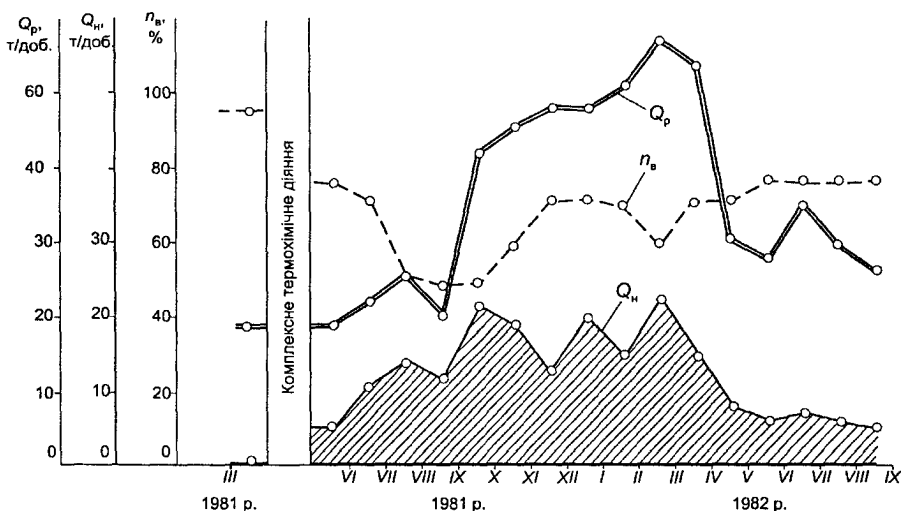


Рис. 6.61 – Перебіг дебітів нафти, рідини і обводненості продукції з часом по свердловині №506-У

### 6.12.7 Технологія тампонування тріщин сумішшю дисперсних систем із різною плавучістю

Технологія призначена для впровадження на родовищах із теригенними або карбонатними колекторами з метою обмеження припливу води у видобувних свердловинах і регулювання профілю приймальності у водо- і газонагнітальних свердловинах за наявності тріщин у пласті.

Дана технологія обмеження припливу води за наявності тріщин у привибійній і міжсвердловинній зонах пласта за способом [517] забезпечує зменшення залишкової проникності тріщин за рахунок одночасного (або після) запомповування в них піщано-магнієвої суміші і (або додаткового введення) дисперсних систем із від'ємною седиментацією (гранульованого асфальтено-смолистого пом'якшувача чи бітумного структуроутворювача) за співвідношення (70-79) : (30-21).

#### Суть технологічного процесу

Фізична суть процесу базується на використанні дисперсних матеріалів із додатною і від'ємною седиментаціями.

Експериментами із намівання шару піщано-магнієвої суміші у вертикальну тріщину встановлено, що висота намитого шару в тріщині становить 70-79% загальної висоти тріщини в залежності від співвідношення швидкості суміші в тріщині і швидкості седиментаційного потоку (див. § 5.3.3). При запомповуванні дисперсної системи із від'ємною седиментацією (водна суспензія гранульованого асфальтено-смолисто

пом'якшувача, або бітумного структуроутворювача, або поліетилену) спостерігається аналогічне явище, тільки накопичення відбувається у верхній частині тріщини, а нижня – вільна (див. § 5.2.2). При спільному запомповуванні дисперсних матеріалів із різною седиментацією ступінь заповнення тріщин підвищується.

Розміри частинок гранульованих матеріалів та інших дисперсних систем забезпечують селективне надходження дисперсної фази суспензій тільки у високопровідні тріщини, а також виключають кольматацію пор матриці та замулювання стінок тріщин.

Так, величину коефіцієнта проникності тріщини визначали на моделі, яка має в перерізі еліпсоподібну (дископодібну) тріщину. Тріщину виконано в гумовому циліндрі діаметром 28 мм, висотою 24 мм і армовано латунним каркасом (див. § 6.12.4). Коефіцієнт початкової проникності моделі тріщини, заповненої сумішшю піску (80%) і магнію (20%), за тиску гідробитисання 4 МПа становив  $65,6 \text{ мкм}^2$ , а після гідролізу через 3 доби коефіцієнт залишкової проникності становив  $40,5 \text{ мкм}^2$ , тобто коефіцієнт проникності зменшився в 1,6 рази.

Аналогічно провели експеримент при заповненні тріщини піщано-магнієвою сумішшю із пом'якшувачем (та іншими матеріалами цього ж типу). Коефіцієнт проникності становив усього  $0,53 \text{ мкм}^2$ , тобто був меншим у 76 разів (див. вище § 6.12.4).

Технологічний процес забезпечує зменшення коефіцієнта залишкової проникності тріщин (за лабораторними даними) не менше ніж в 25 разів за рахунок повноти заповнення їх дисперсними системами, а відповідне підвищення ефективності робіт із обмеження водопритливів та зниження коефіцієнта проникності тріщин по тампонувавальному шару – до 100%.

Тампонувальний шар є стійким протягом процесу розробки (усадка і розтріскування тампонувального шару відсутні при температурі в пласті до  $90^\circ\text{C}$ ).

Гранульований асфальтено-смолистий пом'якшувач (за ТУ 38 УССР 201-193-78) не розчиняється у воді та інших витіснювальних агентах (розчини ПАР, луги, кислоти); набухає в нафті із згасанням коефіцієнта проникності його шару практично до нуля, а при стисканні шару пом'якшувача тиском не менше 4,2 МПа коефіцієнт проникності стає рівним нулю; володіє густиною ( $990-1040 \text{ кг/м}^3$ ), близькою до густини води або інших витіснювальних агентів, і фракційним складом у межах 0,125-2 мм, температурою розм'якшення  $65-80^\circ\text{C}$  і температурою плавлення  $125-135^\circ\text{C}$  (див. вище § 2.5.8).

Структуроутворювач бітумний X-1 (високоокислений бітум – ВОб) випускається у вигляді темного порошку із розміром частинок 0,2-4 мм; температура розм'якшення його становить не менше  $145^\circ\text{C}$ ; інертний

до води, набухає і у великих кількостях нафти розчиняється (див. вище § 2.5.8).

Поліетилен – термопластичний полімер; випускається промисловістю поліетилен високого і низького тисків (згідно із ГОСТ 16338-85); їх густина відповідно становить 913-934 і 919-973 кг/м<sup>3</sup>, температура плавлення 102-105 і 125-137°C; не розчиняється у воді, спирті, ацетоні, в гасі набухає, розчиняється при температурі вище 80°C у вуглеводнях і галогенопохідних; насипна густина гранул 500-600 кг/м<sup>3</sup> (діаметр гранул 2-5 мм) і порошку 200-250 кг/м<sup>3</sup> (див. вище § 2.5.8).

Гранульований магній випускається металургійною промисловістю у формі гранул; у складі гранульованого магнію міститься до 4-5% окису магнію у вигляді тонкої пористої окисної плівки; густина гранульованого магнію 1740 кг/м<sup>3</sup>, насипна (позірна) густина 860 кг/м<sup>3</sup>; магній реагує із водними розчинами кислот, окрім плавикової і хромової кислот; гранульований магній і його окис реагують із водою з утворенням малорозчинного осаду гідроксиду магнію (гранульований магній розкладає воду як при кімнатній температурі, так і при нагріванні), магній є хімічно інертним відносно до вуглеводнів (див. вище § 2.5.9).

До використання у нафтовій промисловості допущено структуроутворювач бітумний марки „БСО-И” (за ТУ 39-0147009-037-90), пом’якшувач гранульований асфальтено-смолистий (АСПГ) (за ТУ 38 УССР 201-193-78), поліетилен низького тиску і полістирол спінюваний типу ПВС-4 (за ОСТ 60-05-202-83), гранульований магній.

Суть технологічного процесу полягає в тому, що через видобувну або нагнітальну свердловину одночасно із запомповуванням суміші піску і гранульованого магнію в рідині-носію або послідовно, не перериваючи процесу, перед вилученням рідини-розриву і рідини-носія в тріщини запомповують гранульований асфальтено-смолистий пом’якшувач (або бітумний структуроутворювач, або поліетилен).

Створення непроникної або малопроникної структури при використанні цих реагентів відбувається під дією сил змикання тріщин, пластової температури, додатної і від’ємної седиментації, гідролізу, напору потоку і набухання в нафті в цілому.

### Технологія робіт

Свердловини, які вибрано для виконання робіт, повинні задовольняти наступні вимоги: 1) експлуатаційна колона, насосно-компресорні труби і гирлова арматура повинні бути герметичними; 2) конструкція і стан експлуатаційної колони за необхідності повинні уможливити опускання пакерувальних пристроїв; 3) вибій свердловини не повинен бути заповнений сторонніми предметами.

Роботи із здійснення технології поділяються на чотири стадії: підготовчі роботи із дослідження свердловини; підготовчі роботи для проведення технологічного процесу; проведення технологічного процесу; завершальні роботи.

Підготовчі роботи із дослідження свердловини включають вимірювання дебіту рідини, газу і обводненості продукції.

При здійсненні підготовчих робіт на свердловині для проведення процесу обмеження водоприпливів необхідно: 1) спланувати і підготувати майданчик для розміщення обладнання і майданчик для складання мішків із пом'якшувачем та магнієм неподалік від місця приготування суспензії; 2) опустити підземне обладнання, що складається із колони насосно-компресорних труб і пакера (встановлюється із урахуванням очікуваних тисків запомповування, стану експлуатаційної колони і розрахункової глибини розміщення зони обмеження водоприпливів); 3) встановити гирлову арматуру; 4) забезпечити наявність необхідної кількості пом'якшувача, магнію, піску і води на свердловині; 5) обв'язати наземне і допоміжне обладнання за схемою обв'язки, яка подана на рис. 6.62.

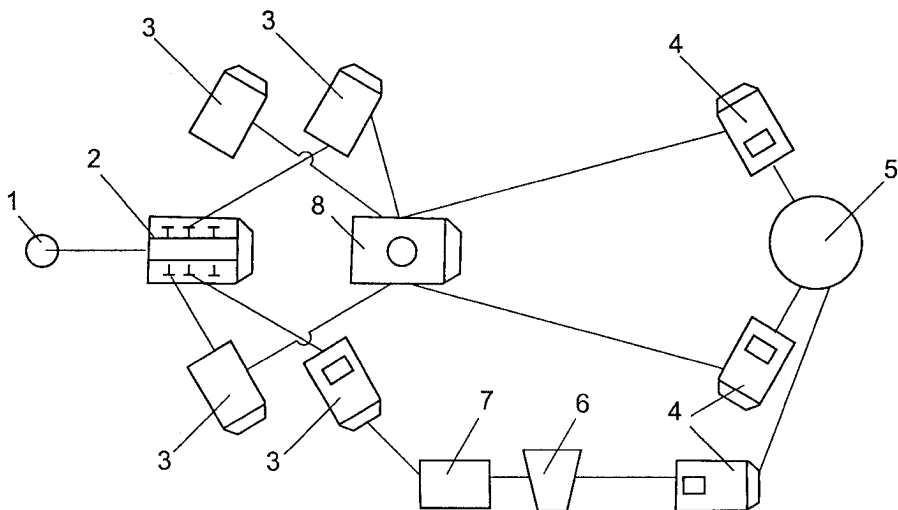


Рис. 6.62 – Схема обв'язування обладнання і агрегатів при запомповуванні піщано-магнієвої суміші і пом'якшувача: 1 – свердловина; 2 – блок маніфольдів ІБМ-700; 3 – насосний агрегат УНІ-630х100 (4АН-700); 4 – цементувальний агрегат УНІ-400х100 (ЦА-320); 5 – ємність із водою (амбар); 6 – гідрозмішувальне устаткування (цементувальна лійка); 7 – корито; 8 – піскозмішувальний агрегат УСП-50

Порядок проведення технологічного процесу наступний: приготування водної суспензії АСМГ і піщано-магнієвої суміші; запомповування суспензії в тріщини пласта; роботи із запомповування водонафтової емульсії (за необхідності).

Практична реалізація технології обмеження водопритливів у свердловини із зменшенням залишкової проникності тріщин на основі використання дисперсних систем здійснюється за допомогою технічних засобів, які комплектуються із типового обладнання, що застосовується при гідравлічному розриві пласта і цементуванні свердловин, у т. ч. насосних устатковань УНІ-630х700 Н (4АН-700) і ЦА-320М (УНІ-400х160).

Перед проведенням технології опресовують наземне і підземне обладнання півторакратним тиском від очікуваного робочого тиску.

У піскозмішувальний агрегат УСП-50 завантажують піщано-магнієву суміш, яку на воді з його допомогою насосними агрегатами запомповують у свердловину. Цементувальними чи насосними агрегатами подають воду із ємності на гідрозмішувальне устаткування, в яке засипають пом'якшувач. Запомповування піщано-магнієвої суміші і пом'якшувача здійснюється двома паралельними потоками. Концентрація суспензії пом'якшувача регулюється подаванням пом'якшувача у ліжку гідрозмішувального пристрою. Із корита суспензія пом'якшувача відбирається насосними агрегатами і через блок маніфольдів запомповується у свердловину.

Запомповування рідини розриву, суспензії і протискувальної рідини (в об'ємі поверхневих комунікацій, НКТ і стовбура свердловини нижче башмака НКТ) здійснюють при максимально можливій продуктивності насосів (відповідно при робочому тиску) з метою глибшого введення тампонажної суміші в розкриті тріщини (за тиску на 4,2 МПа більше від тиску розкриття тріщин).

Закривають свердловину на 48-96 годин для протікання реакції гідролізу магнію.

За необхідності у випадку використання пом'якшувача (або структуроутворювача) в пласт запомповують 20% водонафтову емульсію із розрахунку 10 л на 1 кг запомпованого пом'якшувача за вибірних тисків запомповування менше від тиску розкриття тріщин, щоб не допустити розкриття тріщин.

При виконанні завершальних робіт необхідно: 1) виконати демонтаж наземного і допоміжного обладнання, витягнути пакер; 2) провести відбивання вибою; у випадку утворення вибійного корка промити свердловину до попереднього вибою; 3) опустити експлуатаційне обладнання, обв'язати гирло і освоїти свердловину; 4) виконати роботи з вимірювання дебіту і обводненості.

Технологічні режимні параметри запомповування дисперсної системи визначаються за методикою проектування гідравлічного розриву пласта.

Кількість піску беруть із досвіду здійснення гідравлічного розриву із закріпленням тріщин піском на даному родовищі (або на аналогічних родовищах).

Кількість гранульованого магнію в суміші із піском визначають за формулою:

$$G_m = G_n \frac{\varphi}{\psi_n (1 - \varphi)}, \quad (6.115)$$

де  $G_m$  – кількість гранульованого магнію, кг;  $G_n$  – кількість піску, кг;  $\psi_n$  – коефіцієнт, що враховує втрату маси магнію під час його запомповування із поверхні в пласт за рахунок гідролізу (при використанні води  $\psi_n = 0,96-0,88$ );  $\varphi$  – масова частка магнію в суміші (рекомендується брати  $\varphi = 0,15$  за наявності стискного навантаження на тріщину і  $\varphi = 0,2$  за його відсутності).

Кількість дисперсного матеріалу – гранульованого асфальтено-смолистого пом'якшувача (або бітумного структуроутворювача, або поліетилену), визначають за формулою:

$$G_d = 0,3 \left( \frac{G_m}{\rho_{mk}} + \frac{G_n}{\rho_{nk}} \right) \rho_{dk}, \quad (6.116)$$

де  $G_d$  – кількість дисперсного матеріалу, кг;  $\rho_{mk}$ ,  $\rho_{nk}$ ,  $\rho_{dk}$  – позірні густини відповідно магнію ( $860 \text{ кг/м}^3$ ), піску ( $1650 \text{ кг/м}^3$ ) і дисперсного матеріалу (пом'якшувача –  $1040 \text{ кг/м}^3$ ; структуроутворювача –  $1030 \text{ кг/м}^3$ ; поліетилену –  $500-600 \text{ кг/м}^3$ ).

### Вимоги з безпеки робіт і охорони довкілля

При реалізації технологічного процесу за схемою ГРП із використанням пом'якшувача, гранульованого магнію і піску необхідно керуватися чинними правилами [441] (див. також главу 9).

Роботи на свердловині повинні виконуватись під керівництвом інженерно-технічного працівника за планом, затвердженим головним інженером.

Відповідальний за виконання робіт перед їх початком повинен ознайомити зайнятих робітників із загальним планом і послідовністю проведення процесу, чітко визначити їх обов'язки і дати інструктаж згідно із правилами техніки безпеки.

Якщо при запомповуванні матеріалів тиск може виявитись вищим від допустимого тиску для експлуатаційної колони, то слід попередньо провести пакування колони.



Місця встановлення агрегатів повинні бути підготовлені і звільнені від сторонніх предметів.

На гирловій арматурі або на нагнітальних лініях повинні бути встановлені зворотні клапани.

З метою вимірювання та реєстрації тиску при проведенні процесу до гирлової арматури повинні бути під'єднані манометри, винесені на безпечну відстань.

Після закінчення обв'язки гирла свердловини перед запомповуванням дисперсних систем слід опресувати нагнітальні трубопроводи на півторакратний тиск від розрахункового максимального тиску.

У ході запомповування суспензії необхідно спостерігати за гирловим тиском запомповування і не допускати перевищення його над розрахунковим максимальним тиском.

Демонтаж свердловинного обладнання слід починати після зниження гирлового тиску.

Необхідно передбачити можливість прояву свердловини, тобто виходу нафти і газу при її розгерметизації.

Пом'якшувач слід транспортувати вантажними автомобілями, накривши брезентом. Його необхідно зберігати в закритих сухих складських приміщеннях при температурі не вище 35°C, а мішки штабелювати щільною упаковкою висотою не більше 15 ярусів. Пом'якшувач не є самозаймистим матеріалом (температура спалаху у відкритому тиглі 300°C). У випадку загорання необхідно використовувати наступні засоби пожежегасіння: воду, пісок, піну, водяну пару. Гранульований асфальтено-смолистий пом'якшувач не є токсичною речовиною (згідно із ТУ 38 УССР 201-193-78).

Структуроутворювач бітумний Х-1 відноситься до 4-го класу небезпеки (за ГОСТ 12.1.007-76). Гранична, допустима концентрація парів (летких вуглеводнів) становить 0,3 г/м<sup>3</sup>. Для захисту органів дихання у випадку загазованості повітря у складському приміщенні парами (леткими вуглеводнями) рекомендується використовувати фільтруючий протигаз марки „А”. Структуроутворювач Х-1 є твердою горючою речовиною із мінімальною температурою спалахування 368°C. У приміщеннях забороняється використовувати відкритий вогонь. При загоранні невеликої кількості бітумного структуроутворювача використовують засоби пожежегасіння: пісок, повсть, спеціальні порошки або пінний вогнегасник.

Поліетилен при кімнатній температурі не виділяє у довкілля токсичних речовин і не чинить при безпосередньому контактуванні впливу на організм людини. Робота з ним не потребує особливих застережних заходів. При роботі із порошкоподібним поліетиленом необхідно використовувати засоби індивідуального захисту органів дихання (респіратор універсальний РУ-

60М та інш.). Поліетилен низького тиску – горючий матеріал. Температура спалахування аерозолію не менше 280°C, температура самозаймання 340-352°C. Поліетилен транспортують усіма видами транспорту у відкритих транспортних засобах у відповідності із правилами перевезення вантажів, що діють щодо даного виду транспорту. Поліетилен зберігають у закритому приміщенні, що виключає можливість потрапляння прямих сонячних променів, на відстані не менше 1 м від нагрівальних пристроїв.

Гранульований магній, упакований в барабани, транспортується залізничним або автомобільним транспортом у критих транспортних засобах у відповідності із правилами перевезення вантажів, що діють щодо даного виду транспорту. Гранульований магній, упакований в барабани і бочки, з метою уникнення злежування повинен зберігатися в сухих закритих складських приміщеннях. Зберігання гранульованого магнію разом із кислотами, лугами і легкозаймистими речовинами забороняється.

### Приклади реалізації

Роботи з ізоляції водопритливів у свердловині із зменшенням залишкової проникності тріщин виконано на свердловинах №№282-Д, 281-Д, 353-Д, 708-Д, 712-Д (НГВУ „Долинанафтогаз”).

Як приклад, розглянемо виконання робіт на *свердловині №282-Д*. Геолого-технічні дані свердловини такі: пробурений вибій знаходиться на глибині 3020 м, штучний вибій – на глибині 2715 м; експлуатаційна колона діаметром 146 мм зацементована до гирла; інтервал перфорації знаходиться на глибині 2720-2514 м; середньодобовий дебіт нафти становить 1,4 т/доб., рідини – 42,5 т/доб., обводненість продукції – 96,8%.

З метою підвищення ефективності обмеження припливу води в привибійній зоні пласта за рахунок зменшення залишкової проникливості обводнених тріщин планувалось запомповування піщано-магнієвої суміші і пом'якшувача. Роботи проводили із застосуванням пакера, який був опущений на глибину 2480 м і опресований тиском 45 МПа. У привибійну зону пласта запомпували 2,8 т піску, 0,7 т магнію і 1,5 т пом'якшувача. Середня концентрація піщано-магнієвої суміші у воді становила 20 кг/м<sup>3</sup>, пом'якшувача – 26 кг/м<sup>3</sup>. Тиск запомповування змінювався в межах від 20 до 36 МПа. Потім свердловину залишили на 48 годин для реагування, після цього свердловину освоїли.

У результаті виконаних робіт в 1991 р. додатковий видобуток нафти становив 811,7 т, а в 1992 р. ефект по свердловині продовжувався і за 10 місяців додатковий видобуток нафти становив 973,1 т. Свердловина продовжувала працювати ефективно.

Водоізоляційні роботи за даним способом виконано також на газліфтній *свердловині №228-Гвізд* (НГВУ „Надвірнанафтогаз”). Геолого-

технічні дані свердловини такі: пробурений вибій знаходиться на глибині 2100 м, штучний вибій – на глибині 1935 м; експлуатаційна колона діаметром 146 мм зацементована в інтервалі 2100-157 м і опресована тиском 30 МПа (24.09.87 р.); інтервал перфорації знаходиться на глибині 1873-2054 м; середній дебіт нафти становить 3,7 т/добу, рідини – 108 т/добу, обводненість продукції – 95,7%.

З метою підвищення ефективності обмеження припливу води у привибійній зоні пласта за рахунок зменшення залишкової проникності тріщин виконано роботи із запомпювання піщано-магнієвої суміші і структуроутворювача Х-1. Роботи виконано на свердловині 25.12.1992 р. в такій послідовності: а) підняли колону насосно-компресорних труб і прошаблонували експлуатаційну колону шаблоном діаметром 118 мм довжиною 2 м до глибини 1900 м; б) провели відбивання вибою свердловини і промили її; в) опустили пакер ПВС-5-500 на глибину 1850 м і опресували його тиском 30 МПа в колоні НКТ при відкритому затрубному просторі; г) провели обв'язку техніки і агрегатів із гирлом свердловини та опресували нагнітальні лінії тиском 40 МПа; ґ) за допомогою цементувальної лійки запомпували 2,3 т піску, 0,1 т гранульованого магнію (попередньо завантажених у піскозмішувач) і 1 т структуроутворювача Х-1 концентрацією 30 кг/м<sup>3</sup> при тиску 30 МПа; д) після запомпювання дисперсних систем без зупинки процесу запомпували 7 м<sup>3</sup> протискувальної рідини і залишили свердловину на 48 годин для реагування; е) після закінчення робіт підняли пакер, промили свердловину до попереднього вибою і пустили свердловину в роботу.

У результаті виконаних робіт за 10 місяців 1993 р. додатковий видобуток нафти становив 283,9 т, обводненість продукції знизилась з 95,7% до 88,3%. Середньодобовий видобуток нафти після виконання робіт протягом 10 місяців становив 4,53 т/добу, тобто середньодобовий дебіт нафти зріс у 1,29 рази. Свердловина продовжувала працювати ефективно.

### ***6.12.8 Технологія створення водоізоляційного моста у стовбурі свердловини***

Технологія призначена для відсікання нижніх обводнених інтервалів нафтового пласта в порівняно малодобітних свердловинах шляхом намивання через затрубний простір необхідної кількості гранул магнію або суміші магнію та піску на вибій свердловини і створення умов для осідання частинок у стовбурі нижче башмака піднімальних труб та проходження реакції гідролізу. Особливістю даної технології є те, що доставка гранул магнію на вибій свердловини здійснюється крізь висхідний потік свердловинної рідини [216, 279].

Технологія може бути реалізованою як у свердловині, котра працює (рис. 6.63) (вважаємо що тільки із надзвичайно малим, практично нульо-

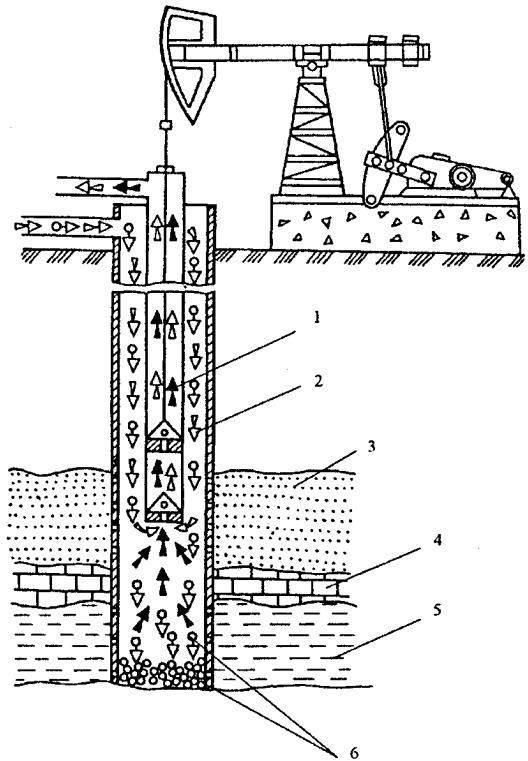


Рис. 6.63 – Схема створення водоізоляційного моста у працюючій свердловині з використанням гранульованого магнію: 1 – пластова рідина; 2 – рідина-носій; 3 – нафтонасичений пласт; 4 – непроникна перемичка; 5 – обводнений пласт; 6 – гранули магнію

вим дебітом), так і в тимчасово зупиненій свердловині (див. застереження щодо дебіту в § 6.12.2), без необхідності залучення бригади капітального ремонту і виконання спуско-підймальних операцій (див. § 6.10.7).

У свердловину запомповують розрахункову кількість гранульованого магнію в рідині-носії. При взаємодії гранульованого магнію з водою на вибої свердловини утворюється закупорювальний осад гідроксиду магнію і формується ізоляційна структура (щодо проникності такого корка та умов його існування див. вище § 6.12.2). За необхідності можна використовувати наповнювачі, прискорювачі, сповільнювачі утворення ізоляційної структури.

Проектування технологічних параметрів процесу передбачає вибір об'єктів; визначення необхідної кількості піску і магнію; встановлення режимних параметрів процесу з урахуванням швидкості висхідного потоку рідини у стовбурі свердловини, щоб забезпечити можливість осідання на вибій гранул магнію і частинок піску.

Для здійснення даного технологічного процесу використовується стандартне нафтопромислове обладнання (насосні і піскозмішувальні устаткування).

За схемою виконання робіт без спуско-піднімальних операцій доставка у свердловину гранул магнію або їх суміші з піском здійснюється при вибійному тиску, меншому за пластовий. Такі умови мають місце в працюючих фонтанних або насосних свердловинах, коли піднімач спроможний подавати на поверхню рідину-носії та пластову рідину. Критерієм реалізації схеми є перевищення швидкості падіння гранул за швидкість висхідного потоку рідини нижче башмака насосно-компресорних труб або входу в насос.

На лабораторному устаткованні вивчали процес намивання зернистих матеріалів у свердловину і визначали швидкості винесення піску, магнію і піщано-магнієвої суміші висхідним потоком рідини (пластова вода Долинського нафтового родовища). Масове співвідношення магнію і піску становило 0,015-0,50, а загальна концентрація твердих частинок у рідині-носії – 30-50 кг/м<sup>3</sup>. Встановлено, що середньозважена швидкість винесення частинок висхідним потоком води є дуже малою і становить усього 0,092 м/с.

Розрахунки витрат висхідного потоку рідини в трубному і затрубному просторах та в експлуатаційній колоні нижче башмака насосно-компресорних труб або входу в насос свідчать про необхідність тимчасової зупинки роботи піднімача для осідання гранул магнію на вибій і запобігання їх надходження в піднімальні труби [216].

Для ущільнення і зміцнення ізолювальної структури на вибої свердловини автор рекомендує використати як відтискувальну рідину глинистий розчин (відбуваються його зневоднення та активна коагуляція гідроксидом магнію) [273], але при цьому, на нашу думку, втрачається перевага гранульованих матеріалів для водоізоляції і забруднюється продуктивний пласт.

Технологію створення відтинаючих мостів впроваджено на 47 свердловинах 15 нафтових родовищ України. Додатково видобуто 27553 тонн нафти та ізолювано 70151 м<sup>3</sup> пластової води. Ефект обмеження води по ряду свердловин тривав понад 5-6 років і навіть наступне виконання в них кислотних оброблень не призводило до зростання обводненості. Застосування технології дало змогу підвищити ефективність водоізоляційних робіт із створення вибійних мостів до 88%; зменшити обводненість продукції на 64%; збільшити дебіт свердловин по нафті на 61%.

### ***6.12.9 Технологія ізоляції заколонних перетікань магнітоактивними дисперсними системами***

Технологія ізоляції заколонних перетікань із використанням магнітоактивних дисперсних систем базується на здатності частинок магнітоактивної речовини під впливом створеного ними магнітного поля набувати стану впорядкованої системи в ізолювальному розчині. Така система

агрегує та загущує ізоляційний розчин за рахунок виникнення довгих ланцюжків у вигляді своєрідних „джгутів” із дисперсних частинок [493].

*Ізоляційний розчин* являє собою дисперсну систему, яка містить глинопорошок, водний розчин поліакриламід з додатками поверхнево-активної речовини та магнітоактивні речовини. Поліакриламід використовується як флокулянт, котрий перешкоджає седиментації частинок дисперсної фази (магнітоактивних речовин), а поверхнево-активна речовина – як стабілізатор стійкості суспензії магнітоактивних речовин у водному розчині поліакриламід. Магнітоактивною речовиною слугує залістий обважнювач, який використовується для обважнення промивних рідин (глинистих розчинів).

*Технологічний процес* реалізується в такій послідовності. На гирлі свердловини готують суспензію тампонажного матеріалу з магнітоактивними речовинами. Обв’язують гирло свердловини та запомповують у привибійну зону і заколонний простір тампонажний розчин. Після запомповування свердловину пускають у роботу.

Технологія була *апробована* на свердловинах Варйоганського родовища (Західний Сибір, Росія) та родовища Бохот (Болгарія). Результати робіт подано в табл. 6.45.

*Таблиця 6.45* – Результати випробувань технології ізоляції заколонних перетікань із використанням магнітоактивних речовин

Родовище	№ свердловини	Дебіт нафти, т/добу		Обводненість, %	
		До оброблення	Після оброблення	До оброблення	Після оброблення
Варйоганське	2899	-	5,0	100,0	-
Варйоганське	5012	-	10,0	100,0	50,0
Варйоганське	5487	-	5,0	100,0	-
Варйоганське	6180	-	15,0	100,0	-
Бохот	1	-	12,0	100,0	8,0

#### ***6.12.10* Технологія поінтервального тампонування продуктивного пласта з використанням поліетилену і відходів його виробництва та високоокисленого бітуму**

Технологія призначена для селективної ізоляції припливу пластової води із обводнених зон без зниження проникності продуктивних зон пласта, а також для інтенсифікації припливів нафти у свердловину, що досягається шляхом підвищення охоплення продуктивної частини пласта дренаванням (приєднання нових інтервалів) або шляхом збільшення проникності продуктивних зон пласта (хімічне оброблення тощо) [165].

Технологія базується на використанні *поліолефінів* – поліетилену низького тиску (ПНТ), відходів виробництва полімеру промрозчинного

поток (ППП), поліетилену бензинового потоку (ПБП), а також відходів товарного продукту. Вони відносяться до класу термопластичних полімерів, розчиняються у вуглеводневих рідинах, особливо при температурах рівних або вище температури їх плавлення і практично нейтральні відносно пластових вод і різних кислот (див. § 2.5.3, том 1).

*Суть технології* процесу полягає в приготуванні суспензії, запомпуюванні у свердловину, протискуванні в привибійну зону, за необхідності в поінтервальному кислотному обробленні та плавному введенні свердловини в експлуатацію. Як рідину-носії використовували нафту, а протискування здійснювали нафтою або водою в залежності від типу полімеру і пластової температури. Кількість ізоляційного матеріалу на одне оброблення становило 30-170 кг.

*Перед проведенням оброблення* свердловину досліджують на приплив із визначенням обводненості та вмісту мехдомішок, а також знімають профіль припливу (поглинання) глибинним витратоміром і термограму глибинним термометром. Випробовують свердловину на приймальність нагнітанням рідини в пласт на різних режимах із визначенням тиску гідророзриву пласта. Ці дані використовують для проектування підготовчих робіт і процесу оброблення.

Перед обробленням для забезпечення чистоти вибою свердловину промивають до тих пір, поки з вибою не почне надходити чиста промивна рідина. Рідина для промивання вибирається в залежності від конкретних умов, вона не повинна призводити до зниження продуктивності свердловини.

Для очищення поверхні фільтра свердловини від забруднювальних матеріалів (цементної або глинистої кірки, осаду продуктів корозії і т. п.) вибій обробляють сумішшю соляної і плавикової кислот – грязевою кислотою. При цьому очищується від забруднювальних матеріалів і поверхня підземного обладнання свердловини. Грязева кислота містить у своєму складі 12-13 % соляної і 2-3 % плавикової кислот. Під час такого оброблення розчин грязевої кислоти протискують у пласт (3-5 м<sup>3</sup>) або залишають у свердловині в інтервалі розкритої частини пласта (кислотна ванна) протягом 20-30 хв., а відтак видаляють із пласта шляхом дренажування. Захист від корозії підземного обладнання при виконанні цієї операції проводиться так само, як і при обробленні солянокислотними розчинами. За певних умов (якісне кріплення свердловини, стійкість порід пласта і т. д.) здійснюється діяння на пласт методом змінних тисків (МЗТ). Завершальним етапом підготовчих робіт є повторне проведення досліджень свердловини.

*Технологія процесу* може змінюватися в залежності від мети оброблення: селективна ізоляція припливу пластової води або регулювання

профілю припливу нафти з продуктивних зон. У випадку ізоляції припливу води роботи з діяння на продуктивні пласта можуть не виконуватися. У разі необхідності поінтервального оброблення пласта з метою інтенсифікації та вирівнювання профілю припливу нафти проводиться діяння на низькопроникні зони пласта після попередньої тимчасової ізоляції високопроникних нафтонасичених зон. Цей процес може повторюватися багаторазово.

*Проектування процесу* полягає у виборі полімеру і рідини-носія, визначенні кількості полімеру та його фракційного складу, концентрації полімеру, а також в обґрунтуванні режиму нагнітання та протискування пульпи в пласт і нагнітання робочої рідини (кислоти).

Під час проектування процесу особливу увагу слід звернути на вибір полімеру в залежності від температури. Рекомендується для ізоляції припливів пластової води використовувати полімери за наступних температур: ПБП – до 100, ППП – 115-120, ПНТ – до 120-125°C. При проведенні поінтервального оброблення у чисто нафтових свердловинах ці полімери можна використовувати і за вищих температур. У такому випадку безпосередньо перед ізоляцією (перед запомповуванням пульпи) об'єкт, який підлягає ізоляції, охолоджують до температури на 5-15°C нижче температури плавлення полімеру, котрий використовується.

Рекомендується використовувати полімери у вигляді частинок наступних розмірів: ППП і ПБП – 0,5-20 мм, ПНТ – у вигляді порошку або гранул діаметром до 2,5 мм. Рідиною-носієм служать вода, нафта. Слід відмітити, що використання води ускладнює отримання однорідної за складом пульпи з високим вмістом полімеру і наступне нагнітання її у свердловину внаслідок великої різниці між густинами полімеру і рідини-носія. З цієї точки зору найефективнішим є використання рідин з густиною менше 1000 кг/м<sup>3</sup>, тобто вуглеводневих рідин. Підбір вуглеводневої рідини, яка використовується як рідина-носіє, проводиться з умови найменшої розчинності полімеру в цій рідині в процесі оброблення. Під час оброблення в обводнених свердловинах нагнітання пульпи на основі нафти необхідно проводити окремими порціями, між якими запомповується вода з ПАР, наприклад, ОП-10 в концентрації 0,050-0,075 %. Це забезпечує видалення нафти з ізоляційної перегородки, котра утворюється в пласті.

Кількість полімерів підбирається на основі дослідних даних. Можна використовувати полімери в кількості до 10-20 кг на 1 м розкритої товщини пласта за концентрації полімеру в рідині-носії – 150-200 кг/м<sup>3</sup>.

Процес *приготування пульпи* полягає в наступному (рис. 6.64). Ємність місткістю 2-3 м<sup>3</sup> наповнюють рідиною-носієм. Полімер вводять у рідину-носіє окремими порціями в процесі неперервного її перемішування насосним агрегатом. Пульпу перемішують до досягнення



рівномірного розподілу частинок в об'ємі і відтак при неперервному перемішуванні подають другим насосним агрегатом у свердловину. Перед нагнітанням пульпи у свердловину затрубний простір заповнюють водою або розгазованою нафтою.

*Нагнітання пульпи* в пласт здійснюють за максимальної продуктивності насосних агрегатів. Доцільно нагнітання проводити за тисків, які рівні або перевищують тиск гідророзриву пласта.

У процесі оброблення необхідно ретельно реєструвати продуктивність насосних агрегатів при нагнітанні пульпи, протискувальної рідини і кислоти в пласт, а також зміну гирлових тисків.

*Протискування пульпи* в пласт здійснюють водою до моменту настання стабілізації тиску нагнітання.

Якщо після протискування в пласт значина тиску нагнітання зростає вище допустимої величини, то процес призупиняють і пульпу, котра залишилася, видаляють зі свердловини зворотним промиванням за мінімальної депресії тиску на пласт.

Якщо оброблення проводилося з метою ізоляції припливу пластової води, то наступне освоєння свердловини здійснюють шляхом плавного запускання свердловини з поступовим переходом на оптимальний технологічний режим роботи. Безводні свердловини пускають у роботу з оптимальними дебітами.

Після пуску свердловини проводять дослідження на приплив з відбиранням проб рідини для визначення значини обводненості, вмісту частинок полімерів та інших мехдомішок. Після збігу часу, необхідного для досягнення усталеного дебіту, знімають профіль припливу глибинним витратоміром і термограму глибинним термометром.

Розглянемо *приклад реалізації* технологічної схеми поінтервального оброблення пласта з використанням ППП у свердловині, яка розкрила верхньокрейдові тріщинуваті породи покладу родовища Малгобек-Возне-

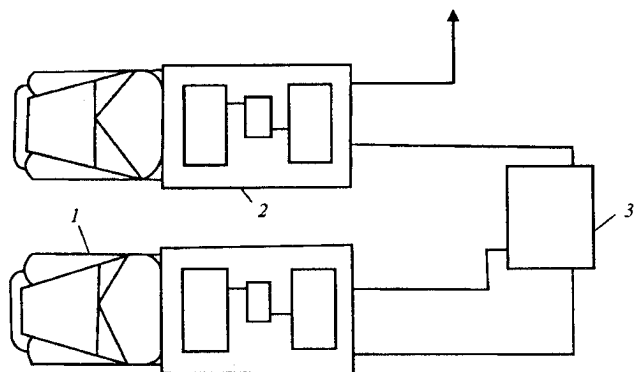


Рис. 6.64 – Технологічна схема приготування пульпи поліетилену: 1 – агрегат, який перемішує пульпу; 2 – агрегат, який нагнітає пульпу у свердловину; 3 – змішувальна ємність

сенське. Експлуатаційна колона розміром 168x144 мм опущена до глибини 2628 м; максимально допустимий тиск на колону 25 МПа; в інтервалі 2628-2558 м – відкритий стовбур; насосно-компресорні труби опущено до глибини 2628 м; пластова температура 115°C. Обводненість продукції свердловини 60%.

За даними дослідження свердловини глибинним витратоміром встановлено, що рідина надходить в основному з інтервалів 2658-2652 та 2628-2632 м, решта частини розкритої товщини пласта не дренується.

За даними гідродинамічних досліджень гідророзрив пласта відбувається за продуктивності 0,9 м<sup>3</sup>/хв. (тиск нагнітання 16 МПа); при цьому відмічається збільшення приймальності в основному в інтервалах 2658-2652 та 2628-2632 м (рис. 6.65, а).

Метою оброблення є ізоляція припливу пластової води (інтервал 2658-2652 м) і солянокислотне оброблення в інтервалі 2652-2632 м.

Для забезпечення діяння соляної кислоти в інтервалі 2652-2632 м проводиться ізоляція інтервалу 2628-2632 м із використанням ППП у вигляді частинок розмірами від 1 до 20 мм. За результатами раніше проведених оброблень встановлено, що оптимальна концентрація частинок ППП у рідині-носії становить 200 кг/м<sup>3</sup>. Як рідина-носії використовується важка нафта карагано-чокракських відкладів густиною 900 кг/м<sup>3</sup>. Лабораторними дослідженнями встановлено, що розчинення ППП у цій нафті за період оброблення є незначним.

Процес поінтервального оброблення пласта здійснили у такій послідовності:

1. Провели охолодження привибійної зони до температури 100 °С шляхом запомповування в пласт води. Для цього пропомповували воду з витратою 0,6 м<sup>3</sup>/хв. протягом 0,5 год. (можна з витратою 0,2 м<sup>3</sup>/хв. протягом 3 год.) (рис. 6.66).

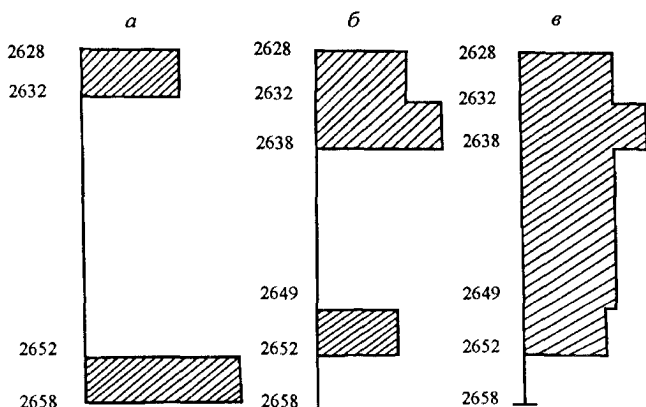
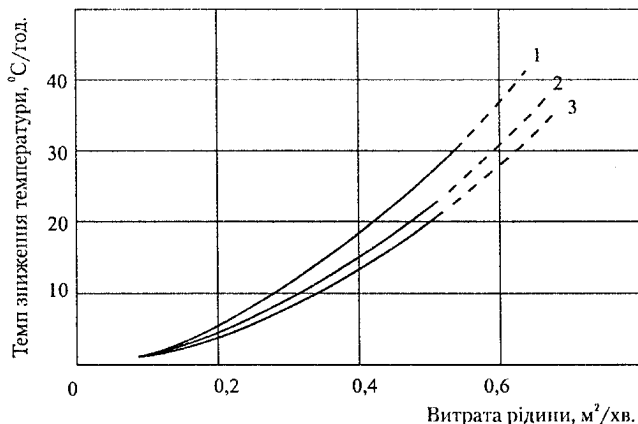


Рис. 6.65 – Профіль припливу, знятий глибинним витратоміром: а – до оброблення; б – після першого оброблення; в – після другого оброблення.

Рис. 6.66 – Залежність темпу зниження температури у свердловині від витрати нагнітання води в пласт:  
 1 – глибина 2500 м;  
 2 – глибина 3000 м;  
 3 – глибина 3500 м



2. Приготували пульпу з важкої нафти і частинок ППП концентрацією 200 кг/м³ (300 кг ППП і 1,5 м³ нафти).

3. Пульпу нагнітали в пласт з витратою 1 м³/хв. Нагнітання пульпи проводили двома порціями по 0,75 м³, між якими запомпували 1 м³ води, що містить 0,075% ОП-10. Після повного затискування пульпи в пласт тиск нагнітання зріс з 16 до 22 МПа.

4. Провели солянокислотне оброблення пласта: 5 м³ 30 % соляної кислоти з інгібітором В-2 нагнітали з витратою 0,4 м³/хв. (тиск нагнітання 12 МПа).

5. Здійснили плавне запускання свердловини в роботу (початкова депресія тиску на пласт не більше 1,0 МПа) з одночасним дослідженням свердловини на приплив і проведенням вибірних гідродинамічних і термометричних досліджень. За даними цих досліджень встановлено, що в результаті оброблення досягнуто повної ізоляції припливу води з інтервалу 2652-2658 м; інтервал припливу нафти значно розширено, не дренується лише інтервал 2638-2649 м (див. рис. 6.65, б).

6. Провели повторне оброблення, у результаті якого отримано приплив практично з усієї нафтонасиченої товщини пласта (див. рис. 6.65, в).

Аналогічні роботи виконували в мезозойських свердловинах різних родовищ Північного Кавказу, приурочених до карбонатних тріщинуватих відкладів. Глибина свердловин була до 4500 м, пластова температура 80-170°C, розкрита товщина пласта 3-75 м, обводненість 20-99%, дебіти рідини від 2-3 т/доб. до декількох сотень тонн. За даними по 77 обробленнях поліолефінами успішність становила 50-82% (в середньому 60%), із розрахунку на одне оброблення питомий додатковий видобуток нафти – 230-4600 т, питоме обмеження води – 80-4900 м³. Використання поліолефінів виявилось найдоцільнішим при температурах 80-130°C (за

менших температур спостерігається мала розчинність поліолефінів в пластовій нафті, а за великих – вони переходять у розплав).

Спостерігалось винесення полімерів із пласта при введенні свердловин у експлуатацію. Для стабілізації ізолювальних перегородок використовували речовини, що кристалізуються у водному середовищі, наприклад, *напівводний сірчаноокислий кальцій*, який при контактуванні із пластовою водою утворює структуровану в'язку систему і відтак твердне з утворенням кам'яноподібної маси.

Разом із полімерами використовували і *високоокислений бітум* (ВОб) марки Х-1.

Ізоляцію водоприпливів із використанням високоокисленого бітуму марки Х-1 і рубраксу Б в умовах високих (180-190°C) пластових температур проводили на мезозойських свердловинах родовищ Старогрозненське, Малгобек-Вознесенське, Ахлово, Заманкул, Ельдорадово, Драгуни, Карабулак-Ачалуки і Беной. Пластові температури становили 75-170°C, товщини пластів – 2-190 м, глибини свердловин – 2000-4500 м, обводненості перед обробленням – 30-100% (у більшості випадків понад 80%), дебіти нафти – 0,1-25 т/добу; тиски сягали 60 МПа.

Технологія оброблень полягала в наступному: приготування суспензії ізоляційного матеріалу в рідині-носії, запомповування у свердловину, протискування в пласт і пуск свердловини в експлуатацію на оптимальному технологічному режимі. За необхідності після ізоляції обводнених зон здійснювали хімічне поінтервальне діяння на низькопроникні зони пласта із використанням кислотних розчинів або бутилбензолної фракції (ББФР). Запомповування їх проходило при тиску нижче або рівному тискам в процесі запомповування ВОб.

За високої поглинальної здатності об'єкта оброблення (до 40%) до ізоляційної суміші додавали полімер промрозчинного потоку (ППП) з метою забезпечення блокування високопроникних зон пласта. Фракційний склад ВОб змінювали від 0,01 до 2 мм. Кількість ізоляційного матеріалу становила 30-100 кг на 1 пог. м розкритої товщини пласта. Концентрація його у рідині-носії дорівнювала 150-200 кг/м<sup>3</sup>. Як рідину-носії в залежності від пластової температури використовували нафту або водні розчини лігносульфатів (КССБ) концентрацією 2,5-3%.

Основний об'єм оброблень ВОб припадав на свердловини, обводнені пластовою водою, а на родовищах Драгунське і Заманкульське також виконували роботи з усунення заколонних перетікань та ізоляції припливів вод із інших стратиграфічних горизонтів. За даними по 75 обробленнях успішність становила 67-73%, із розрахунку на одне оброблення приріст видобутку нафти становив 638-1638 т, обмеження відбору води – 220-4732 т. Після більшості оброблень ВОб обводненість зменшувалась аж до

повного припинення надходження води у свердловину при збереженні або навіть збільшенні (в 1,2-7 разів) дебітів нафти.

Розглянемо *приклад* оброблень з використанням ВОБ і ППП.

По *свердловині №75* баремського покладу Заманкульського родовища обводненість становила 80% при дебіті нафти 4 т/добу і пластовій температурі 148°C. За термопрофілями встановлено заколонне перетікання із глибини 3675 м (інтервал перфорації 3687-3704 м). Запомпували 1000 кг ВОБ на 3% водному розчині КССБ. У процесі протискування ВОБ у пласт приймальність значно зменшилась і тиск нагнітання зріс із 7 до 17 МПа. Під час пускання свердловини в роботу приплив був відсутнім. Промили свердловину 16 м<sup>3</sup> нафти і запомпували 5 м<sup>3</sup> ББФР в пласт (з метою розчинення ВОБ) за тиску 18-20 МПа. Після зупинки насосного агрегату тиск швидко знизився до 6-7 МПа. У результаті отримано дебіт 24 т/добу безводної нафти; ефект від оброблення тривав понад 3 роки.

*Свердловина №48* склепінної частини верхньокрейдового покладу Брагунського родовища мала початковий дебіт 1450 т/добу безводної нафти. Через нетривалий час появилась вода і на момент оброблення обводненість становила 30%. У НКТ наявними були відклади асфальто-смолистих речовин, тому перед ізоляцією їх обробили бутилбензольною фракцією. Для водоізоляції використали суміш ВОБ і ППП (розмір частинок 5-20 мм). Суспензії ВОБ і ППП готували окремо в змішувальних ємностях. Кількість ППП становила 300 кг, ВОБ – 2100 кг при концентрації ППП 100 кг/м<sup>3</sup> у важкій нафті і ВОБ 210 кг/м<sup>3</sup> в 3% водному розчині КССБ. У свердловину послідовно запомпували суспензію ППП, 1 м<sup>3</sup> розчину сульфанола і суспензію ВОБ. Спостерігалось незначне (на 2-3 МПа) зростання тиску. Зразу ж після оброблення свердловина працювала практично із тими ж технологічними параметрами, що й до оброблення. Через місяць свердловина вже стала подавати безводну нафту із дебітом 162 т/добу. Через 3 місяці знову появилась вода (вміст її у 3 рази був меншим). Тривалість ефекту становила 210 діб. Винесення ізолювального матеріалу не спостерігалось, хоч пластова температура (167°C) є більшою температури розм'якшення його (для ВОБ – 162°C).

*Свердловина №34* верхньокрейдового покладу родовища Беной мала обводненість 83% при дебіті 61 тис. м<sup>3</sup>/місяць, дебіт води становив 300 м<sup>3</sup>/місяць, пластова температура – 138°C. Запомпували на нафті 1000 кг ВОБ. Досягнуто повної ізоляції води.

Нагнітальну *свердловину №74-Ельдарово* з метою збільшення приймальності неоднократно обробляли соляною кислотою і гідрофобною кислотною емульсією, що виявлялось неефективним або призводило до незначного короткотривалого ефекту. Термометрією встановлено, що

вода поглинається вищезалеглим горизонтом (над фільтром). Запомпували 500 кг ППП на нафті в об'ємі 8 м<sup>3</sup>, відтак 27% соляну кислоту в об'ємі 12 м<sup>3</sup>, 50 м<sup>3</sup> нафти для розчинення полімерів і після відновлення пластової (160°C) температури (через 72 год.) відновили нагнітання води. Приймальність свердловини збільшилась у 2 рази, а температура аномалії в місці поглинання зменшилась з 6 до 2°C.

*Свердловину №87-Ельдарово* при капремонті з метою заміни пошкодженої ділянки експлуатаційної колони через низький пластовий тиск і високу поглинальну здатність тривалий час не вдавалось заглушити і встановити цементний міст. Тоді запомпували 1000 кг ВОБ і 300 кг ППП за тиску 10-20 МПа. У результаті приплив рідини припинився, а при опресуванні тиском 35 МПа приймальність була відсутньою (пластова температура 165°C). Відтак встановили цементний міст і виконали запланований капремонт, розбурили цементний міст і ввели свердловину в експлуатацію без виконання додаткових робіт (ВОБ і ППП розчинились у пластовій нафті).

#### ***6.12.11 Технологія ізоляції припливу пластової води із тріщинних колекторів нафтовою суспензією бентонітової глини***

Технологію розроблено стосовно до тріщинних колекторів із високою пластовою температурою, яка обмежує використання більшості хімреагентів (60-80°C).

Суспензія має такий склад (% мас.): бентонітова глина – 24-54; зневоднена нафта – 75-45 %; реагент АНП-2 – 1-2. Така суспензія є набагато стабільнішою від бентонітових суспензій, приготовлених на дизпальному, газі, газоконденсаті (за вмісту глини 175-1000 г/л швидкість осідання становить 1,0-0,15 см/хв.). Додавання реагенту АНП-2 знижує в'язкість суспензії, сприяє швидкому заміщенню нафти на воду (діє як ПАР), підвищує стабільність за рахунок кращого прояву відштовхувальних сил між від'ємно зарядженими частинками бентонітової глини.

*Технологія* передбачає виконання таких операцій:

1) приготування суспензії в окремій змішувальній ємності (3 м<sup>3</sup>) шляхом введення бентонітової глини до зневодненої нафти з додаванням АНП-2 за постійного перемішування з допомогою насосного агрегату через штуцер діаметром 10-12 мм;

2) запомповування суспензії в пласт порціями по 2,5-3 м<sup>3</sup> з підвищенням концентрації від 150 до 750 кг/м<sup>3</sup> аж до повного закупорювання пласта (відсутність приймальності) з розрахунку 250-350 кг бентонітової глини на 1 м перфорованої товщини;

3) видалення залишків суспензії і глини із свердловини зворотним промиванням;

4) витримування суспензії в пласті протягом 2-3 діб для утворення водоізоляційного бар'єра;

5) освоєння свердловини і, в разі потреби, здійснення солянокислотного оброблення.

### **6.12.12 Способи регулювання профілю приймальності води в пористих колекторах**

Регулювання профілю приймальності води в нагнітальних свердловинах і відповідно профілю припливу рідини та газу у видобувних свердловинах пов'язано з необхідністю підвищити охоплення пласта заводненням, усунути передчасні прориви води до видобувних свердловин. Як розглядалося вище, такі передчасні прориви води, в основному, мають місце в разі наявності значної проникнісної неоднорідності по товщині продуктивного розрізу і одночасної експлуатації декількох різнопроникних пластів. Внаслідок проривів води залишаються невироблені зони і ділянки пласта; за наявності прошарків із високою проникністю або високопровідних тріщин знижується охоплення пласта виробленням; витрачається енергія на непродуктивне запомповування і піднімання води на поверхню.

За результатами багатьох досліджень встановлено, що запомповування в нагнітальні свердловини вода найчастіше поглинається по товщині заводнюваного пласта дуже нерівномірно [37]. При цьому, як правило, більша частина нагнітальної води поглинається окремими інтервалами пласта малої товщини. При запомповуванні води через нагнітальну свердловину одночасно в декілька пластів вода поглинається лише деякими із них. Такі особливості поглинання води зумовлені неоднорідною будовою та умовами розробки продуктивних пластів і визначають характер вироблення останніх – випереджувальний рух нагнітальної води на великій відстані за простяганням пласта по найбільш проникних прошарках із обводненням сусідніх експлуатаційних свердловин задовго до повного вироблення покладу [37]. За таких умов роботи з регулювання запомповування води по товщині заводнюваних пластів є важливими в аспекті раціональної розробки нафтових родовищ.

Дослідженнями з вивчення профілів приймальності за допомогою глибинних дистанційних витратомірів РГД-3 і РГД-3А встановлено, що, наприклад, в умовах продуктивних пластів вугленосної товщі нижнього карбону Ново-Хазинської площі Арланського родовища (Башкортостан) запомповування в нагнітальні свердловини вода продуктивними пластами поглинається дуже нерівномірно. При спільному запомповуванні води в декілька пластів одночасно, як правило, вода поглинається лише частиною пластів (табл. 6.46), що зумовлено розмаїттям колекторських властивостей та умов розробки пластів (пластовий тиск, величина від-

бору і т. д.) і свідчить про низьку ефективність прийнятої системи спільної розробки їх. У більшості випадків запомповуванням охоплені пласти II і IV, що мають найкращі колекторські властивості (табл. 6.47) [37].

Результати досліджень нагнітальних свердловин глибинними витратомірами подано в табл. 6.48. Ці результати згруповано окремо за станом на початок 1967, 1968 і 1969 р.р. у залежності від тиску нагнітання води від кушових насосних станцій (КНС).

Таблиця 6.46 – Характеристика нерівномірності поглинання води пластами у свердловинах Арланського родовища

Кількість пластів, перфорованих в одній свердловині	Кількість свердловин					
	Досліджених	у т. ч. таких, у яких вода поглинається пластами				
		одним	двома	трьома	чотирма	п'ятьма
2	36	20	16	–	–	–
3	31	12	10	9	–	–
4	13	5	5	3	–	–
5	5	3	1	1	–	–

Таблиця 6.47 – Характеристика нерівномірності поглинання води окремими пластами у свердловинах Арланського родовища

Пласти	Кількість свердловин, у яких розкрито даний пласт	Кількість свердловин, у яких пласт поглинає воду
II	74	59
IV°	4	2
IV	25	14
V	67	31
VI°	22	2
VI	85	73

Такі дані дали змогу авторам досліджень зробити наступні висновки [37].

1. Середня приймальність нагнітальних свердловин із претбігом часу поступово збільшується. Серед причин цього явища, очевидно, основними є збільшення тиску нагнітання і поступове розширення зони заміщення нафти водою.

2. В умовах розробки продуктивних пластів Новохазинської площі понад 50% товщини, розкритої перфорацією, запомповуванням не охоплено.

Із ростом тиску нагнітання ступінь охоплення пласта запомповуванням підвищується, головним чином, внаслідок збільшення працюючої товщини пласта з приймальністю до 50 м<sup>3</sup>/(доб.·0,5 м). Ефект впливу збільшення тиску нагнітання на ступінь охоплення пласта запомповуванням поступово знижується (із роками).

Серед причин спостереженого зниження охоплення пласта запомповуванням є збільшення кількості нагнітальних свердловин, розташованих на ділянках родовища з гіршими колекторськими властивостями.



Таблиця 6.48 – Результати досліджень нагітальних свердловин Арпанського родовища

Показники	Тиск запомпювання в році, МПа															
	1966						1967						1968			
	До 7,5	7,5- 10,0	10,0- 12,5	Понад 12,5	До 7,5	7,5- 10,0	10,0- 12,5	Понад 12,5	До 7,5	7,5- 10,0	10,0- 12,5	Понад 12,5	До 7,5	7,5- 10,0	10,0- 12,5	Понад 12,5
Кількість свердловин	10	14	13	2	14	28	44	18	18	35	53	26	18	35	53	26
Середня приймальність, м <sup>3</sup> /добу	310	380	360	355	540	440	455	615	515	380	475	670	515	380	475	670
Коефіцієнт охолодження запомпюванням, %	29	44	45	65	38	38	41	50	39	40	47	47	39	40	47	47
Середня товщина пласта (частина пласта, розкритого перфорациєю, %), охолонена запомпюванням із приймальністю, м <sup>3</sup> /(доб. Д, 5 м):																
0-50	25	34	35	55	21	27	28	32	25	30	30	33	25	30	30	33
50-100	2	7	6,7	5	8	6	7	10	6	5	9	9	6	5	9	9
100-200	1	2	3	5	6	4	4	4	5	3	6	3	5	3	6	3
понад 200	1	1	0,3	0	3	1	2	4	3	2	2	2	3	2	2	2
Частка запомпювання води (від сумарного запомпювання води, %) в інтервали з приймальністю, м <sup>3</sup> /(доб. Д, 5 м):																
0-50	42	38	41	50	14	29	28	21	24	34	22	35	24	34	22	35
50-100	11	34	28	18	21	23	19	22	18	19	25	27	18	19	25	27
100-200	17	18	27	32	30	26	27	17	32	22	32	21	32	22	32	21
понад 200	30	10	4	0	35	22	26	40	26	25	21	17	26	25	21	17
Максимальна спостережена приймальність інтервалу 0,5 м, м <sup>3</sup> /добу	450	300	210	120	660	460	660	530	690	830	520	460	690	830	520	460

3. У межах товщини пласта, охопленого запомповуванням, нагнітальна вода розподіляється дуже нерівномірно. Основний обсяг запомповуваної у свердловини води поглинається вузькими інтервалами пласта. Частка поглинання води інтервалами з приймальністю до  $50 \text{ м}^3/(\text{доб} \cdot 0,5 \text{ м})$  поступово зменшується, в той час як по вузьких інтервалах із високою приймальністю зростає. Це може слугувати підтвердженням випереджувального поширення нагнітальної води якраз по прошарках із високою приймальністю. Останнім, очевидно, може бути пояснено поступове зростання максимальної приймальності інтервалів товщиною 0,5 м.

Регулювання передбачає розв'язування одночасно *двох задач*: збільшення охоплення пласта запомповуванням і зниження ступеня нерівномірності запомповування по його товщині.

Ці задачі можуть розв'язуватись *двома шляхами*: зниженням рухомості нагнітальної води або зміною коефіцієнта проникності порід у привибійній зоні заводнюваного пласта.

Щодо зниження рухомості води, то в пласт запомповується „облямівка” рідини підвищеної в'язкості, яка розподіляється по товщині пласта пропорційно коефіцієнтам проникності окремих інтервалів його, створюючи таким чином опір випереджувальному рухові запомповуваної води по найбільш проникних прошарках і вирівнюючи фронт запомповування. Як в'язку рідину для цих цілей найчастіше використовують водні розчини полімерів і, зокрема, поліакриламід [642, 644, 652].

Регулювання шляхом зміни коефіцієнта проникності порід у привибійній зоні пласта принципово може бути досягнуто як в результаті збільшення коефіцієнта проникності інтервалів пласта з низьким коефіцієнтом проникності, так і внаслідок зниження коефіцієнта проникності інтервалів пласта з високим коефіцієнтом проникності. При цьому необхідною умовою доцільності виконання робіт із регулювання профілю приймальності та інтенсивності запомповування в окремі інтервали є шарувата будова заводнюваного пласта.

Найпростішими щодо практичного здійснення є способи регулювання, які основані на зниженні приймальності найбільш проникних інтервалів пласта. Як матеріали для зниження приймальності високопроникних інтервалів запропоновано суспензії деревинних ошурок, горіхової шкаралупи, шкіряних і азбестових волокон, цементу і т. д. у воді, вуглеводневих рідинах та емульсіях, а також хімічні реагенти, які утворюють при взаємодії між собою або з пластовою водою гель чи осад [37]. Вибір матеріалів для регулювання профілів приймальності визначається параметрами заводнюваного пласта – коефіцієнтом проникності, ступенем тріщинуватості і т. д.

*Суть таких способів регулювання профілів приймальності* полягає в запомповуванні ізоляційних матеріалів у високопроникні інтервали для

зменшення їх приймальності, яка нерідко сягає 70-80% і більше від усього об'єму запопмовуваної води. У результаті знижується обводненість продукції окремих сусідніх видобувних свердловин, збільшуються їх дебіти внаслідок інтенсивнішого витіснення нафти із менш проникних інтервалів розрізу пласта.

Спочатку розроблялись технології регулювання профілю приймальності води шляхом локального діяння на привибійну зону в нагнітальній свердловині [37], а відтак вони трансформувалися в технології створення потокоскеровувальних бар'єрів у міжсвердловинних зонах пласта [88] (див. вище гл. 5).

Для регулювання профілю запопмовування води в нагнітальних свердловинах відомо *технології на основі використання*:

а) матеріалів із невисокими в'язкоструктурними властивостями – розгазованої нафти, гідрофільних нафтових емульсій, нафтомазутних сумішей, мазуту, аерованої рідини, піни тощо; внаслідок розмивання і відтіснення вглиб пласта по розвинутій системі тріщин, розкритих за робочого тиску нагнітання води, ефективність таких матеріалів виявилася, зокрема на Арланському родовищі, низькою і дуже короткотривалою (рідко до 1,5-3 міс.) [37];

б) гіпану, 8-10% розчин якого змішували з хлористим кальцієм, а відтак запопмовували солянокислотний розчин для підвищення приймальності малопроникних інтервалів; успішність промислового використання виявилася низькою (до 30-40%) внаслідок такої ж причини (див. §§ 2.5.2);

в) розчину каустичної соди NaOH (лугу) концентрації 0,5% і об'ємом 8 тис.м<sup>3</sup>, який запопмовували рівними порціями (по 500 м<sup>3</sup>) й почергово пластову воду, котра містила йони магнію Mg<sup>2+</sup> (до 2 г/л), через буферну облямівку прісної води (0,5 об'єму лугу); внаслідок осадоутворення в пласті підвищувалась частка нафти в продукції сусідніх видобувних свердловин, перерозподілялись потоки вздовж розрізу пласта, збільшилось охоплення пласта витісненням по об'єму (на 1,0-5,6%) і підвищився коефіцієнт нафтовилучення (на 0,7-3,8%) на обробленій ділянці пласта (за даними застосування технології на Леляківському нафтовому родовищі);

г) гіпаноформалінової суміші (ГФС), яку запопмовували на відстань до 10-11 м (за межі зони найбільших швидкостей фільтрації), а відтак через 2 доби здійснювали солянокислотне оброблення (соляна кислота, біфторид амонію, суміш соляної і фтористоводневої кислот); охоплення заводненням по товщині пласта збільшилося в 1,24-10 раз, приймальність високопроникних інтервалів спочатку практично була відсутня, через 3 міс. відновилась до 6-7 % від початкової, а відтак повністю; загальна приймальність свердловини практично не змінилася (див. § 2.4.3);

г) в'язкопружної суміші (ВПС-2 або ВПС-3 на основі ПАА), яку запомпували в об'ємі 5-8 м<sup>3</sup> на 1 м перфорованої товщини пласта з наступним обробленням реагентами, які інтенсифікують приймальність (кислоти, ПАР, міцелярні розчини); по навколишніх свердловинах збільшився добовий видобуток нафти на 40-50% з тривалістю ефекту 6-10 міс. (див. § 2.4.4);

д) полімерної суміші з в'язкістю, яка саморегулюється (карбоксиметилцелюлоза з агентами поперечного зшивання молекул основним – хромовий галун і додатковим – дициклогексиламін); при промислових випробуваннях запомпували таку суміш в кількості 7000 м<sup>3</sup>, відтак 2300 м<sup>3</sup> прісної води і вслід звичайну пластову мінералізовану воду; так як у воді в'язкість водорозчинного полімеру після зшивання молекул збільшується (зразу динамічний коефіцієнт в'язкості становив 3 мПа·с, через 20 днів – 20 мПа·с), а в нафті шви молекул розриваються внаслідок екстрагування дициклогексиламіну нафтою, то розширився профіль запомпсування, збільшились приймальність нагнітальної свердловини і дебіти сусідніх видобувних свердловин, стабілізувалась обводненість видобуваної продукції, підвищився коефіцієнт нафтовилучення із обробленої ділянки покладу на 11,5%;

е) розчину катіонного ПАА, який добре адсорбується породою і створює „якір”, та запомпуюваного вслід за ним розчину аніонного ПАА, який адсорбується на „якорі”; фактор опору при цьому зростає з 6,9 до 8,3 і підвищується коефіцієнт охоплення пласта на 4,6% (див. § 2.5.2);

є) водного розчину акриламідру  $\text{CH}_2 = \text{CHCONH}_2$  з активатором, із якого в результаті реакції полімералізації утворюється високов'язкий полімерний розчин (спочатку динамічний коефіцієнт в'язкості становив 1-2 мПа·с, через 120 год. – 10<sup>6</sup>мПа·с); при випробуваннях у свердловину запомпували 3 м<sup>3</sup> 6% розчину хлористого калію KCl, 127 м<sup>3</sup> (по 8 м<sup>3</sup>) полімеризуючої суміші (5% водний розчин акриламідру з активатором) у 2% розчині KCl, 3 м<sup>3</sup> 2% розчину KCl, відтак на 5 діб зупинили запомпсування для проходження реакції полімеризації, а після цього відновили запомпсування води (приймальність 317 м<sup>3</sup>/добу); через 3 міс. проявився ефект і за 30 міс. видобуто 6 тис.м<sup>3</sup> додаткової нафти; вважається, що чим більше запомпувати розчину, тим краще і тим більша кількість видобувних свердловин реагує, а рекомендується запомпувати суміші в обсязі 40% від добового об'єму нагнітання;

ж) гелеутворювальних сумішей, тобто будь-яких сумішей, які здатні до реакцій полімеризації або поліконденсації в пластових умовах і володіють достатньою рухомістю в початковому стані. Спочатку пропонувався технологія запомпсування двох розчинів, які під час змішування в пласті утворюють гель, зокрема 1000 м<sup>3</sup> силікату лужного металу і до

530 м<sup>3</sup> агентів гелеутворення (ПАА) через буферну облямівку інертної рідини (прісної води, розчину хлористого натрію NaCl) або цитрат алюмінію (цитриновокислий чи лимоннокислий алюміній, причому можуть бути йони й інших багатовалентних металів, наприклад, Fe, Cr, Cu) і полімерний розчин (полісахариди, ПАА, поліакрилонітрили, поліакрилова кислота, полівініловий спирт, КМЦ тощо); істотний недолік полягає в тому, що компоненти двох розчинів погано змішуються в пласті між собою, а тому гель або зовсім не утворюється, або утворюється не в усьому об'ємі. Пізніше запропонували технології з використанням різних сумішей – органічних і неорганічних мономерів і полімерів (наприклад, розчини вінілових кополімерів, диспергованих у прісній воді), здатних до полімеризації під час змішування з пластовою водою, але й вони з цієї ж причини були малоефективними. Враховуючи доступність і дешевизну, кращою все-таки виявилася суміш водорозчинної солі кремнієвої кислоти і кислоти (або солі), яка дає золь кремнієвої кислоти, а суміш за кінцевим продуктом назвали силікагель (водне скло, силікатний клей, силікоокислий гель). Вважається, що після додавання кислоти до натрієвого силікату формується монокремнієва кислота, яка конденсується в довгі ланцюги полікремнієвої кислоти волокнистої структури (кислі гелі міцні та еластичні, але за pH > 11 гелі не утворюються); прикладом є система Zonelok (силікат натрію Na<sub>2</sub>SiO<sub>3</sub> + соляна кислота HCl + полімер + агент поперечного зшивання + твердий наповнювач + інгібітор корозії) фірми Dowell. Лужні гелі кремнієвої кислоти утворюються шляхом додавання до силікату натрію сульфату амонію (NH<sub>4</sub>)<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> з pH = 10-10,8, які інертні до металу, мають більший період гелеутворення, знижують коефіцієнт проникності у 2000 раз, але не міцні і неоднорідні. Приклади, силікагелі Injectrol і PWG фірми Halliburton, силікагель фірми Amoco, силікагель фірми Standart (суміш кислого силікагелю з гільсонітом – твердим вуглеводневим матеріалом, крихким різновидом асфальтиту або із силікатним порошком);

з) гелеутворювального матеріалу AM-9 фірми American Cyanamid, який містить два органічних мономерів (порошки, добре розчинні у воді): акриламід CH<sub>2</sub> = CHCONH<sub>2</sub> + N<sub>1</sub>N<sup>1</sup>-метиленабісакриламід (92% об'єму) + персульфат амонію (NH<sub>4</sub>)<sub>2</sub>S<sub>2</sub>O<sub>8</sub> (ініціатор) + диметиламінопропіонітрил (активатор) + (за необхідністю) фериціанід калію (інгібітор); за температур 4-94°C гелеутворення починається через 10 с – 16 год.; утворюється міцний, стійкий, довговічний, пружний гель; матеріал дорогий і токсичний (див. також § 6.10.3);

і) гелеутворювальної суміші на основі лігносульфонатів (сухий або 50% водний розчин як побічний продукт целюлозного виробництва); індукційний період до 2,5 місяців; готується на будь-якій воді і придатна

за температур до 130-235°C; фірма Амосо розробила склад: 95% води + лігносульфонат + активатор (біхромат натрію  $\text{Na}_2\text{CrO}_7$  + неорганічна сіль);

й) гелеутворювальної суміші ПАА + біхромат натрію  $\text{Na}_2\text{CrO}_7$  + агент, який понижує валентність хрому (бісульфат натрію  $\text{Na}_2\text{S}_2\text{O}_7$  + тіосечовина  $\text{CS}(\text{NH}_2)_2$ );

к) поліізоціануратову сіль у високолузних розчинах, яка в результаті гідролізу дає колоїдні частинки.

### **6.12.13 Способи і технології регулювання профілю приймальності в тріщинуватих і тріщинувато-пористих пластах**

З тріщинуватими колекторами в даний час пов'язано близько 60% покладів вуглеводнів і більше половини світового видобутку нафти. Обмеження припливу пластових вод у свердловини на родовищах із тріщинуватими і тріщинувато-пористими колекторами має деяку особливість відносно пористих колекторів, що зумовлюється наявністю тріщин.

Швидкість проривання води від нагнітальних свердловин до видобувних змінюється в широких межах – від 0,5 до 20 м/добу, а після прориву швидкість руху індикатору (флюоресцеїну та інш.) з водою сягає 1000 м/добу. Порівняно низькі початкові швидкості руху води пов'язані з витрачанням її на капілярне насичення матриці тріщинувато-пористої породи, а також із відмінністю в'язкостей нафти і води. Високі швидкості руху індикатору пояснюються проривом води на окремих високопроникних тріщинах або тріщинуватих пропластках, які спостерігаються в продуктивному розрізі, коли капілярне просочування блоків, прилеглих до цих тріщин, практично закінчилося. Збільшення швидкості може бути додатково зумовлене збільшенням розмірів тріщин за рахунок розчинення компонентів гірської породи під час інтенсивного руху води в них. Індикатор фіксується в кожній навколишній видобувній свердловині неодноразово (періодично), що пояснюється також різнотріщинуватістю породи (різними величинами розкриття тріщин). Отже, передчасне обводнення свердловин, які експлуатують такі пласти, пов'язано з проривами води по високопроникних тріщинах.

У привибійній зоні нагнітальних свердловин завжди існує система тріщин, величини розкритості і протяжності яких визначаються репресією тиску на пласт і міцнісними характеристиками гірської породи. При цьому проникності окремих тріщин значно відрізняються між собою. Тампонування високопроникних тріщин викликає рух води в обхід по менш проникних і нових тріщинах. Аналогічне відбувається і в привибійній зоні видобувних свердловин. Роботи з регулювання профілю приймальності вважаються ефективними, якщо вдалося зменшити надходження води в

один вузький інтервал пласта і забезпечити або збільшити надходження її в інші інтервали.

Якщо високопроникна тріщина сполучає нагнітальну і видобувну свердловини, то вода швидко проривається по ній. Тріщини великої протяжності виявлено шляхом запомповування в нагнітальні свердловини індикаторів (водних розчинів флюоресціювальних речовин) на Тишківському (Беларусь) та інших нафтових родовищах. Звичайно, за наявності такої протяжності одної або системи високопроникних тріщин між зонами нагнітання і відбирання, передчасне проривання води можна запобігати або усунути тільки тампонуванням тріщин у глибині пласта між даними зонами. Локальне тампонування тріщин у привибійних зонах як нагнітальної, так і видобувної свердловин може забезпечити лише короткотривалий водоізоляційний ефект. У такому випадку ефективною може бути тільки технологія створення водоізолювальних потоковідхилювальних і потোকскеровувальних бар'єрів у глибині пласта (див. вище §§ 1.4, 5.3).

Оскільки тріщини порівняно з порами мають велике розкриття, а кожна з них характеризується надзвичайно великою проникністю (навіть відносно тріщинної проникності), то малоефективними виявились водоізоляційні роботи з використанням матеріалів, які не утворюють об'ємно зв'язаного тампона і мають низькі градієнти зсуву, що супроводжується їх винесенням із тріщин під час наступної експлуатації свердловин. Ефективнішим є використання цементних і піноцементних суспензій, в'язкопружних сумішей на основі ПАА, суспензій тонкодисперсних матеріалів, гелеутворювальних, колоїдних і інших рідинних сумішей, але вони надходять в усі тріщини і, відповідно, утворюють там тампон, а також замулюють пори порових блоків.

Найефективнішим для регулювання профілю приймальності в тріщинуватих і тріщинувато-пористих пластах є використання суспензій гранульованих тампонажних матеріалів, які здатні заповнювати тріщини і не проникати в поровий простір нафтонасиченої матриці пласта. А серед них найкращим є використання суспензії водонерозчинних гранульованих матеріалів, наприклад, рубраксу, високоокисленого бітуму, частково гранульованого магнію, гранулометричний склад яких відповідає статистичному розподілу розкриття тріщин (див. гл. 5).

Технології регулювання профілю поглинання води з використанням гранульованого магнію (розміром 0,5-1,6 мм) ґрунтуються на взаємодії магнію і його оксиду з пластовою водою та хлористим магнієм (див. вище § 2.5.9). У результаті утворюється осад гідроксиду магнію і магнезійного цементу. Доцільно, щоб масовий вміст магнію в суміші з піском становив близько 20%. За схемою гідророзриву пласта розширюють

наявні у пласті тріщини, заповнюють їх магній-піщаною сумішшю, закривають свердловину на 48-60 год. для утворення ізоляційної структури. З метою інтенсифікації припливу і розчинення гранул, які потрапили в нафтонасичені інтервали, проводять оброблення соляною кислотою. Можна одночасно створювати також вибійні корки (пробки, мости) із використанням гранульованого магнію і піску (див. вище §§ 6.12.4, 6.12.5). Але гідроксид магнію  $Mg(OH)_2$  повільно розчиняється в проточній воді.

Високою ефективністю характеризується використання суспензій поліолефінів (ППП і ПБП), рубраксу і високоокислених бітумів (ВОб), полівінілового спирту (за температур до  $60^{\circ}C$ ) у вигляді частинок широкої фракції від 0,5 до 20 мм (див. вище дану главу). У суспензію доцільно додатково вводити частинки напівводного гіпсу, який реагує з пластовою водою і підвищує міцність водоізолювального бар'єру. Для кожного пласта, що характеризується певним розкриттям тріщин і поперечними розмірами пор матриць, повинні бути підібрані дисперсні системи з відповідною гранулометричною характеристикою (див. вище § 5.1).

Проблема полягає в тому, щоб здійснити запомповування дисперсії твердих і напівтвердих частинок такого розміру, які б проникали в пори найбільш проникних пропластків та в тріщини і не проникали б у пори менш проникних пластів. Тверді частинки пересуваються вглиб, защемлюються, утворюються „корки” із частинок, а зниження тиску під час відбирання рідини сприяє втримуванию маси твердих частинок. У разі додавання набухаючих частинок ефективність робіт підвищується.

У США для цієї мети розробили матеріали Dresinol (діаметр частинок менше 1 мкм; розчиняються в лузі), Q-17 (емульсія на нафтовій основі з твердими частинками розміром понад 1 мкм, які розчиняються в кислоті), Perma-Plugs (суміш органічних порошоків із розміром 1-80 мкм і волокон довжиною до 1000 мкм). Використовували також шкіряне волокно, подрібнену шкіру, суміш бентонітових глин із силікатним порошком, суміш бентонітових глин (10%) із порошком шкаралупи грецького горіха (90%) розмірами в основному менше 37 мкм, 88-149 мкм і до 250 мкм (див. § 1.4.3).

Запомповування здійснювалось наступним чином. Перед запомповуванням суспензії підвищували темп нагнітання води до зростання вибійного тиску, відтак вводили суспензію без зміни тиску нагнітання і витрати; коли суспензія доходила до оброблюваного пласта, знижували тиск на 25-50% (до тиску, за якого малопроникні пласти перестають приймати рідину); вода із щільних, малопроникних зон починає перетікати назад до вибою і у високопроникні зони, у той же час суспензія продовжує надходити в зони поглинання, які підлягають перекриттю. Суспензія нагнітається в пласт за тиску, більшого на 0,35 МПа від тиску розкриття



тріщин. Відтак тиск знижують на 50% з метою заклинювання частинок, а промивають свердловину за понижених тисків.

Рекомендовано спочатку запомпувати найдрібніші частинки (2-4,5 кг). Виявилася потреба і в частинках розміром 1-2 мм, а також необхідність запомпувати великі об'єми суспензії.

Бентонітову глину запомпували з концентрацією  $60 \text{ кг/м}^3$ , поступово підвищуючи до  $360 \text{ кг/м}^3$  з витратою  $0,5 \text{ м}^3/\text{хв.}$ , відтак знижували витрату до  $0,24 \text{ м}^3/\text{хв.}$  з підвищенням концентрації до  $432 \text{ кг/м}^3$ . Якщо тиск запомповування не зростає, то через 1-2 год. вводили порошок шкаралупи розміром 1,4-1,7 мм. Після цього вводили пісок для відтиснення суміші на 15 м від вибою, тобто тріщини навколо нагнітальних свердловин залишали відкритими.

Зона поглинання визначалась як тонкий інтервал, який охоплює до 5% продуктивної товщі і приймає понад 25% запомповуваної води.

Відомо також використання гелеутворювальної суміші (силікатного гелю) для перекиривання тріщин (запомпували  $277 \text{ м}^3$  гелю), колоїдного розчину мікрогелів (матеріал Chanuelblock фірми Dowell – ПАА + йони металів; запомпували 2,7-8 тис.  $\text{м}^3$  суміші на 1 свердловину), а також суспензії інших твердих частинок (порошок крейди, вапно, гашене вапно, мелений вапняк, глинисті і цементні розчини). Це здійснювалося стосовно до пластів, не розділених на окремі пропластки. Виявилось, що необхідно здійснювати додаткову операцію з інтенсифікації припливу зі слабопроникних інтервалів.

Роботи з використанням гашеного вапна  $\text{Ca(OH)}_2$  широко проводились в нагнітальних свердловинах нижнього карбону Новохазинської площі Арланського родовища (Татарстан) [36] (див. нижче § 6.12.14). На одне оброблення витрачалось  $0,5\text{-}3 \text{ т}$  гашеного вапна, яке запомпувалось у вигляді суспензії в прісній воді або розгазованій нафті при концентрації  $200\text{-}250 \text{ кг/м}^3$ . Із 137 операцій ефективними виявились 70,4%, у т. ч. з покращенням одного показника (підвищення коефіцієнта охоплення пласта запомповуванням, зниження коефіцієнта неоднорідності запомповування по товщині пласта, зменшення максимальних „пік” приймальності) 10,2%, двох показників (коефіцієнти охоплення та неоднорідності або один із них та максимальна „піка”) 33,6% і усіх трьох показників 27,0%. Тривалість ефекту сягала до 20 місяців і більше (модальна значина 1-4 місяці, середня – 4,4 місяці). Малу тривалість ефекту автори пов'язують із підвищенням тиску нагнітання води після регулювання профілю приймальності, хоч не виключається і розчинення  $\text{Ca(OH)}_2$  в мінералізованій воді.

#### *6.12.14 Технологія регулювання запомповування води по товщині пласта із використанням суспензій гашеного вапна*

Відомі методи обмеження поглинальної здатності тріщинуватого пласта ґрунтовані на зниженні провідності тріщин шляхом закупорювання самих тріщин або їх поверхонь. Зниження поглинальної здатності тріщинуватого пласта за допомогою гашеного вапна  $\text{Ca}(\text{OH})_2$  досягається за рахунок обох цих факторів. Вибір гашеного вапна для такої мети зумовлений здатністю частинок вапна легко проникати в тріщини і замулювати їх поверхні, а також можливістю повного відновлення провідності тріщин шляхом наступного розчинення вапна соляною кислотою.

Якраз цими ж властивостями обґрунтовувалась можливість використання водних суспензій гашеного вапна як нефільтрівної рідини для гідравлічного розриву пласта в нагнітальних свердловинах. Ці властивості визначали можливість використання водних суспензій гашеного вапна, а також гідрату окису заліза  $\text{Fe}(\text{OH})_3$ , і для регулювання запомповування води по товщині пласта в нагнітальних свердловинах [36].

Неабиякими факторами при виборі гашеного вапна як закупорювального матеріалу є його доступність, низька вартість і простота практичного використання.

Для такої мети найбільш прийнятним є готове гашене вапно, яке випускається у відповідності з ГОСТ 9179-59 „Известь строительная”, котре і використовувалось у всіх лабораторних і промислових дослідженнях.

Гашене вапно (пушонка або гідратне вапно) являє собою порошкоподібний продукт гідратації негашеного вапна, який в основному складається із гідрату окису кальцію  $\text{Ca}(\text{OH})_2$  і гідрату окису магнію  $\text{Mg}(\text{OH})_2$  (у залежності від сорту вапна від 50 до 67%). Густина чистого гашеного вапна дорівнює  $2100 \text{ кг/м}^3$ , об'ємна маса сухого порошку його (позірна густина) в залежності від ступеня ущільненості коливається від 403 до  $704 \text{ кг/м}^3$ . У воді 1 кг гашеного вапна займає об'єм, рівний 1,25-1,67 л [32, 33].

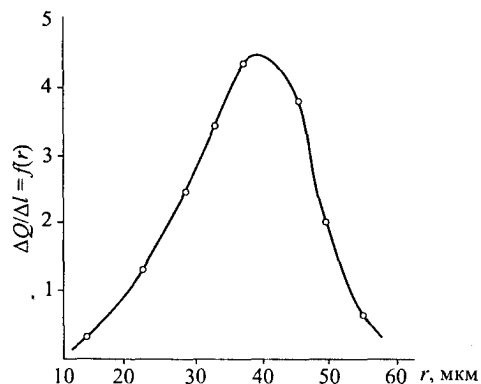
З метою вивчення механізму закупорювальної дії водних суспензій гашеного вапна були проведені спеціальні дослідження з фільтрації суспензій через взірці штучного пісковика (діаметр  $d = 40 \text{ мм}$ , довжина  $L = 50 \text{ мм}$ ) [36].

Після визначення коефіцієнта проникності взірців по воді через них фільтрували суспензію за тиску  $p = 0,2-0,3 \text{ МПа}$  у напрямку зверху вниз. Швидкість фільтрації суспензії дуже швидко падала практично до нуля. Наступна фільтрація води у цьому ж напрямку показала, що фільтрація суспензії гашеного вапна знижує коефіцієнт проникності взірців пісковика по воді на 80-85% і більше. Видалення з фільтрівної поверхні взірців утвореної кірки із частинок гашеного вапна (кірка зчищалась лезом ножа) призводило лише до часткового відновлення їх коефіцієнта проникності по

воді – до 45-50% від початкового. Фільтрація води у зворотному напрямку (знизу вверху), що імітує процеси свабування свердловини або виливання із неї води, завжди забезпечувала повне відновлення коефіцієнта проникності взірців як при попередньому видаленні кірки, так і без нього. Ці дослідження показали, що частинки гашеного вапна проникають у поровий простір пісковика на незначну глибину. Останнє було підтверджено і результатами дослідження взірців пісковика, спеціально зруйнованих для цих цілей.

Повне відновлення коефіцієнта проникності взірців по воді досягається і при фільтрації в прямому напрямку (зверху вниз) розчину соляної кислоти. У той же час багаточисельні спроби відновлення коефіцієнта проникності взірців шляхом розчинення створеної вапнистої кірки без фільтрації кислоти виявлялись безрезультатними, оскільки частинки гашеного вапна, які проникли навіть на незначну глибину у взірці, залишались недосяжними для кислоти.

Міркування щодо незначного проникання частинок гашеного вапна в пори пісковика підтверджується і аналізом фракційного складу вапна. Як приклад у табл. 6.49 і на рис. 6.67 подано результати такого аналізу одного із взірців гашеного вапна (ГОСТ 9179-59), котрі використовували для регулювання запомповування води по товщині пласта. Приведені дані показують, що основна кількість частинок гашеного вапна має розмір 20-60 мкм, а для забезпечення вільного проходження частинок суспензії через пори породи їх діаметр повинен бути приблизно у 4-5 разів меншим діаметра пор породи або у 35-45 разів меншим основного діаметра частинок, які його складають [36]. Пісковики ж продуктивних пластів VI і II Арланського родовища, котрі володіють найкращими колекторськими властивостями, представлені кварцовими зернами, переважний розмір яких 0,1-0,25 мм, що



свідчить про можливість проникнення в поровий простір пластів лише обмеженої кількості частинок гашеного вапна.

Гашене вапно, перш за все, може бути використаним для зниження провідності тріщин і для зниження проникності нетріщинуватої породи з хорошими колекторськими властивостями. Основною операцією технології є протискування суспензії в пласт за тиску нагнітання води від КНС (робочий тиск).

Рис. 6.67 – Крива фракційного розподілу частинок гашеного вапна за радіусами  $r$

Таблиця 6.49 – Гранулометричний (фракційний) склад порошку гашеного вапна

Розмір зерен, мм	>0,5	0,5-0,4	0,4-0,3	0,3-0,25	0,25-0,20	0,20-0,10	0,10-0,09	0,09-0,08	<0,06
Кількість, % мас.	7,35	5,35	0,47	3,34	2,07	13,80	4,94	7,00	55,02

Технологія регулювання профілю запомповування зводиться до наступного.

1. Приготування суспензії гашеного вапна за допомогою піскозмішувального агрегату ЗПА і запомповування її у свердловину одним насосним агрегатом. На час запомповування суспензії нагнітання води від КНС припиняється.

При застосуванні обладнання і схеми його обв'язування, поданих на рис. 6.68 приготування і запомповування суспензії у свердловину здійснюється так. Сухе гашене вапно завантажують в бункер піскозмішувального агрегату 2, звідки воно надходить у змішувальну ємність агрегату. Одночасно в змішувальну ємність подають воду (нафту або розчин ССБ) із автоцистерни 1. Готова суспензія надходить на вхід у насос насосного агрегату 3 і запомповується ним у свердловину.

Швидкості приготування суспензії і запомповування її у свердловину вибирають з таким розрахунком, щоб тиск запомповування не перевищував робочого тиску за помповування води від КНС. Для попередження осідання частинок гашеного вапна на вибій свердловини в процесі запомповування суспензії її об'єм, який запомповується за даною схемою за один прийом, вибирають у межах 0,5-0,75 об'єму обсадної колони.

2. Після запомповування суспензії без перериву свердловину пускають під запомповування води від кущової насосної станції.

За необхідності запомповування суспензії в об'ємі, котрий перевищує зазначений вище, запомповування проводять декількома порціями.

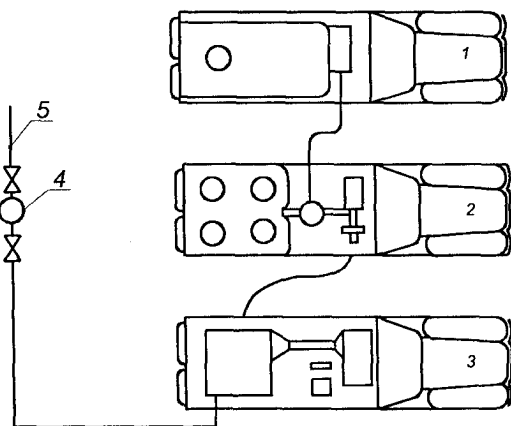


Рис. 6.68 – Схема обв'язки агрегатів при приготуванні і запомповуванні суспензії гашеного вапна у свердловину: 1 – автоцистерна; 2 – піскозмішувальний агрегат; 3 – насосний агрегат; 4 – гирло свердловини; 5 – водовід

При цьому кожна наступна порція запомповується у свердловину після протискування попередньої порції в пласт водою від кушової насосної станції в об'ємі не менше двох-трьох об'ємів обсадної колони.

3. При досягненні усталеного режиму запомповування (дві-три доби) свердловину досліджують глибинним витратоміром для оцінки ефективності виконаних робіт.

#### ***6.12.15 Технологія регулювання профілю приймальності у водонагнітальних свердловинах із використанням магнію, його окису і розчину хлоридів***

При розробці нафтових родовищ із підтриманням пластового тиску шляхом нагнітання води в пласт спостерігається випереджувальне заводнення вузьких високопроникних інтервалів, що призводить до передчасного обводнення нафто- і газовидобувних свердловин, утворення конусів обводнення і „ціликів” невироблених ділянок пласта, а отже, до зниження коефіцієнта нафтовилучення із покладів.

Як показують дані гідродинамічних і промислово-геофізичних досліджень свердловин та пластів, охоплення пласта запомповуваною водою по товщині в нагнітальних свердловинах є дуже малим і в середньому становить близько 50%. Основними причинами нерівномірної приймальності нагнітальних свердловин по товщині пласта є (Ф.С. Абдулін, 1980): а) літологічна неоднорідність продуктивних пластів по товщині; б) закупорювання пор у привибійній зоні відкладами парафіну і асфальтено-смолистими компонентами внаслідок порушення термобаричної рівноваги; в) закупорювання низькопроникних інтервалів пласта механічними домішками і нафтопродуктами, які потрапляють у пласт із запомповуваною водою; г) наявність розвинутої системи тріщин у привибійній зоні пласта, котрі знаходяться у відкритому стані при робочому тиску нагнітання.

У промисловій практиці широке застосування знайшли способи регулювання приймальності водонагнітальних свердловин, які ґрунтуються на зменшенні проникності сильнопоглинаючих пластів шляхом запомповування заздалегідь приготовлених рецептур тампонажних матеріалів на поверхні (див. § 6.12.13). Однак такі способи є малоефективними. Зокрема спосіб, який ґрунтується на використанні суспензії гашеного вапна (див. § 6.12.14), має істотні недоліки: а) неселективність діяння, коли поряд із закупорюванням сильнопоглинаючих тріщин відбувається замулення, насамперед, пор низькопроникних інтервалів пласта, в результаті чого знижується коефіцієнт охоплення перфорованої товщини пласта запомповуванням; б) нестійкість тампонажного матеріалу в тріщинах до розмивання водою, яка запомповується чи відпомповується, що пояснюється

дисперсністю матеріалу і можливістю поступового його розчинення у воді (в низькопроникних інтервалах пласта вимивання вапна не відбувається так як відсутня фільтрація рідини, а протискування частинок вапна в порові канали пласта не відбувається); в) при запопковуванні суспензії утворюються грудки вапна, що призводить до забивання клапанів насосних агрегатів, а під час руху суспензії с грудками вапна по НКТ і експлуатаційній колоні вони набагато випереджають основну масу частинок і випадають на вибій.

Запропоновано (Ф.С. Абдулін, Я.Б. Тарко, 1980 р.) спосіб регулювання профілю приймальності водонагнітальних свердловин шляхом отримання тампонажного матеріалу безпосередньо в тріщинах привибійної зони пласта, який володіє високою адгезією з породами. Це досягається тим, що за схемою гідравлічного розриву в тріщини сильнопоглинаючих інтервалів пласта вводиться оксид магнію чи частково окислений гранульований (або порошкоподібний) магній з наступним запопковуванням хлористого магнію чи кальцію, після чого свердловина залишається під тиском.

Відомо, при заводненні покладів проникнення води проходить в основному через тріщини привибійної зони пласта, які розкриваються при робочих тисках нагнітання кушових насосних станцій. Оскільки розміри частинок гранульованого (чи порошкоподібного) магнію або його оксидів перевищують діаметри пор продуктивних пластів, вони проникають тільки в ті тріщини, величина розкриття яких буде більшою діаметрів частинок твердої фази, тобто тільки в сильнопоглинаючі інтервали пласта (див. вище § 5.1). Цим і досягається селективність даного способу.

При взаємодії магнію і його оксидів з розчинами хлоридів магнію чи кальцію отримується складна суміш із  $Mg(OH)_2$ ,  $Ca(OH)_2$  і  $Mg(OH)Cl$  (цемент Сореля), яка разом із наповнювачем схоплюється і формується в міцний цементний камінь у тріщинах привибійної зони пласта в умовах високих тисків і температур (див. вище § 2.5.9).

Для зменшення витрати матеріалу, а також для збільшення радіуса оброблення привибійної зони магній чи його оксиди можуть вводитися в тріщини з наповнювачами (кварцовий пісок, глина і ін.).

При гідролізі мінералізованої води металічним магнієм виділяється вільний водень, внаслідок чого цементний камінь отримується пористим і буде мати певну проникність.

Також необхідно відмітити, що об'єм тампонажного матеріалу, який отримано із продуктів реакції магнію і його оксидів з розчинами хлоридів, буде в 1,5-2 рази більшим об'єму вхідних твердих компонентів. Внаслідок цього цементний камінь у тріщинах пласта буде знаходитися в напруженому стані і не буде піддаватися розмиванню.

Розчинами хлоридів можуть бути високомінералізовані пластові води хлоркальцієвого і хлормagneїєвого типів. У цьому випадку тривалість взаємодії реагентів і формування цементного каменю збільшується.

Швидкості реакції  $MgO$  з розчином  $MgCl_2$ , реакції  $Mg(OH)_2$  з розчином  $MgCl_2$  збільшуються з підвищенням концентрації розчину  $MgCl_2$ . Наприклад, при нормальних умовах насичений розчин хлористого магнеїю містить 62,9 г  $MgCl_2$  на 100 г води. При взаємодії насиченого розчину  $MgCl_2$  з  $MgO$  початок схоплення магнезіального цементу становить 2 години, кінець схоплення – 12 годин.

Як відомо, магнеїй швидко з'єднується з киснем повітря з утворенням на поверхні плівки оксиду магнеїю  $MgO$ . Оксидна плівка має дірчасту структуру і повільно пропускає крізь себе кисень, у результаті проходить подальше окиснення магнеїю. Тому вміст чистого магнеїю у вхідному матеріалі з часом зменшується, а вміст оксиду магнеїю збільшується. Такий частково окислений („злежаний”) гранульований (чи порошковий) магнеїй є непридатним для термохімічного оброблення; його успішно можна використати для регулювання профілю приймальності нагнітальних свердловин, так як через великий вміст у ньому оксиду магнеїю  $MgO$  при взаємодії з розчином  $MgCl_2$  буде утворюватися поряд із осадам гідроксиду магнеїю  $Mg(OH)_2$  і магнезіальний цемент, що значно підсилить стійкість тампонажного матеріалу до розмивання і руйнування. У результаті різкого зменшення проникності тріщин і обмеження приймальності відбудеться підвищення вибійного тиску і підключення в роботу інтервалів пласта, які раніше не приймали воду.

Технологія регулювання профілю приймальності водонагнітальних свердловин за цим способом може бути реалізована в такій послідовності:

а) введення в привибійну зону заданого об'єму оксиду чи гідроксиду магнеїю (або частково окисленого гранульованого чи порошкового магнеїю) як з наповнювачем, так і без наповнювача;

б) введення в привибійну зону розрахункового об'єму розчинів хлоридів магнеїю чи кальцію, або мінералізованої пластової води хлоркальцієвого чи хлормagneїєвого типів;

в) залишення свердловини в спокої під тиском для формування тампонажного матеріалу протягом 1-3 діб.

Утворення тріщин у пласті встановлюють перед обробленням свердловини шляхом запомпювання води на різних режимах роботи агрегатів з побудовою індикаторної діаграми.

Ефективність виконання робіт із регулювання профілю приймальності визначають шляхом зіставлення профілів приймальності, які отримано до і після оброблення свердловини з використанням глибинних витратомірів.

Цей спосіб випробували у водонагнітальних свердловинах №4010 Узеньського родовища і №1988 Арланського родовища.

У свердловині №4010 заводнюється XVII горизонт, представлений двома високопроникними пластами пісковіку з товщинами 6 м і 34 м. Як показали результати досліджень профілю приймальності від 13.01.1978 року (рис. 6.69), весь об'єм запомпованої води ( $Q = 1150 \text{ м}^3/\text{добу}$  за тиску запомповування  $p_{\text{зап}} = 8,2 \text{ МПа}$ ) приймає триметровий шар нижнього пласта в інтервалі 1330-1333 м. Коефіцієнт охоплення  $k_{\text{ок}}$  запомповуванням перфорованої товщини пластів без урахування перекритої осадами частини фільтра становить 15 %. Проведення досліджень при усталеному запомповуванні на 3-х режимах показало, що вже за тиску нагнітання 4,4 МПа в інтервалі 1331-1332 м відкривається тріщина, яка поглинає  $300 \text{ м}^3/\text{добу}$  води. При збільшенні тиску запомповування до 6,8 МПа приймальність тріщини досягла  $700 \text{ м}^3/\text{добу}$ .

З метою обмеження приймальності тріщини і підключення до роботи інтервалів пласта, які не приймали воду, у свердловину було запомповано 200 кг окисленого „злежаного” гранульованого магнію. Для покращення седиментаційної стійкості окислений магній запомпували на 1% водному розчині ПАА. Протискування окисленого магнію в пласт здійснили 4,7 м<sup>3</sup> технічної мінералізованої води, після чого свердловину зупинили на 3 доби для проходження реакції.

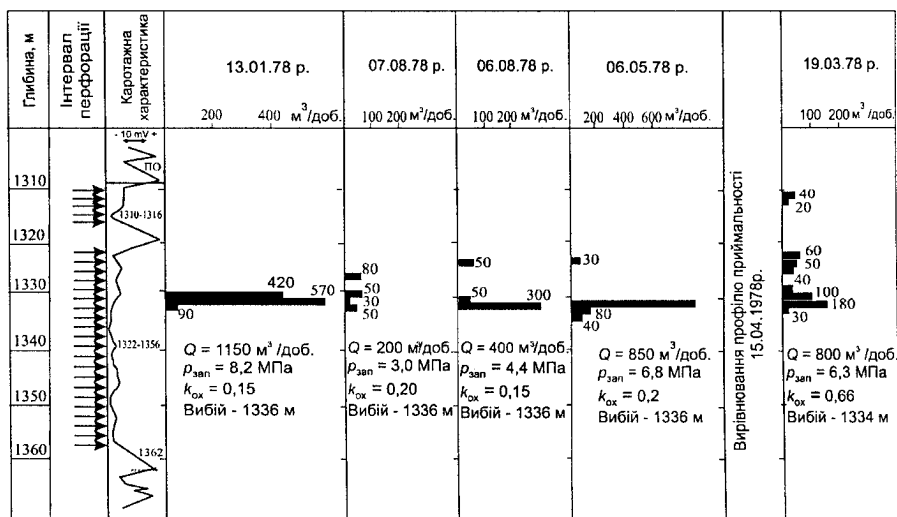


Рис. 6.69 – Профілі приймальності нагнітальної свердловини №4010 родовища Узень, які знято за допомогою витратоміра гідродинамічної дії до і після регулювання з використанням гранульованого магнію



За даними профілю приймальності, який знято після оброблення за тиску 6,3 МПа, видно, що приймальність тріщини знизилась до 180 м<sup>3</sup>/добу. До роботи підключилися вісім метрових інтервалів пласта, які раніше не приймали воду. Коефіцієнт охоплення збільшився в 3,3 рази, причому для нижнього пласта він становив 83 % проти 28 % до оброблення, а верхній пласт, який раніше не приймав воду, став приймати 60 м<sup>3</sup>/добу води з коефіцієнтом охоплення 28 %.

У свердловині №1988 Арланського нафтового родовища проводили запомповування високомінералізованої промислової стічної води у вугленосну свиту. Продуктивний пласт представлений семиметровим пісковиком, який розділений вузьким ущільненим прошарком у нижній частині (рис. 6.70). Перед обробленням свердловина працювала з приймальністю 466 м<sup>3</sup>/добу за тиску нагнітання 8,7 МПа, при зниженні тиску нагнітання до 8,2 МПа приймальність свердловини становила 308 м<sup>3</sup>/добу. Як видно з профілів приймальності, які знято перед обробленням, основний об'єм води (близько 60%) поглинав нижній високопроникний інтервал 1254-1258 м, що, як показали результати досліджень сусідніх нафтовидобувних свердловин, є причиною швидкого проривання води в ці свердловини і їх передчасного обводнення.

Для обмеження нагнітання води в нижній інтервал пласта і підключення за рахунок цього до роботи верхнього інтервалу пласта в сильнопоглинаючі тріщини запомпували 200 кг окисленого гранульованого магнію. Протискування окисленого магнію в пласт провели високомінералізованою стічною водою, після чого свердловину зупинили на 2 доби для проходження реакції.

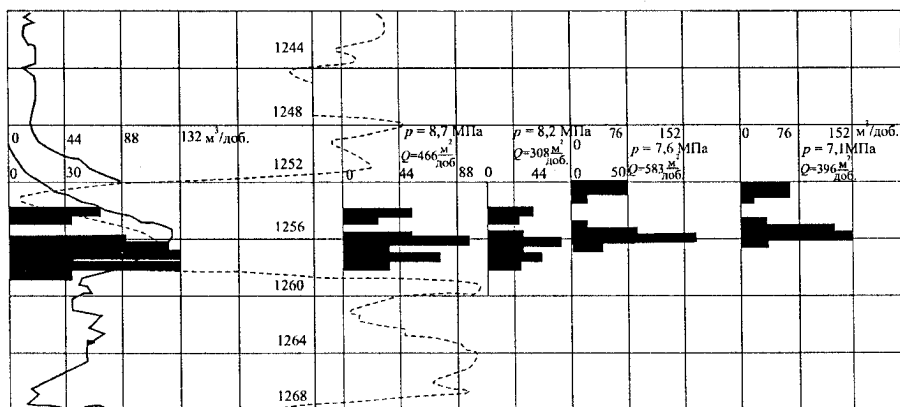


Рис. 6.70 – Профілі приймальності нагнітальної свердловини №1988 Арланського родовища, зняті до і після регулювання з використанням гранульованого магнію

Як показали пізніші дослідження профілю приймальності, котрі проведено після оброблення, запомповування води в нижні інтервали пласта припинилось. При цьому збільшилась приймальність верхньої частини пласта і підключився до роботи новий інтервал у покрівлі пласта.

#### ***6.12.16 Технологія тампонування зон інтенсивного поглинання робочих рідин із використанням гранульованого магнію***

Технологія рекомендується для усунення поглинань робочих рідин середньої інтенсивності (понад 40 м<sup>3</sup>/год.) при розкритті пластів бурінням та при капітальному ремонті свердловин [216].

Суть технології полягає в подаванні в промивний (глинистий) розчин, який запомповується у свердловину, гранул магнію і протискування їх в поглинаючий інтервал, а як протискувальну рідину використовують воду або розчин на водній основі, що забезпечує реакцію гранул магнію з водою.

Встановлено, що при 10% вмісті гранул магнію у глинистому розчині вже через 6 годин реакції гідролізу (власне відбирання води із розчину і утворення гідроксиду магнію), система втрачає текучість і через 18-20 годин перетворюється в міцну і непроникну структуру. Утворений гідроксид магнію закупорює поровий простір між гранулами магнію, які знаходяться в тріщинах або каналах поглинаючого пласта, і формується ізоляційна структура. Структуру зміцнюють ініціювальні добавки, а також елементи зневодненого промивного розчину (глина, солі та ін.).

Роботи на свердловинах із тампонування можуть виконуватися як окремо, так і при здійсненні основного технологічного процесу.

#### ***6.12.17 Технологія регулювання профілю приймальності з використанням полімерно-гелевої системи „Темпоскрін”***

Полімерно-гелева система (ПГС) „Темпоскрін” призначена для ізоляції обводнених інтервалів пласта в нагнітальних свердловинах (див. також § 6.13.6).

„Темпоскрін” (за ТУ 2216-00105966916-93, Росія) являє собою порошок світло-жовтого кольору, легко змішується з водою, утворюючи гідрогелі. Він є мало чутливим до діяння солей і стійким до деградації в пластових умовах (випробований за температури 70°C, динамічного коефіцієнта в'язкості нафти до 25 мПа·с, мінералізації пластової води до 150 г/л).

Робочий розчин ПГС готують із сухого реагенту шляхом змішування його з водою у співвідношенні 1:200 – 1:100 мас. ч. із застосуванням промислового устаткування. Робочий розчин є водною суспензією сферичних гелевих частинок розміром від 0,2 до 4 мм, тому він проникає

переважно у великі канали пласта, які володіють найменшим гідродинамічним опором.

Його використання дає змогу знизити обводненість видобуваної продукції (у сусідніх свердловинах) на 4-10 %, знизити витрату води для підтримування пластового тиску на 20-30 %, зменшити в 2-3 рази витрату ПАА або в'язкопружних систем на його основі, збільшити поточний видобуток нафти.

За результатами промислових робіт додатковий видобуток нафти з одної ділянки пласта становить 3280 т за витрати 0,6 т „Темпоскріну”.

„Темпоскрін” не містить хімічних додатків, солей важких металів та інших шкідливих компонентів, що робить його використання екологічно безпечним.

#### ***6.12.18 Технологія вирівнювання профілю приймальності з використанням інвертних емульсійних композицій***

Технологія підвищення нафтовилучення із використанням емульсійних композицій полягає в емульсійних і емульсійно-гелевих обробленнях – в запомповуванні через нагнітальні свердловини емульсійної суміші на основі емульгатора (Нафтонолу-НЗ) з метою вирівнювання профілю приймальності і створення в пласті облямівки, зниження обводненості видобувних свердловин [450].

Емульгатор Нафтонолу-НЗ володіє високою емульгувальною здатністю, низькою температурою застигання ( $-40^{\circ}\text{C}$ ), характеризується низькою питомою витратою.

Інвертні (обернені) емульсії, що стабілізовані Нафтонолом-НЗ, включають пластову воду, стабільний бензин і хлористий кальцій. Дисперсною фазою в них є вода, а дисперсійним середовищем – вуглеводневий розчин Нафтонолу-НЗ. Оскільки зовнішньою фазою таких емульсій є вуглеводні, то ці емульсії легко солюбілізують залишкову нафту, створюючи на фронті витіснення зону із підвищеним вмістом нафти, і переміщують її до видобувних свердловин.

Емульсійні системи на основі Нафтонолу-НЗ не розшаровуються до температури  $85^{\circ}\text{C}$ . Частково закупорюючи найбільш проникні прошарки, вони перерозподіляють потоки нагнітальної води в прошарки низької проникності, чим підвищується їх участь в розробці покладу. Окрім того, деякі компоненти емульсійної системи, адсорбуючись на поверхні гірської породи, гідрофобізують її, що знижує фазову проникність для води в обводнених зонах колектора, викликає перерозподіл нагнітального потоку води і відповідно обмежує приплив води до видобувних свердловин. Емульсія не сприяє підвищенню інтенсивності корозії і швидкості солевідкладень, розвитку сульфатвідновлювальних бактерій, не впливає на

процес підготування нафти. Емульсійна суміш використовується як самостійно, так і в поєднанні з полімерно-гелевими обробленнями.

Для оцінки ефективності та вибору рецептури емульсійної композиції для родовищ Західного Сибіру проводились експериментальні дослідження в лабораторіях Державної академії нафти і газу ім. І.М. Губкіна та інституту ВНИИнефть (м. Москва).

На основі проведених експериментальних робіт зроблено такі висновки: а) емульсії з дослідженими складами володіють добрими тампонувальними властивостями (знижується рухомість води); б) при фільтрації емульсій через пористе середовище вони практично повністю руйнуються, тому виключається можливість потрапляння емульсії в продукцію видобувних свердловин; стабільний бензин розчиняється в нафті і фільтрується разом із нафтовою фазою; в) компоненти емульсій, адсорбуючись на поверхні породи, не погіршують фільтраційних властивостей нафтонасиченої частини пласта, оскільки емульсія проникає у високопроникні водонасичені зони пласта і знижує в них рухомість води; при пропомповуванні емульсії відбувається додаткове відмивання нафти, збільшення охоплення витісненням; г) запомповування емульсії з метою створення облямівки істотно підвищує коефіцієнт нафтовилучення; приріст його для моделі пласта відбувається при збільшенні розміру облямівки емульсії до 15-20% від порового об'єму моделі.

Із 1994 р. на родовищах Західного Сибіру (Сутормінське, Крайне, Західно-Сутормінське, Муравленковське, Пограничне, Холмогорське, Західно-Ноябрське, Вингапуровське, Вингаяїнське, Сугмутське, Тарасовське, Барсуковське, Бистринське) виконують роботи з діяння на пласт емульсійними системами. Пласти даних родовищ мають один тип колектора – теригенний, що характеризується невисокими проникностями (середній коефіцієнт проникності  $0,08 \text{ мкм}^2$ ), початковою нафтонасиченістю 40-70% і середньою по пласту нафтонасиченою товщиною 7,5 м. Всього протягом 1995-1996 р.р. оброблення проведено у 338 нагнітальних свердловинах; у кожену запомповували від 50 до 400  $\text{м}^3$  емульсії; середня тривалість ефекту становила 130 діб.; додатковий видобуток нафти на одну свердловину становив 560-694 т.

У свердловинах з високою приймальністю практикується комбіноване діяння емульсійних розчинів із полімерними композиціями (ВПС, ГУС), у результаті виконаних робіт (табл. 6.50) додатковий видобуток становив 1222 т на одну свердловину.

На основі детального аналізу робіт із запомповування емульсійних розчинів у продуктивні пласти, даних досліджень нагнітальних і видобувних свердловин ділянок діяння, результатів діяння на пласт на цих ділянках за всю історію їх розробки, геофізичних даних про нафтона-

Таблиця 6.50 – Результати використання інвертних емульсійних композицій для вирівнювання профілю приймальності у свердловинах родовищ Західного Сибіру

Родовище	Пласт	Кількість		Успішність робіт, %	Кількість ефективних днів роботи, днів	Додатковий видобуток нафти, т			
		Оброблених свердловин	Свердловинно-операцій			всього	на одну свердловину	на одну свердловинно-операцію	на 1 т хімічного реагенту
Холмогорське	БС <sub>10</sub>	3	3	100	228	3080	1027	1027	277
	БС <sub>11</sub>	3	3	67	195	6040	2013	2013	544
	БС <sub>11</sub>	3	3	100	131	4140	1380	1380	373
Західно-Ноябрьське	БС <sub>12</sub>	18	18	67	184	6830	379	379	103
	БС <sub>7</sub>	27	32	96	96	38100	1411	1191	322
Сугормінське	1 БС <sub>9</sub>	23	22	100	127	13041	567	593	160
	1 БС <sub>10</sub>	19	24	89	177	14065	740	586	158
	2 БС <sub>10</sub>	15	17	87	95	5862	391	345	93
	БС <sub>11</sub>	24	25	88	149	17390	725	696	32
	2 БС <sub>10</sub>	6	6	100	175	4430	738	738	200
Західно-Сугормінське	2БС <sub>10</sub>	3	4	100	95	5438	1813	1360	367
	1 БС <sub>10</sub>	1	1	100	60	223	223	223	60
Муравленковське	БС <sub>11</sub>	99	138	91	66	43770	442	317	86
	1 БС <sub>10</sub>	3	3	100	20	2750	917	917	248
Сугмутське	2 БС <sub>9</sub>	2	2	50	151	1600	800	800	216
	БВ <sub>6</sub>	1	4	100	86	670	670	168	45
Вингауровське	БВ <sub>8</sub>	40	46	65	232	18090	452	393	106
	1 БП <sub>11</sub>	48	57	56	214	17700	369	311	84
Всього		338	408	82	129	203219	601	498	135

сичену і абсолютну товщини, коефіцієнти проникності, коефіцієнти піщаності, розчленованості, нафтонасиченості встановлено з метою отримання максимального технологічного ефекту наступні критерії підбору нагнітальних свердловин під емульсійні оброблення:

а) наявність в околиці працюючих видобувних свердловин з дебітами рідини від  $50 \text{ м}^3/\text{доб.}$  і обводненістю 20-95% (у крайньому разі з дебітами від  $30 \text{ м}^3/\text{доб.}$  і обводненістю до 98%);

б) примальність нагнітальної свердловини, вибраної під оброблення, повинна становити  $(200-500) \text{ м}^3/\text{доб.}$  (за приймальності менше  $100 \text{ м}^3/\text{доб.}$  слід виконати попередню роботу зі збільшення приймальності, понад  $500 \text{ м}^3/\text{доб.}$  – перед запомповуванням емульсії необхідно здійснити оброблення полімерною сумішшю: ВПС, ГУС або рідким склом);

в) коефіцієнт неоднорідності (коефіцієнт розчленованості) запропонованого під оброблення пласта дорівнює 2 і більше;

г) нафтонасичена товщина у видобувних свердловин становить не менше 5 м (у крайньому разі 3 м);

г) відсутність в інтервалі перфорації розкритих при бурінні прошарків із насиченістю „нафта+вода” або „вода” (у крайньому разі їх частка по товщині є меншою 10%);

д) наявність води на куці свердловин, справність арматури нагнітальних свердловин, тиск нагнітання 7-16 МПа (за дуже низьких або високих тисків приймається особливе рішення).

## **6.13 Технології створення міжсвердловинних потокоскерувальних бар'єрів у глибині пласта і регулювання процесу розробки родовищ**

---

Для системного створення водоізоляційних і потокоскерувальних бар'єрів у привибійних і міжсвердловинних зонах пласта добре показали себе гранульований асфальтеносмолистий пом'якшувач, полістирол, полівініловий спирт, структуроутворювач, полімер-дисперсні системи, композиції глинистих дисперсних систем, неорганічні гелі (композиції ГАЛКА і ГАЛКА-ПАР), полімерно-гелева система „Темпоскрін” та інші.

### ***6.13.1 Технологія створення міжсвердловинних потокоскерувальних бар'єрів із використанням пом'якшувача, структуроутворювача і полістиролу***

Розробка багатьох нафтових родовищ України здійснюється із застосуванням заводнення. Часто низька ефективність його зумовлена тим, що

будова як карбонатних, так і теригенних колекторів ускладнена наявністю високопроникних каналів (тріщин), по яких відбувається передчасне проривання води і обводнення видобувних свердловин. Внаслідок цього утворюються просторові застійні зони невидобувних запасів нафти. Технології тампонування тріщин смолами, драгле-, осадо-, емульсіяутворювальними розчинами шляхом їх запомповування в пласт через нагнітальні чи видобувні свердловини не завжди є ефективними, що пов'язано або з локальним обробленням пласта тільки у присвердловинній зоні, замулюванням стінок тріщин та ізоляцією пористих блоків матриць, низьким ступенем тампонування (малим зниженням проникності) тріщин, або з вимиванням утвореного тампонувального матеріалу в процесі наступної експлуатації свердловини. Тому створення досконалішої технології тампонування високопроникних тріщин нафтового пласта, який розробляється способом заводнення, є актуальною і важливою проблемою.

Принциповою особливістю і новизною нашого вирішення проблеми є створення технології на основі використання дисперсних систем, яка дає змогу вирівнювати проникності в різних об'ємах продуктивного пласта. Дисперсні системи являють собою водні суміші диспергованих подрібнених порошкоподібних чи гранульованих матеріалів. Спеціальним підбором дисперсних тампонажних матеріалів можна забезпечити переміщення їх в каналах і заповнювання цих каналів практично на будь-якій відстані від стовбура свердловини [102].

Технологія створення міжсвердловинних потোকкерувальних бар'єрів (СМПБ) із використанням гранульованого асфальтено-смолистого пом'якшувача (АСПГ) призначена для регулювання процесу витіснення нафти водою або іншими агентами (чи виконання робіт із тампонування інтенсивно поглинаючих інтервалів пласта в нагнітальних свердловинах) та ізоляції (обмеження) припливу води (у видобувних свердловинах) за температур до 90°C в умовах проникнісно-неоднорідних покладів із тріщинувано-пористими і тріщинними колекторами.

Технологічні схеми тампонування АСПГ (чи іншими дисперсними матеріалами) високопроникних тріщин у залежності від ступеня розвитку тріщинуватості пластів і цілей тампонування можуть бути, в основному, наступними [87, 124]:

- 1) тампонування тріщин у глибині пласта запомповуванням у нагнітальні свердловини;
- 2) тампонування тріщин в околицях нагнітальних свердловин;
- 3) тампонування високопровідних тріщин поблизу видобувних свердловин запомповуванням у ці свердловини;
- 4) системне тампонування високопровідних тріщин запомповуванням у нагнітальні і видобувні свердловини;

5) ліквідація різного виду негерметичностей кріплення свердловини.

Здійснюється технологія із застосуванням серійного обладнання і техніки за схемою гідравлічного розриву пласта (ГРП) окремо через нагнітальні, окремо через видобувні, або спільно через нагнітальні і видобувні свердловини.

### Суть технології із використанням пом'якшувача

При заводненні нафтових покладів у тріщинувато-пористих колекторах неминуче відбуваються передчасні проривання води по окремих напрямках вздовж високопровідних тріщин і обводнювання видобувних свердловин. Коефіцієнт охоплення пласта витісненням є низьким, а витрата дорогого витіснювального агента є невиправданою. Часто спроби тампонування такі тріщини рідинними (геле-, осадо- і емульсійними) речовинами не призводить до бажаних результатів, оскільки створені тампони не витримують великих перепадів тисків, і окрім часткового тампонування високопровідних тріщин ці матеріали замулюють поверхню пористих матриць, ізолюють у них нафту.

Нову технологію тампонування тріщин пласта – *технологію створення міжсвердловинних потокоскеровувальних бар'єрів* (СМПБ) із використанням гранульованих тампонажних матеріалів – вперше розроблено в ІФНТУНГ (кол. ІФІНГ – Івано-Франківський інститут нафти і газу).

Основними матеріалами для виконання тампонувальних робіт на свердловині є пом'якшувач і робоча рідина (вода). Для реалізації технологічного процесу використовується гранульований асфальтено-смолистий пом'якшувач (АСПГ), який випускається Дашавським заводом технічного вуглецю (згідно з ТУ 38 201-193-78).

Допускається замість нафтового асфальтено-смолистого пом'якшувача (ТУ 38 УССР 201-193-78), використовувати бітумний структуроутворювач Х-1 (ТУ 38 УССР 20184-80), а також спінюваний полістирол (ОСТ 6-05-202-83), поліетилен (ГОСТ 16338-85), термопластичні кополімери формальдегіду з діоксоланом і триоксану з діоксоланом (ТУ 6-05-1543-79). Кожний з цих матеріалів використовується для тампонування в залежності від поставленої мети робіт і геолого-технічної характеристики об'єкта впровадження. Шляхом експериментальних досліджень вивчено механізм створення тампонувального шару дисперсними системами та вплив параметрів технології процесу на його тампонувальні властивості (див. § 2.5.5). Густина матеріалу дисперсної фази цих систем близька до густини води (рідини-носія), а діаметр є співрозмірним із розкриттям тріщин.

Гранульовані тампонажні матеріали можуть надходити тільки в канали, розміри яких перевищують розміри гранул (див. § 5.1), практично



на будь-які відстані від стовбура свердловини в пласт. Потік запопмуваного витіснювального агента після утворення малопроникного бар'єра перерозподіляється із системи високопровідних тріщин на пори матриць і на близькі до них за проникністю тріщини та здійснює гідродинамічне витіснення із пор і малопроникних тріщин нафти, яка раніше практично не видобувалась.

*Суть технології* полягає в тому, що в обводнені високопроникні тріщини пласта через нагнітальні свердловини запопмується водна суспензія пом'якшувача. Механізм утворення тампонувального шару пом'якшувача в тріщинах пласта пов'язаний із ущільненням його під дією тиску стискання тріщин у гірській породі, набуханням його в нафті (яка надходить у шар внаслідок капілярного просочування або за необхідності запопмується з поверхні) і кольматацією утвореного шару, а також у незначній мірі з ущільненням шару потоком рідини, яка наливає шар і фільтрується через нього, особливо за підвищеної температури. Заповнення вертикальних тріщин у вигляді шару частинками пом'якшувача відбувається внаслідок седиментаційного спливання частинок і защемлення їх у звуженнях тріщин або в результаті намивання через зменшення швидкості радіального потоку суспензії в тріщинах (див. гл. 5).

Технологічний процес забезпечує вибіркоче (селективне), кероване тампонування високопровідних тріщин у тріщинувато-пористих колекторах при температурах до 90°C і збільшення охоплення продуктивних пластів діянням витіснювальними агентами, що призводить до збільшення коефіцієнта нафтовилучення (нафтовіддачі), поліпшення стану розробки покладу, відображається на роботі свердловин (у водонагнітальних свердловинах досягається вирівнювання профілю і зниження приймальності, а в навколишніх видобувних свердловинах – інтенсифікація дебітів нафти, стабілізація або зниження обводненості, зменшення відборів води). Регулювання профілю запопмування води (робочих витіснювальних агентів) у нагнітальних свердловинах та зменшення відборів води із покладу забезпечується внаслідок створення потোকскеровувальних (потоківирівнювальних або потোকвідхилювальних) бар'єрів у глибині пласта і в привибійній зоні шляхом заповнення (кольматації, тампонування) високопровідних тріщин дисперсними системами.

Технологічний процес може застосовуватися також при запопмуванні в пласт водних розчинів ПАР, полімерів, лугів, кислот, міцеллярних розчинів та інших витіснювальних агентів для підвищення нафтовилучення, при застосуванні газових методів підвищення нафтовилучення, для тампонування тріщин із метою ліквідації проривів витіснювального агента, а також при розробці газових і газоконденсатних родовищ в умовах пружноводонапірного режиму (чи заводнення), для виконання робіт із

локального тампонування інтенсивно поглинальних інтервалів пласта в нагнітальних свердловинах та ізоляції припливу води у видобувних свердловинах.

Тампонуванням високопровідних каналів (тріщин, пор) створюються умови для діяння за необхідності також на канали іншого розміру (пори матриць, малопровідні тріщини) застосуванням інших технологій для інтенсифікації видобування нафти на основі використання кислот, лугів, ПАВ, міцелярних розчинів і т.д.

Умовою вибору об'єктів діяння (водонагнітальних свердловин) є тріщинуватість пласта, котра характеризується різними розмірами тріщин за розкриттям і спрямованістю їх напрямку, що відображається на роботі сусідніх видобувних свердловин (швидке обводнення з постійною відтак обводненістю протягом тривалого часу, нерівномірне за величиною і в часі обводнювання продукції сусідніх видобувних свердловин, передчасні та некеровані проривання води в напрямку окремих свердловин) і нагнітальних свердловин (різко виражений нерівномірний профіль поглинання води, вузький інтервал поглинання води, аномально висока приймальність і ін.).

Тампонувальний шар гранульованого асфальтено-смолистого пом'якшувача (АСПГ) є практично непроникним, не розчиняється у воді та інших витіснювальних агентах, набухає в нафті із згасанням проникності шару і розчиняється у великих об'ємах нафти (див. § 2.5.8). Тверді подрібнені (гранульовані) частинки АСПГ володіють густиною, близькою до густини води або інших витіснювальних агентів (спливають у воді). Розміри частинок пом'якшувача забезпечують надходження їх тільки у високопровідні тріщини, відсутність кольматації пор матриці і замулювання стінок матриць (поверхні тріщин).

Підбором фракційного складу частинок дисперсної фази з урахуванням щільностей статистичних розподілів розкриття тріщин і поперечних розмірів пор забезпечується надходження дисперсної фази тільки в канали (тріщини і за необхідності в пори) заданого (великого) розміру, тобто вибіркоче і кероване їх тампонування (дисперсні системи, які саморозподіляються в канали розміру, котрий апріорі задається, в результаті цілеспрямованого підбору їх фракційного складу називаємо керованими дисперсними системами). Вибіркове і кероване тампонування високопровідних тріщин передбачає створення потоковідхилувальних або потоковирівнювальних бар'єрів у тріщинах, які апріорі вибираються (задаються) за величиною розкриття. Можливість створення таких бар'єрів, як і тампонування припливів води із тріщинуватого чи тріщинувато-пористого пласта, визначається співвідношенням розмірів тріщин і дисперсних частинок, умовами перенесення частинок дисперсної системи в тріщинах і механізмом утворення водообмежувального шару

(див. § 5.1). Основною вимогою тут є відповідність дисперсної системи геометричному критерію відсутності кольматації пор матриці породи і проникнення дисперсної фази в тріщини вибраного розміру.

Глибина надходження частинок у пласт (радіус зони можливого тампонування) визначається співвідношенням розмірів частинок і розкриття (ширини) тріщин (залежить від тиску запомповування) або величиною швидкості потоку в тріщині.

### Технологія виконання робіт із використанням пом'якшувача і структуроутворювача

*Вибір об'єктів* впровадження проводиться системно як з позицій покладів, так і свердловин, виходячи з аналізу геолого-промислового матеріалу. Критерієм вибору об'єктів для здійснення процесу тампонування тріщин і створення потоковідхилювальних бар'єрів є наявність у пласті природних чи штучно створених тріщин і передчасне проривання витіснявальних агентів до видобувних свердловин. Додатковими критеріями в залежності від стадії розробки родовища можуть бути аномалії обводнення видобувних і приймальностей нагнітальних свердловин, висока приймальність нагнітальної свердловини одночасно з великою обводненістю сусідніх видобувних свердловин та ін. Вибірання об'єктів здійснюється за даними промислово-геофізичних і гідродинамічних методів із вивчення тріщинуватості гірських порід покладу і, особливо, за даними індикаторних методів дослідження.

Свердловини, які вибрано для виконання робіт за даною технологією, повинні відповідати *наступним вимогам*: а) експлуатаційна колона, насосно-компресорні труби і гирлова арматура повинні бути герметичними; б) конструкція і стан експлуатаційної колони за необхідності повинні уможливити опускання пакерувальних пристроїв; в) вибір свердловини не повинен бути засмічений сторонніми предметами.

Технологічний процес реалізується на свердловинах з допомогою таких *технічних засобів*: насосних агрегатів УН1-630х700, цементувального агрегату ЦА-320, блока маніфольдів 1БМ-700, пакера, цементувальної гідромішалки.

Для збільшення розмірів зони тампонування доцільно здійснювати нагнітання ізоляційного матеріалу за схемою гідравлічного розриву пласта, тобто за високих тисків запомповування. Додаткове збільшення розмірів зони тампонування досягається нагнітанням ізоляційного матеріалу в пласт і через видобувні свердловини, причому також за схемою гідравлічного розриву пласта. У цьому випадку розмір зони тампонування збільшиться пропорційно кількості свердловин, через які здійснюється нагнітання ізоляційного матеріалу в пласт.

Роботи із здійснення технологічного процесу поділяються на *чотири стадії*: а) підготовчі роботи з дослідження свердловин; б) підготовчі роботи для проведення процесу тампонування; в) проведення процесу тампонування високопровідних тріщин; г) завершальні роботи.

*Підготовчі роботи з дослідження* водонагнітальної свердловини включають комплекс геофізичних і гідродинамічних досліджень: а) з визначення профілю приймальності (припливу); б) зняття індикаторної лінії роботи свердловини; в) контрольні вимірювання приймальності свердловини на робочому режимі.

Визначається також приймальність пласта, який підлягає ізоляції, нагнітанням пластової води до отримання стабільної приймальності за постійного тиску нагнітання, котрий є допустимим для даної експлуатаційної колони і не перевищує 80% від тиску гідророзриву пласта.

За даними дослідження приймальності свердловини на декількох режимах (5-10 хв. на кожному за постійної витрати) вибирають тиск запомповування ізоляційного матеріалу. Так, режими запомповування, коли відсутнє зростання тиску, є оптимальними для робіт із обмеження припливу підшовної води, ізоляції заколонної циркуляції, вирівнюванню профілів приймальності, а режими зі зростанням тиску запомповування – для відключення пластів і пропластків [500]. Тиск запомповування водоізоляційних матеріалів у видобувних свердловинах повинен бути меншим тиску гідророзриву пласта, а в нагнітальних свердловинах кінцевий тиск запомповування реагенту повинен бути рівним робочому тиску нагнітання води [500].

По сусідніх видобувних свердловинах, що знаходяться в полі нагнітальної свердловини, в яку передбачається запомповування суспензії пом'якшувача, проводять контрольні вимірювання дебіту і обводненості продукції. У фонтанних і газліфтних свердловинах доцільно також зняти профіль припливу.

У ході здійснення *підготовчих робіт для проведення процесу* тампонування на свердловині необхідно:

- 1) спланувати і підготувати майданчик для розміщення обладнання і майданчик для складування мішків із пом'якшувачем у безпосередній близькості від місця приготування суспензії;

- 2) опустити підземне обладнання, що складається з колони насосно-компресорних труб і пакера (встановлюється пакер із урахуванням очікуваних тисків запомповування, стану експлуатаційної колони і розрахункового розміру зони тампонування);

- 3) встановити гирлову арматуру;

- 4) забезпечити наявність необхідної кількості пом'якшувача АСПГ і води на свердловині;

5) обв'язати наземне і допоміжне обладнання за схемою обв'язки, котра подана на рис. 6.71;

б) опресувати наземне і свердловинне обладнання тиском, півторакратним від розрахункового тиску.

*Проведення процесу тампонування* високопровідних тріщин виконується в такій послідовності: а) приготування водної суспензії АСПГ; б) запомповування суспензії в тріщини пласта; в) роботи зі зниження коефіцієнта проникності тампонувального шару.

*Приготування водної суспензії* здійснюється за допомогою цементувальної гідромішалки (в разі її відсутності допускається використовувати піскозмішувальний агрегат) (рис. 6.72). Концентрація суспензії пом'якшувача регулюється подаванням пом'якшувача в лійку гідрозмішувального пристрою.

*Запомповування суспензії* здійснюється за допомогою насосних агрегатів.

Для зниження коефіцієнта проникності тампонувального шару АСПГ запомповування проводять за тиску, який є на 4,2 МПа більшим від робочого тиску запомповування води (від тиску розкриття тріщин).

Для зниження проникності тампонувального шару АСПГ у тріщинах пласта може передбачати також запомповування 20% водонафтової емульсії із розрахунку 10 л на 1 кг запомпованого пом'якшувача (див. §§ 2.5.8, 5.3.3).

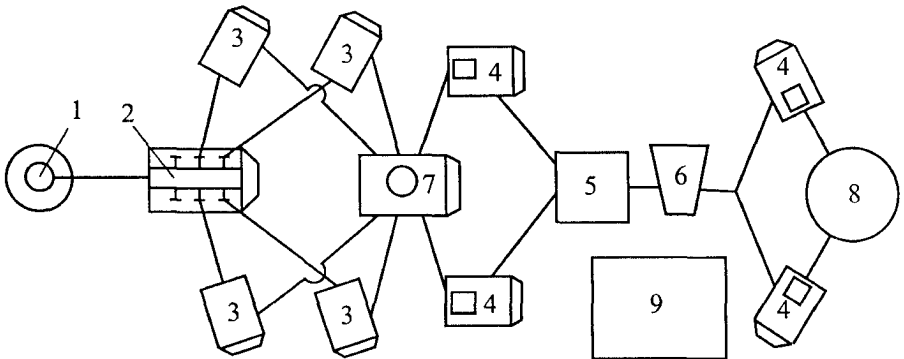


Рис. 6.71 – Схема обв'язування устаткування та агрегатів для запомповування суспензії пом'якшувача у свердловину: 1 – свердловина; 2 – блок маніфольдів ІБМ-700; 3 – насосні агрегати УНІ-300х700А (4АН-700) або АСФ-1050; 4 – цементувальні агрегати УНІ-400х100 (ЦА-320М); 5 – корито; 6 – гідрозмішувальний пристрій (гідравлічна цементомішалка, цементувальна лійка); 7 – піскозмішувальний агрегат УСП-50 (4ПА); 8 – сміница (амбар) із водою; 9 – майданчик для складання мішків із пом'якшувачем

Для розширення охоплення пласта заводненням у сильно охолоджених пластах може передбачати і наступне запомповування теплоносія, що забезпечує прогрівання околиці свердловини до 65-80°C (див. §§ 2.5.8, 5.3.3).

При виконанні *завершальних робіт* необхідно:

- 1) провести демонтаж наземного і допоміжного обладнання, витягнути пакер;
- 2) провести відбивання вибою; у разі утворення вибійного корка промити свердловину до попереднього вибою;
- 3) провести опускання експлуатаційного обладнання, обв'язати гірло і пустити свердловину з попереднім режимом запомповування;
- 4) провести дослідження водонагнітальної свердловини геофізичними і гідродинамічними методами.

*Вимоги до проведення процесу* тампонування високопровідних тріщин такі: 1) спочатку вийти на робочий режим запомповування; 2) відтак запомпувати водну суспензію гранульованого пом'якшувача концентрацією 20-50 кг/м<sup>3</sup>; 3) запомповування суспензії пом'якшувача продовжувати до величини заданого розрахункового тиску; 4) кількість пом'якшувача, яка необхідна для тампонування тріщин, визначити за методикою прогнозування параметрів процесу.

Отже, технологічний процес на свердловинах з використанням пом'якшувача реалізується наступним чином. Водну суспензію пом'якшувача

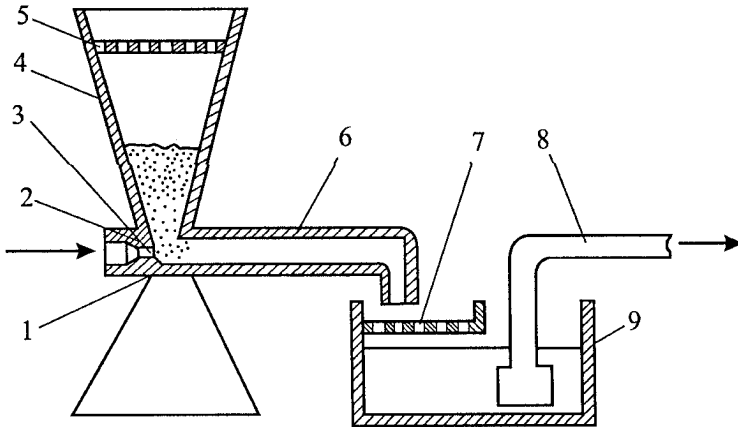


Рис. 6.72 – Схема приготування суспензії гранульованого пом'якшувача біля свердловини: 1 – гідрозмішувальний пристрій (гідравлічна цементомішалка); 2 – вакуумно-гідравлічний змішувальний пристрій; 3 – сопло; 4 – конусна лійка; 5 – металева сітка; 6 – напірна труба; 7 – шілинне сито; 8 – всмоктувальний рукав; 9 – корито

з допомогою цементувальної гідромішалки (за її відсутності можна використовувати піскозмішувальний агрегат) та насосних агрегатів запомповують у свердловину. Концентрація суспензії пом'якшувача береться рівною 20-50 кг/м<sup>3</sup> і регулюється подаванням пом'якшувача у лійку гідрозмішувального пристрою, а необхідна кількість пом'якшувача визначається в залежності від ступеня тріщинуватості пласта (500-2000 кг). Після запомповування необхідної кількості пом'якшувача він протискується в пласт рідиною в об'ємі комунікацій, які знаходяться на поверхні, насосно-компресорних труб і стовбура свердловини нижче башмака насосно-компресорних труб, після чого свердловину пускають в роботу на попередньому режимі експлуатації.

Структуроутворювач Х-1 (С-Х) є подібним за своїми характеристиками до пом'якшувача, тому технології використання цих матеріалів є однаковими.

#### *Визначення швидкості спливання пом'якшувача*

Пом'якшувач являє собою дрібнозернистий сипкий бітумний матеріал, на поверхню якого нанесено технічний вуглець марки ПГМ-33. Густина пом'якшувача без сажі становить 970 кг/м<sup>3</sup>, із сажею 990 кг/м<sup>3</sup> (норма за ТУ 1020-1040 кг/м<sup>3</sup>), тобто вона є близькою до густини води. Через незмочуваність матеріалу гранул водою пом'якшувач за нормальних умов спливає. У воді спливає 99,9% пом'якшувача, що пояснюється поряд із меншою густиною також флотаційним ефектом. Осад представлений в основному частинками сажі (див. також § 2.5.8).

Для дослідження процесів тампонування тріщин і нагнітання гранульованого асфальтено-смолистого пом'якшувача (АСПГ) із поверхні в пласт необхідно знати швидкість спливання гранул та мінімальну швидкість спадного потоку рідини, при перевищенні якої гранули будуть переноситись по стовбуру свердловини в пласт. Для цього було розроблено спеціальне лабораторне устаткування, схему якого подано на рис. 6.73. Устаткування складається із скляної труби 4, довжина якої 1 м і внутрішній діаметр 0,0245 м, лабораторного водоструминного насоса 3 типу НВ (ТУ 64-1-861-72), спеціальної мішалки 1 і витратоміра рідини (бюретки) 5. Подавання води здійснюється від водопровідної мережі (або за допомогою відцентрового насоса) і регулюється вентилем 2.

Гранульований пом'якшувач із заданим діаметром гранул засипали у мішалку і перемішували із водою. Водоструминним насосом, що працює під дією струменя води, котра подається в нього, відпомповується суміш із ємності мішалки і надходить у вертикальну скляну трубу. Витрата потоку гранул регулюється вентилем і вимірюється витратоміром. Дослідження проведено при температурі 18-20°C.

Швидкістю спливання і мінімальною швидкістю потоку, необхідною для гідротранспортування гранульованого пом'якшувача по вертикальній трубі, вважається та швидкість, за якої гранули починають переміщатись вниз.

Після надходження гранул у скляну трубу за допомогою вентиля 6 встановлювали таку витрату рідини  $Q$  в трубі, за якої гранули починають переміщатись вниз, тобто швидкість потоку  $v$ , рівну швидкості спливання гранул  $w_0$ , визначали за формулою:

$$v = w_0 = \frac{Q}{F}, \quad (6.117)$$

де  $v$  – швидкість потоку, м/с;  $Q$  – витрата рідини в трубі, м<sup>3</sup>/с;  $F$  – площа поперечного перерізу труби, м<sup>2</sup>.

Результати визначень для різних розмірів гранул пом'якшувача подано в табл. 6.51. Середньозважену швидкість спливання  $w_0$  для різних діаметрів гранул пом'якшувача визначали так:

$$w_0 = \frac{\sum w_{0i} \varphi_i}{\sum \varphi_i}, \quad (6.118)$$

де  $w_{0i}$  – швидкість спливання гранул  $i$ -того діаметра;  $\varphi_i$  – частка фракцій  $i$ -того діаметра гранул (див. вище рис. 2.54). За результатами визначень  $w_0 = 0,075$  м/с.

Таблиця 6.51 – Швидкість спливання гранул пом'якшувача

Діаметр гранул, мм	Швидкість спливання, м/с
0,14	0,043
0,185	0,047
0,40	0,063
0,80	0,10
1,1	0,123
1,35	0,143
1,55	0,162

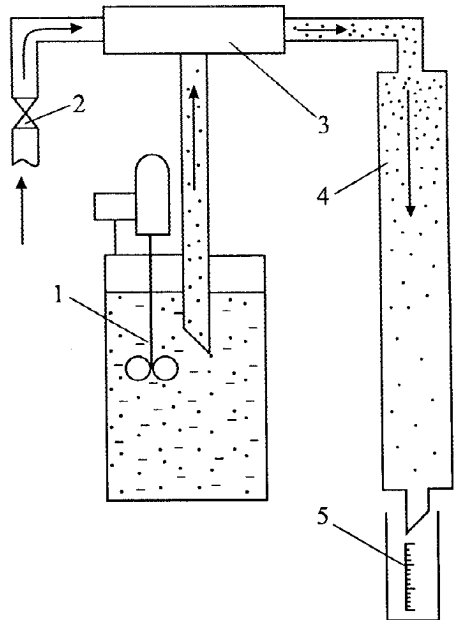


Рис. 6.73 – Схема лабораторного устаткування із визначення швидкості спливання гранул пом'якшувача: 1 – мішалка; 2 – вентиль; 3 – лабораторний водоструминний насос; 4 – труба скляна; 5 – бюретка



Графічна залежність швидкості потоку, яка необхідна для гідротранспортування пом'якшувача по вертикальній трубі, від діаметра гранул за зміни діаметра гранул в межах від 0,14 до 1,55 мм є лінійною (рис. 6.74, а). За діаметра гранул пом'якшувача  $d = 0,14-1,55$  мм залежність швидкості від діаметра можна описати рівнянням:

$$w = 0,029 + 85 \cdot 10^{-6} d_r, \quad (6.119)$$

де  $w$  – мінімальна швидкість потоку, яка необхідна для створення спадного гідротранспортування гранульованого пом'якшувача, м/с;  $d_r$  – діаметр гранул, м.

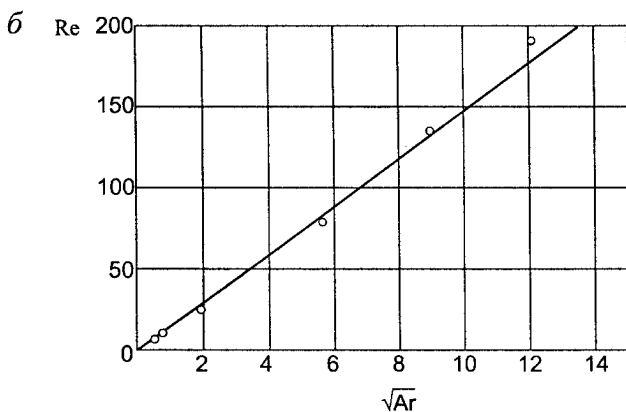
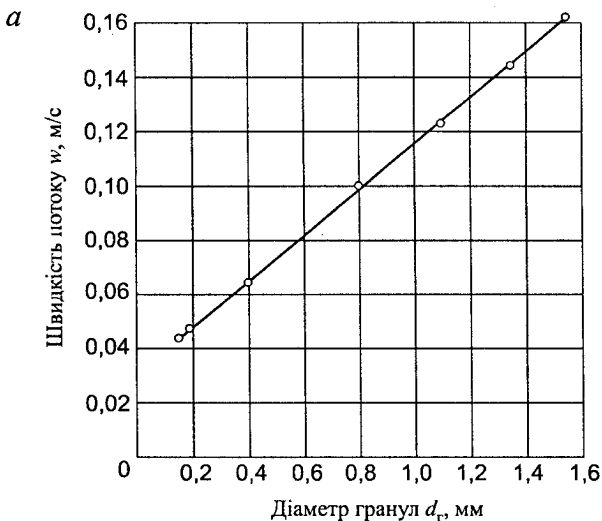


Рис. 6.74 – Залежності швидкості спливання  $w$  (швидкості потоку для гідротранспортування гранульованого пом'якшувача) від діаметра гранул  $d_r$  (а) і критерію Рейнольдса  $Re$  від кореня квадратного із критерію Архімеда  $\sqrt{Ar}$  (б)

Ввели також критерії Рейнольда  $Re = \frac{wd_r \rho}{\mu}$  і Архімеда

$$Ar = \frac{d_r^3 \rho g (\rho - \rho_r)}{\mu^2}, \text{ де } \mu, \rho - \text{динамічний коефіцієнт в'язкості і густина}$$

рідини-носія;  $\rho_r$  – густина гранул пом'якшувача;  $g$  – прискорення вільного падіння, а відтак за експериментальними даними побудували залежність  $Re(\sqrt{Ar})$ , яку подано на рис. 6.74, б і описано рівнянням:

$$Re = -2,6833 + 15,87\sqrt{Ar}. \quad (6.120)$$

Для практичного здійснення технології виконано розрахунки витрат рідини, необхідної для запомповування гранульованого пом'якшувача в пласт по стандартних насосно-компресорних трубах (рис. 6.75). Так, для насосно-компресорних труб із умовним діаметром  $d$  33 мм така витрата для різних фракцій гранул становить від  $1,4 \cdot 10^{-3}$  до  $5,3 \cdot 10^{-3}$  м<sup>3</sup>/хв. (2-7,7 м<sup>3</sup>/доб.), а для НКТ з умовним діаметром 114 мм від  $2 \cdot 10^{-2}$  до  $7,7 \cdot 10^{-2}$  м<sup>3</sup>/хв. (29,3-110,5 м<sup>3</sup>/доб.). Перерахунок на витрати для насосно-компресорних і обсадних труб показав (табл. 6.52), що гідротранспортування пом'якшувача у свердловині можна забезпечити з допомогою будь-якого насосного агрегату, який застосовується в галузі, чи від кушової насосної станції системи підтримування пластового тиску (10-110 м<sup>3</sup>/доб.).

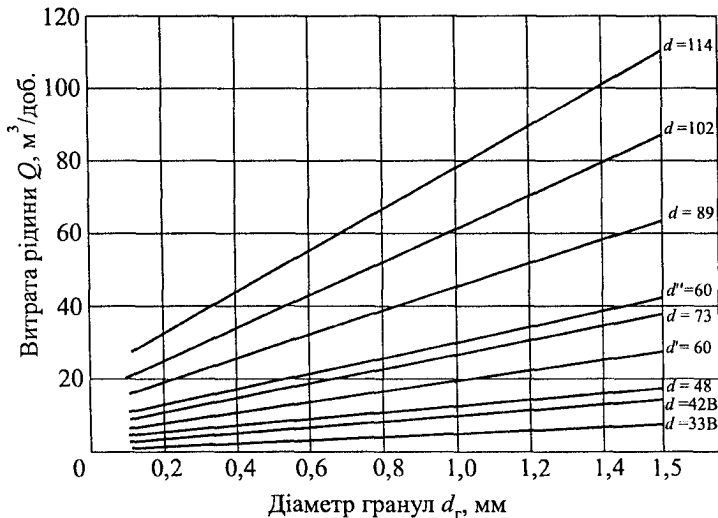


Рис. 6.75 – Залежність витрати рідини  $Q$ , необхідної для запомповування гранульованого пом'якшувача, у залежності від діаметра його гранул  $d_r$  за різних діаметрів труб  $d$ , мм із урахуванням товщини стінки для гладких і рівномірних із висадженими кінцями труб (позначено штрихами і буквою B)

Таблиця 6.52 – Витрата рідини, яка необхідна для гідротранспортування гранульованого пом'якшувача в стандартних насосно-компресорних трубах

Умовний діаметр труби, мм	Внутрішній діаметр труби, м	Витрата рідини, необхідна для транспортування гранул діаметром, мм					
		0,14		0,185		0,4	
		м <sup>3</sup> /хв.	м <sup>3</sup> /доб.	м <sup>3</sup> /хв.	м <sup>3</sup> /доб.	м <sup>3</sup> /хв.	м <sup>3</sup> /доб.
Труби гладкі							
48	0,0403	3,3·10 <sup>-3</sup>	4,7	3,6·10 <sup>-3</sup>	5,2	4,8·10 <sup>-3</sup>	6,9
60	0,0503	5,1·10 <sup>-3</sup>	7,3	5,6·10 <sup>-3</sup>	8,1	7,5·10 <sup>-3</sup>	10,8
	0,062	7,8·10 <sup>-3</sup>	11,2	8,5·10 <sup>-3</sup>	12,2	1,1·10 <sup>-2</sup>	16,4
73	0,059	7,0·10 <sup>-3</sup>	10,1	7,7·10 <sup>-3</sup>	11,1	1,0·10 <sup>-2</sup>	14,9
89	0,076	1,2·10 <sup>-2</sup>	17,3	1,3·10 <sup>-2</sup>	18,4	1,7·10 <sup>-2</sup>	24,6
102	0,0886	1,6·10 <sup>-2</sup>	22,9	1,7·10 <sup>-2</sup>	25	2,3·10 <sup>-2</sup>	33,5
114	0,1003	2,0·10 <sup>-2</sup>	29,3	2,2·10 <sup>-2</sup>	32,1	3,0·10 <sup>-2</sup>	43
Труби із висадженими назовні кінцями							
33	0,0264	1,4·10 <sup>-3</sup>	2,0	1,5·10 <sup>-3</sup>	2,2	2,1·10 <sup>-3</sup>	2,9
42	0,0352	2,5·10 <sup>-3</sup>	3,6	2,7·10 <sup>-3</sup>	3,9	3,7·10 <sup>-3</sup>	5,3
48	0,0403	3,3·10 <sup>-3</sup>	4,7	3,6·10 <sup>-3</sup>	5,2	4,8·10 <sup>-3</sup>	6,9
60	0,0503	5,1·10 <sup>-3</sup>	7,3	5,6·10 <sup>-3</sup>	8,1	7,5·10 <sup>-3</sup>	10,8
	0,062	7,8·10 <sup>-3</sup>	11,2	8,5·10 <sup>-3</sup>	12,2	1,1·10 <sup>-2</sup>	16,4
73	0,059	7,0·10 <sup>-3</sup>	10,1	7,7·10 <sup>-3</sup>	11,1	1,0·10 <sup>-2</sup>	14,9
	0,076	1,2·10 <sup>-2</sup>	17,3	1,3·10 <sup>-2</sup>	18,4	1,7·10 <sup>-2</sup>	24,6
89	0,073	1,1·10 <sup>-2</sup>	15,5	1,2·10 <sup>-2</sup>	16,9	1,6·10 <sup>-2</sup>	22,8
102	0,0886	1,6·10 <sup>-2</sup>	22,9	1,7·10 <sup>-2</sup>	25	2,3·10 <sup>-2</sup>	33,5
114	0,1003	2,0·10 <sup>-2</sup>	29,3	2,2·10 <sup>-2</sup>	32,1	3,0·10 <sup>-2</sup>	43

Продовження табл. 6.52

Умовний діаметр труби, мм	Внутрішній діаметр труби, м	Витрата рідини, необхідна для транспортування гранул діаметром, мм					
		0,8		1,1		1,35	
		м <sup>3</sup> /хв.	м <sup>3</sup> /доб.	м <sup>3</sup> /хв.	м <sup>3</sup> /доб.	м <sup>3</sup> /хв.	м <sup>3</sup> /доб.
Труби гладкі							
48	0,0403	7,6·10 <sup>-3</sup>	11	9,4·10 <sup>-3</sup>	13,5	1,1·10 <sup>-2</sup>	15,7
60	0,0503	1,2·10 <sup>-2</sup>	17,1	1,5·10 <sup>-2</sup>	21,1	1,7·10 <sup>-2</sup>	24,5
	0,062	1,8·10 <sup>-2</sup>	26	2,2·10 <sup>-2</sup>	32,0	2,6·10 <sup>-2</sup>	37,3
73	0,059	1,6·10 <sup>-2</sup>	23,6	2,0·10 <sup>-2</sup>	29	2,3·10 <sup>-2</sup>	33,7
89	0,076	2,7·10 <sup>-2</sup>	39,2	3,3·10 <sup>-2</sup>	48,2	3,9·10 <sup>-2</sup>	56
102	0,0886	3,7·10 <sup>-2</sup>	53,2	4,5·10 <sup>-2</sup>	65,5	5,3·10 <sup>-2</sup>	76,2
114	0,1003	4,7·10 <sup>-2</sup>	68,2	5,8·10 <sup>-2</sup>	83,5	6,8·10 <sup>-2</sup>	98
Труби із висадженими назовні кінцями							
33	0,0264	3,3·10 <sup>-3</sup>	4,8	4,0·10 <sup>-3</sup>	5,8	4,7·10 <sup>-3</sup>	6,7
42	0,0352	5,8·10 <sup>-3</sup>	8,4	7,2·10 <sup>-3</sup>	10,3	8,3·10 <sup>-3</sup>	12
48	0,0403	7,6·10 <sup>-3</sup>	11	9,4·10 <sup>-3</sup>	13,5	1,1·10 <sup>-2</sup>	15,7
60	0,0503	1,2·10 <sup>-2</sup>	17,1	1,5·10 <sup>-2</sup>	21,1	1,7·10 <sup>-2</sup>	24,5
	0,062	1,8·10 <sup>-2</sup>	26	2,2·10 <sup>-2</sup>	32,0	2,6·10 <sup>-2</sup>	37,3
73	0,059	1,6·10 <sup>-2</sup>	23,6	2,0·10 <sup>-2</sup>	29,0	2,3·10 <sup>-2</sup>	33,7
	0,076	2,7·10 <sup>-2</sup>	39,2	3,3·10 <sup>-2</sup>	48,2	3,9·10 <sup>-2</sup>	56
89	0,073	2,5·10 <sup>-2</sup>	36,1	3,1·10 <sup>-2</sup>	44,5	3,6·10 <sup>-2</sup>	51,7
102	0,0886	3,7·10 <sup>-2</sup>	53,2	4,5·10 <sup>-2</sup>	65,5	6,3·10 <sup>-2</sup>	76,2
114	0,1003	4,7·10 <sup>-2</sup>	68,2	5,8·10 <sup>-2</sup>	83,5	6,8·10 <sup>-2</sup>	98

Умовний діаметр труби, мм	Внутрішній діаметр труби, м	Витрата рідини, необхідна для транспортування гранул діаметром, мм	
		1,55	
		м <sup>3</sup> /хв.	м <sup>3</sup> /доб.
Труби гладкі			
48	0,0403	$1,2 \cdot 10^{-2}$	17,8
60	0,0503	$1,9 \cdot 10^{-2}$	27,8
	0,062	$2,9 \cdot 10^{-2}$	42,2
73	0,059	$2,6 \cdot 10^{-2}$	38,2
89	0,076	$4,4 \cdot 10^{-2}$	63,5
102	0,0886	$6,0 \cdot 10^{-2}$	86,3
114	0,1003	$7,7 \cdot 10^{-2}$	110,5
Труби із висадженими назовні кінцями			
33	0,0264	$5,3 \cdot 10^{-3}$	7,7
42	0,0352	$9,4 \cdot 10^{-3}$	13,6
48	0,0403	$1,2 \cdot 10^{-2}$	17,8
60	0,0503	$1,9 \cdot 10^{-2}$	27,8
	0,062	$2,9 \cdot 10^{-2}$	42,2
73	0,059	$2,6 \cdot 10^{-2}$	38,2
	0,076	$4,4 \cdot 10^{-2}$	63,5
89	0,073	$4,1 \cdot 10^{-2}$	58,6
102	0,0886	$6,0 \cdot 10^{-2}$	86,3
114	0,1003	$7,7 \cdot 10^{-2}$	110,5

Отже, необхідну витрату суспензії для здійснення спадного гідротранспортування пом'якшувача (АСПГ) по насосно-компресорних трубах слід визначати згідно з табл. 6.53.

Таблиця 6.53 – Необхідна витрата суспензії для запомповування АСПГ залежно від діаметра труб

Труби гладкі								
Умовний діаметр труби за ГОСТ 633-80, мм	48	60	73	89	102	114		
Витрата суспензії, необхідна для гідротранспортування АСПГ, $\cdot 10^{-4}$ , м <sup>3</sup> /с	2,0	3,2 - 4,8	4,3	7,3	10	12,8		
Труби з висадженими на зовні кінцями								
Умовний діаметр труби за ГОСТ 633-80, мм	33	42	48	60	73	89	102	114
Витрата суспензії, необхідна для гідротранспортування АСМГ, $\cdot 10^{-4}$ , м <sup>3</sup> /с	0,88	1,6	2	3,2-4,8	4,3-7,3	6,8	10,0	12,8

## Технологія виконання робіт із використанням спінюваного полістиролу

В умовах підвищених пластових температур (80-150°C) замість гранульованого асфальтено-смолистого пом'якшувача (АСПГ) пропонується запомповувати для тампонування тріщин пласта спінюваний полістирол (СП) (за ОСТ 6-05-202-83).

У водному середовищі при температурі понад 70°C розміри гранул полістиролу значно збільшуються в об'ємі, а в замкнутому просторі утворюється міцний, щільний ізолювальний полімерний бар'єр. При температурі 80°C коефіцієнт проникності шару полістиролу становить  $2,16 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, а при 120°C шар практично є непроникним (див. також §§ 2.5.4, 5.3.3).

Технологічний процес здійснюється із застосуванням серійного обладнання і техніки за схемою гідравлічного розриву пласта через нагнітальні, або спільно через нагнітальні і видобувні свердловини. Полістирол запомповується у вигляді водної суспензії, яка готується в ході запомповування суспензії за допомогою гідрозмішувального пристрою.

Реалізація технологічного процесу на свердловинах може здійснюватись, аналогічно як і з використанням пом'якшувача, без піднімання свердловинного обладнання або з його підніманням.

## Комплексна технологія

Підвищити ефективність процесу створення міжсвердловинних потокоскерувальних бар'єрів можна за *комплексною технологією* ізоляції води і перерозподілу фільтраційних потоків у пласті. Її призначення полягає в ізоляції припливів контурної води, ліквідації проривів контурної води, створенні потокоскерувальних бар'єрів та перерозподілі фільтраційних потоків у пласті з метою збільшення поточних дебітів нафти і газу та підвищення охоплення пластів витісненням нафти водою і коефіцієнта нафтовилучення.

Суть технології полягає у великооб'ємному послідовному запомповуванні декількох тампонажних матеріалів з різними реологічними, тампонажними і витіснювальними властивостями системно як через нагнітальну свердловину, так і в подальшому через сусідні обводнені видобувні свердловини (див. § 5.3).

Технологічний процес охоплює такі операції: послідовне запомповування в нагнітальну свердловину ряду тампонажних і витіснювальних матеріалів, які характеризуються різною фільтрівністю, дисперсністю і плавучістю з наступним переходом на звичайне запомповування води; в подальшому в кожен видобувну свердловину, в напрямі до якої відбувся передчасний прорив контурної води, послідовне запомповування анало-

гічних тампонажних і витіснювальних матеріалів з переходом на експлуатацію (видобування нафти).

Підбір матеріалів, їх властивостей і об'ємів здійснюється в залежності від фільтраційних властивостей пласта і термобаричних умов. Зокрема, такими матеріалами можуть бути розчини полімерів, суспензії полівінілового спирту чи пом'якшувача, твердіючі тампонажні матеріали.

### Промислове випробування і впровадження технології із використанням пом'якшувача і структуроутворювача

Багатьма дослідниками встановлено, що для пісковиків і алевролітів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину (Долина, Битків, Борислав та ін.) характерними є коефіцієнти відкритої тріщинної пористості 0,32% і тріщинної проникності  $44,5 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, а для аргілітів відповідно 0,39% і  $71,5 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> [334]. Попереднім аналізом раніше виконаних робіт із обмеження припливу пластових вод за технологією на основі гранульованого магнію у видобувних свердловинах Долинського нафтового родовища встановлено, що тиск запомповування магнієвої чи піщано-магнієвої суспензії становив 0-47МПа при загальній технологічній ефективності виконаних робіт 88%. Невисокі тиски при запомповуванні 500-1000 кг гранульованого магнію фракції 0,5-1,5 мм переконували в наявності тріщин великого розкриття навіть у привибійній зоні видобувних свердловин, у котрих тиск рідини є значно меншим, ніж тиск у решті пласта (див. § 6.12.5). Це дало нам підставу як першочерговий об'єкт для проведення випробувань даної технології з використанням дисперсних систем вибрати Долинське нафтове родовище.

Нижче подано деякі результати характерного застосування технології тампонування тріщин пласта з використанням дисперсного пом'якшувача [76].

*Видобува свертловина №226-Д.* Вперше асфальтено-смолисті гранульований пом'якшувач (АСПГ) (за ТУ 98-201-193-78) використано нами для обмеження припливу пластової води у видобувну свертловину №226-Д (січень 1981р.) Долинського нафтового родовища. При цьому ставилось також завдання вивчення можливостей запомповування гідрофобного гранульованого матеріалу у тріщини пласта насосними агрегатами 4АН-700.

Геолого-технічні дані свертловини №226-Д такі: кондуктор діаметром 325 мм опущено на глибину 150 м і зацементовано до гирла; експлуатаційну колону діаметром 146 мм опущено до глибини 2590 м і зацементовано в інтервалі 2590-1270 м; перфорацію виконано в інтервалах 2560-2546, 2546-2510, 2115-2406, 2397-2370 м; пробурений вибій знаходиться на глибині 2600 м, штучний вибій – 2590 м; дебїти нафти  $Q_n = 30,1$  т/доб., води  $Q_v = 46,2$  м<sup>3</sup>/доб., газу  $Q_r = 3100$  м<sup>3</sup>/доб.

При цьому було прийнято наступний план виконання робіт:

- 1) виміряти дебіти нафти, води і газу;
- 2) зняти динамограму;
- 3) підняти насос;
- 4) виміряти глибину вибою і промити свердловину до глибини 2590 м; провести дослідження для визначення обводнених пластів; визначити інтервали припливу рідини у свердловину;
- 5) прошаблонувати свердловину шаблоном діаметром 118 мм довжиною 2 м до глибини 2000 м;
- 6) опустити у свердловину пакер ПВС-5-700 на рівномічних НКТ діаметром 73 мм на глибину 2000 м і опресувати його тиском 40 МПа;
- 7) підготувати свердловину до проведення оброблення; встановити гирлову головку для ГРП на 70 МПа і підготувати майданчик для розміщення насосних агрегатів;
- 8) заготувати на свердловині 500 м<sup>3</sup> прісної води, попередньо обробленої сульфанолам (0,2% концентрації); для цього в 9 м<sup>3</sup> ємності розбавити водою 1000 кг сульфанола, а отриманий розчин перепомпувати в ємність з 500 м<sup>3</sup> води;
- 9) заготувати на свердловині 3000 кг АСПГ;
- 10) забезпечити на свердловині таку техніку: насосний агрегат 4АН-700 – 10 шт., блок маніфольдів БМ-700 – 1 шт., піскозмішувач 4ПА – 3 шт., цементувальний агрегат ЦА-320 – 5 шт., чергова машина – 1 шт., пожежна машина – 1 шт.;
- 11) обв'язати агрегати за схемою ГРП і опресувати лінії тиском 70 МПа; всі лінії збирати тільки із металевих труб;
- 12) підготувати 2 водоводи із НКТ діаметром 73 мм із перевідниками і гайками швидкого з'єднання від водяної ємності до свердловини;
- 13) виконати ізоляцію припливу води за технологічною режимною картою, поданою в табл. 6.54; у процесі проведення оброблення затрубний простір повинен бути відкритим;
- 14) закрити свердловину для відновлення тиску;
- 15) підняти пакер;
- 16) виміряти глибину вибою;
- 17) провести термокаротаж;
- 18) опустити насос і освоїти свердловину;
- 19) зняти динамограму роботи штангового насоса;
- 20) виміряти дебіти води, нафти і газу;
- 21) протягом 7 діб після пуску свердловини в експлуатацію щодобово відбирати проби продукції на аналіз.

Фактичне здійснення процесу запомповування пом'якшувача в часі було наступним:

- 12.05 год. – пропомповування насосів (9 шт.);  
 12.10 год. – опресування ліній на тиск 70 МПа;  
 12.15 год. – вихід на режим 4-х агрегатів 4АН-700 на I передачі і 1200 об./хв. за тиску запомповування 36 МПа;  
 12.20 год. – те ж 6-ти агрегатів за тиску 45 МПа;  
 12.40 год. – те ж за тиску 42 МПа;

Таблиця 6.54 – Технологічна режимна карта виконання ізоляції пластових вод із використанням АСПГ по свердловині №226-Д

Насосні агрегати	Передача	Кількість обертів у хв.	Кількість запомповуваної рідини, м <sup>3</sup>	Витрата рідини, м <sup>3</sup> /хв.	Кількість пом'якшувача, кг	Час, хв.	Тиск, МПа	Примітка
4АН-700 – 1 шт.	1	1200	2,3	0,23	–	10	70	Опресування колони НКТ і пакера
4АН-700 – 2 шт.	1	1200	4,6	0,46	–	10	70	
4АН-700 – 4 шт.	1	1200	9,2	0,92	–	10	70	
4АН-700 – 10 шт.	1	1200	69,0	2,3	–	30	70	
4АН-700 – 10 шт.	2	1200	62,0	3,1	–	20	47	Встановлення режиму запомповування
4АН-700 – 10 шт.	2	1200	75	3,1	3000	25	47	Запомповування пом'якшувача
4АН-700 – 10 шт.	2	1200	12	3,1	–	4	47	Протискування пом'якшувача в пласт
4АН-700 – 4 шт.	2	1200	7	1,24	–	5	47	

12.45 год. – те ж 7-ми агрегатів за тиску 45 МПа і початок подавання пом'якшувача;

14.00 год. – тиск зріс до 48 МПа;

14.20 год. – перехід на роботу 4-х агрегатів за тих же параметрів роботи і тиску 40 МПа та припинення подавання пом'якшувача;

14.30 год. – завершення процесу запомповування.

У пласт, який знаходиться на глибині 2560-2370 м, успішно запомпували 7-ми насосними агрегатами УН 1-630×700А (4АН-700) на I передачі і 1200 об./хв. водну суспензію (оброблену сульфаноном з концентрацією 0,2%) гідрофобного пом'якшувача (3000 кг) з витратою 1,6 м<sup>3</sup>/хв. (2318 м<sup>3</sup>/доб.) при концентрації 40 кг/м<sup>3</sup>. У процесі запомповування тиск зріс всього на 3 МПа і становив 48 МПа. Швидкість руху рідини в НКТ становила 8,9 м/с, а в обсадній колоні (нижче башмака НКТ) – 2,15 м/с.

Таким чином, у результаті виконання робіт на видобувній свердловині №226-Д було доведено технологічну можливість запомповування в пласт



гідрофобного гранульованого пом'якшувача на воді за допомогою насосних агрегатів 4АН-700.

Перебіг параметрів роботи свердловини до і після виконання водоізоляційних робіт подано в табл. 6.55.

За поточними показниками до і після виконання робіт встановлено, що досягнуто зменшення обводненості продукції на 20%, збільшення дебіту нафти на 1,3 т/доб. Однак незабаром (через 6 днів) виконали підземний ремонт свердловини (ПРС) з метою заміни насоса і порушили режим її роботи, тому стверджувати про ефективність роботи з обмеження припливу води не було переконливих підстав.

Але виконані роботи дали нам додаткову підставу як об'єкт для проведення дослідно-промислових випробовувань даної технології вибрати Долинське нафтове родовище.

Дослідно-промислове впровадження технології тампонування тріщин пізніше нами успішно проведено на трьох ділянках полів водонагнітальних свердловин №231-Д (11 березня 1986р.), №321-Д (вересень 1987р.) і №319-Д (вересень-жовтень 1988р.).

*Водонагнітальна свердловина №231-Д.* Геологічною службою НГВУ „Долинанафтогаз” вирішувалося питання про доцільність подальшої експлуатації свердловини №231-Д як водонагнітальної на вигодський поклад. Тоді з метою зменшення відборів води в сусідніх свердловинах і перерозподілу фільтраційних потоків у покладі за нашою позицією було прийнято рішення здійснити тампонування тріщин пом'якшувачем.

Перед дослідно-промисловими випробовуваннями технологічного процесу тампонування високопроникних каналів з використанням дисперсної системи на основі пом'якшувача ставилась мета регулювання розробки дослідного поля – збільшення охоплення продуктивного пласта дослідного поля вигодського покладу заводненням, здійснення перерозподілу фільтраційних потоків у покладі, підвищення нафтовилучення із покладу, зменшення відборів води із видобувних свердловин і вирівнювання профілю приймальності нагнітальної свердловини №231. Такі випробовування проведено 11 березня 1986 р.

Вибране дослідне поле – елемент вигодського покладу Долинського нафтового родовища – включає нагнітальну свердловину №231 і навколишні видобувні свердловини №№221, 241, 350, 311, 315, 355, 344, 345, 353, 230, 354, розташовані в зоні її діяння (рис. 6.76).

Геолого-технічні дані свердловини №231-Д наступні: експлуатаційну колону діаметром 146 мм зацементовано в інтервалі 1720-2865,9 м; пробурений вибій знаходиться на глибині 3000 м, штучний вибій – 2692 м; перфорацію виконано в інтервалі 2535-2593, 2595-2690 м; приймальність

Таблиця 6.55 – Перебіг технологічних параметрів роботи свердловини №226-Ду часі

Місяць роботи	Середній газовий фактор, м <sup>3</sup> /т	Буферний тиск, МПа	Загубний тиск, МПа	Спосіб експлуатації	Кількість днів експлуатації	Видобуток за місяць				Обводненість, %	Середньодобовий дебіт, т/доб.
						нафти, т	води, м <sup>3</sup>	газу, тис. м <sup>3</sup>	ріднини, т		
Грудень 1981 р.	180	0,89	0,3	ШСН	31	846,5	1305,1	153,0	2151,6	61	27,3
Січень	134	0,89	0,3	-/-	17,9	240,5	671,2	32,3	911,7	74	14,1
	19.01 знято в капітальний ремонт з метою проведення ГРП із пом'якшувачем; проведено роботи за планом; тиск при ГРП становив 48 МПа. У свердловині залишилась гума із пакером.										
Лютий	98	0,89	0,3	-/-	6	92,4	109,6	9,1	202	54	15,4
	3 26.02. по 01.03 ГРС з метою заміни насоса НСВ 1-56										
Березень	316	0,89	0,3	-/-	28	149,5	1084,2	47,3	1233	88	5,3
Квітень	2960	0,89	0,3	-/-	30	74,7	1839,0	221,1	1913,7	96	2,5
Травень	106	0,89	0,3	-/-	31	567,6	1238,5	61	1808,5	69	18,3
Червень	116	0,89	0,3	-/-	30	748,4	1512,8	86,7	2261,2	67	24,9
Липень	162	0,89	0,3	-/-	31	101,8	1725,3	56,5	1827,1	94	3,2
Серпень	225	0,89	0,3	-/-	31	139,9	1510,2	31,5	1650,1	92	4,5
Вересень	209	0,89	0,3	-/-	30	187	1263	39	1450	87	6,2
Жовтень	365	0,89	0,3	-/-	23	436,6	1026,5	159	1463,1	70	19,0
	3 26.10 по 02.11 ГРС, заміна насоса										
Листопад	99	0,66	0,3	-/-	29	721,9	1050,7	71,3	1780,5	99	24,9

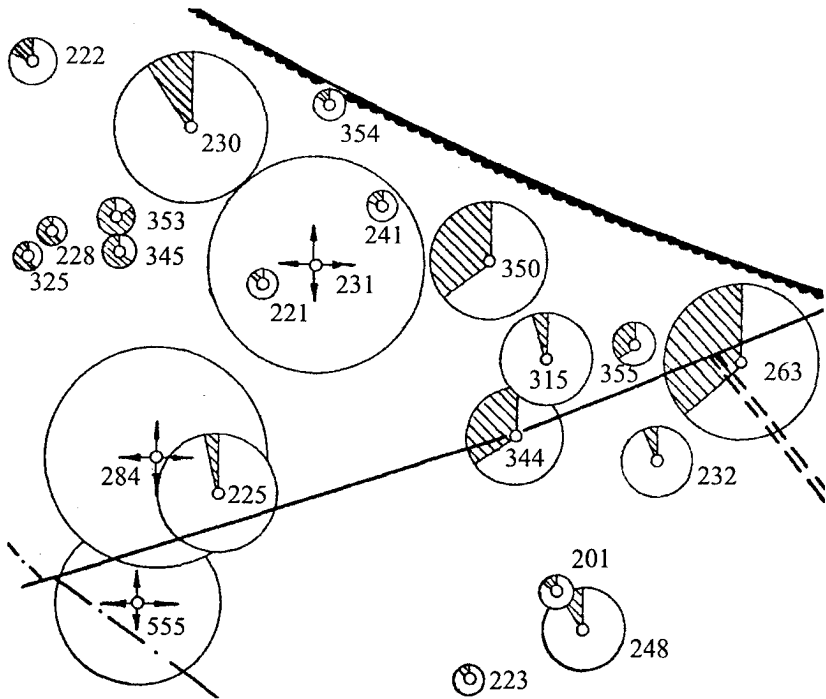


Рис. 6.76 – Карта поточного стану розробки ділянки нагнітальної свердловини №231-Д: радіус кола характеризує добовий дебіт рідини (1 мм:10 т/доб.) і добову приймальність (1 мм:20 м³/доб.); штрихуванням позначено частку нафти в продукції

свердловини становить 690 м³/доб. за робочого тиску 14,5 МПа (за станом на 04.03.1986 р.); лінійна залежність між витратою води і тиском у межах 275-690 м³/доб. і 13,2-14,5 МПа зберігалась лінійною при коефіцієнті нахилу 140,8 (м³/доб.)/МПа (табл. 6.56); зони приймальності води, визначені за термометричними даними від 16.05.1985 р.: основні 2535-2583 і 2610-2681 м, аномалії в інтервалах 1395-2500 м (очевидно, приурочені до за колонних перетікань).

Таблиця 6.56 – Результати дослідження водонагнітальної свердловини №231-Д на усталених режимах до виконання робіт із тампонування тріщин

Дата вимірювання	Діаметр діафрагми, м	Тиск до діафрагми, МПа	Тиск після діафрагми, МПа	Приймальність, м³/доб.
04.03.86 р.	–	14,5	14,5	690
05.03.86 р.	0,018	14,7	13,0	430
07.03.86 р.	0,012	13,5	12,0	320
08.03.86 р.	0,010	13,2	11,7	275

Для виконання робіт із тампонування тріщин пом'якшувачем в експлуатаційну колону діаметром 146 мм опустили 73-міліметрові НКТ з пакером ПВС-5-700 на глибину 2525 м.

Тампонувальні роботи на свердловині виконували за схемою гідравлічного розриву пласта (ГРП). Обв'язку свердловини (рис. 6.77) і нагнітальні лінії опресували тиском 55,8 МПа. До роботи були залучені насосні агрегати 4АН-700 (3 шт.), АСГ-1050 (і один запасний агрегат), піскозмішувальний агрегат 4ПА (і один запасний агрегат), цементувальний агрегат ЦА-320, блок маніфольдів 1 БМ-700.

В 11. 25 год. розпочали запомповування води у свердловину чотирма агрегатами (три агрегати 4АН-700 з діаметром плунжера 100 мм і один агрегат АСГ-1050 з діаметром плунжера 115 мм) за тиску  $p = 23$  МПа з метою виходу на режим запомповування. Запомповано  $30,82 \text{ м}^3$  води (табл. 6.57).

О 12.01 год. за допомогою піскозмішувального агрегату 4ПА, в бункер якого попередньо було завантажено 2400 кг асфальтено-смолисто-го пом'якшувача (АСПГ), чотирма насосними агрегатами (три 4АН-700, один АСГ-1050) на I передачі розпочали запомповування водної суспензії пом'якшувача за тиску  $p = 26$  МПа (табл. 6.58).

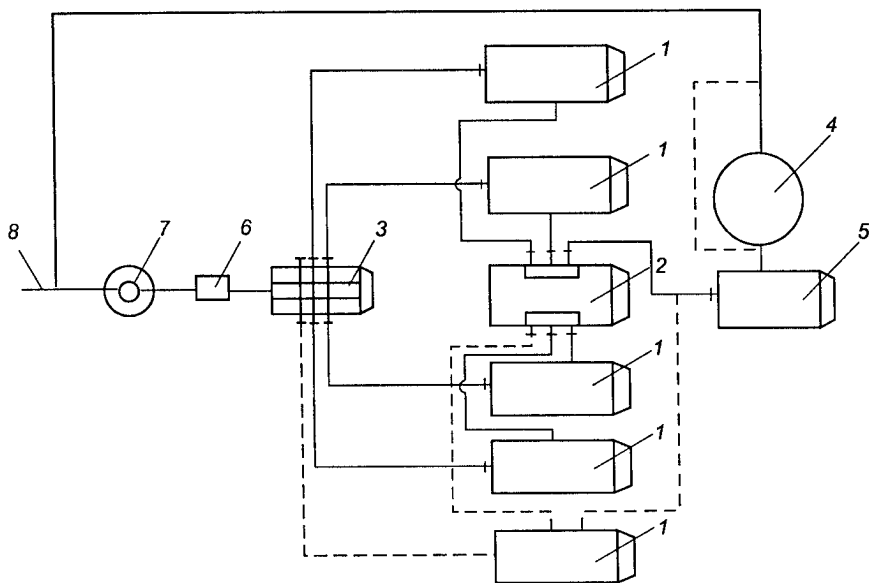


Рис. 6.77 – Схема обв'язки обладнання і агрегатів при запомповуванні суспензії пом'якшувача у нагнітальну свердловину №231-Д: 1 – насосний агрегат; 2 – піскозмішувальний агрегат 4ПА; 3 – блок маніфольдів 1БМ-700; 4 – ємність із водою; 5 – цементувальний агрегат; 6 – зворотній клапан; 7 – свердловина; 8 – водовід

Таблиця 6.57 – Режимні параметри виходу на режим запомповування пом'якшувача у свердловину №231-Д

Насосний агрегат	Передача	Діаметр плунжера, мм	Кількість обертів, об./хв.	Час роботи, хв.	Продуктивність, м <sup>3</sup> /хв.	Кількість запомпованої рідини, м <sup>3</sup>
4АН-700	I	100	1000	36	0,19	6,84
4АН-700	I	100	1300	36	0,25	9,00
4АН-700	I	100	1100	36	0,21	7,56
АСГ-1050	I	115	1100	36	0,206	7,42

Таблиця 6.58 – Режимні параметри процесу запомповування водної суспензії пом'якшувача у водонагнітальну свердловину №231-Д

Насосний агрегат	Передача	Діаметр плунжера, мм	Кількість обертів, об./хв.	Час роботи, хв.	Продуктивність, м <sup>3</sup> /хв.	Кількість запомпованої рідини, м <sup>3</sup>
4АН-700	I	100	1000	369	0,19	70,11
4АН-700	I	100	1300	369	0,25	92,25
4АН-700	I	100	1100	27	0,21	5,67
АСГ-1050	I	115	1100	229	0,206	47,17
4АН-700	II	100	1100	342	0,28	95,76
АСГ-1050	II	115	1100	140	0,32	44,8

*Примітка.* Початок запомповування 12.01 год.; 14.35-15.15 год. (40 хв.) – зупинка (заміна) піскозмішувача; (повна тривалість запомповування 409 хв.); кінець запомповування 18.50 год.; тривалість часу безпосереднього запомповування: 409-40 = 369 хв. Запомповано 9 т пом'якшувача, об'єм якого 9,18 м<sup>3</sup> (густина пом'якшувача 1020 кг/м<sup>3</sup>); запомповано води 355,8-9,18 = 346,62 м<sup>3</sup>.

О 12.28 год. один насосний агрегат 4АН-700 переключили на І передачу; тиск запомповування  $p = 28$  МПа.

О 13.15 год. розпочали завантаження із мішків пом'якшувача (тиск  $p = 30$  МПа), від'єднали піскозмішувальний агрегат і під'єднали інший, в бункер якого попередньо було завантажено 2400 кг пом'якшувача.

О 15.15 год. за тиску  $p = 30$  МПа продовжили запомповування чотирма насосними агрегатами.

О 16.30 год. насосний агрегат АСГ-1050 переключили на ІІ передачу; тиск  $p = 31$  МПа.

За період з 16.40 год. до 18.05 год. продовжили запомповування гранульованого пом'якшувача, засипаючи його із мішків масою 25 кг в піскозмішувач; тиск  $p = 36$  МПа.

О 18.50 год. запомпували весь пом'якшувач (тиск  $p = 38$  МПа) і розпочали протискування його у віддалену зону пласта 22,8 м<sup>3</sup> води за допомогою чотирьох насосних агрегатів на І передачі запомповування (із них один агрегат на ІІ передачі запомповування) за тиску  $p = 38$  МПа.

О 19.12 год. роботи із запомповування було завершено.

Зміни накопиченого об'єму запомповуваної суспензії і тиску запомповування в часі показано на рис. 6.78.

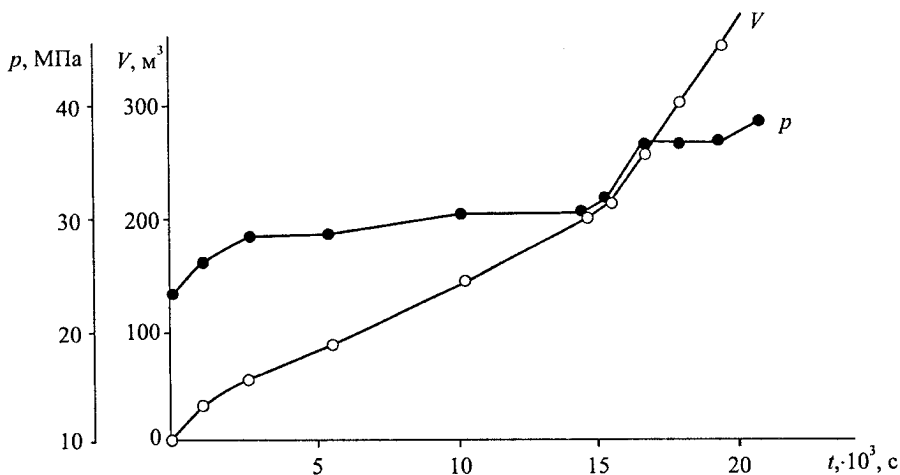


Рис. 6.78 – Зміна тиску  $p$  і накопиченого об'єму запомпованої рідини  $V$  у часі при тампонуванні тріщин суспензією пом'якшувача у полі свердловини №231-Д

Таким чином, за схемою ГРП запомпували в пласт 9000 кг ( $22,5 \text{ м}^3$  насипного об'єму) пом'якшувача (фракції 0,125-1,75 мм) з допомогою 346  $\text{м}^3$  води, яка використовується для підтримання пластового тиску (ППТ), при середній концентрації  $25 \text{ кг/м}^3$  протягом 6,33 год. (середня витрата  $0,91 \text{ м}^3/\text{хв.}$ ). Тиск запомповування при цьому зріс від 26 до 38 МПа. Після запомповування пом'якшувача додатково для протискування його у віддалену зону ще запомпували  $22,8 \text{ м}^3$  води з витратою  $1,04 \text{ м}^3/\text{хв.}$  Випробування пройшли успішно без будь-яких технологічних ускладнень.

У ході виконання запомповування суспензії встановлено, що нормальна робота насосних і піскозмішувальних агрегатів спостерігається за вмісту дисперсної фази пом'якшувача у воді до  $25\text{-}30 \text{ кг/м}^3$ . При тривалому зберіганні пом'якшувача в гарячу пору року можливим є злипання і утворення окремих грудок, що порушує нормальний режим роботи техніки. Під час транспортування пом'якшувача спостерігали також його утрамбовування в бункері піскозмішувального агрегату, що ускладнювало подавання пом'якшувача шнеком. Виходячи з досвіду, надалі було удосконалено і успішно випробувано на наступній водонагнітальній свердловині №319-Д технологічну схему приготування суспензії шляхом використання гідрозмішувального пристрою. Дисперсний пом'якшувач засипали через решітку в лійку гідрозмішувального пристрою, де він захоплювався струменем води і надходив у корито для забирання насосами. Незруйновані струменем води грудки пом'якшувача відфільтровувались на ситі. Для покращення роботи насосних агрегатів у

технологічну схему включили також піскозмішувальний агрегат, котрий обладнаний відцентровим насосом. Це уможливило збільшити концентрацію пом'якшувача в суспензії до  $34 \text{ кг/м}^3$  без будь-яких ускладнень в роботі техніки. Ця технологічна схема рекомендована для подальшого застосування.

Після завершення оброблення і підготовки свердловини до роботи її пустили під нагнітання води.

Свердловину 231-Д переведено під нагнітання води в жовтні 1983р. Результати глибинних вимірювань у різний час до і після тампонування показано на рис. 6.79, де  $Q$  – загальна приймальність,  $p$  – гирловий тиск запомповування.

Аналізом роботи свердловини встановлено наступне. Після опускання шаблону (02.03.1986р.) під час виконання глибинної витратометрії (4.03.1986 р.) перед запомповуванням пом'якшувача вибій знаходився на глибині 2643 м (штучний вибій, як вказано вище, був на глибині 2692 м).

Після опускання пакера і запомповування пом'якшувача вибій виявився на глибині 2614 м (14.03 і 29.04.1986р.), тобто в процесі опускання пакера і запомповування утворився вибійний корок висотою 29 м (корок, очевидно, утворився внаслідок того, що під час опускання пакера збито продукти корозії зі стінки експлуатаційної колони, оскільки запомповування води не супроводжувалось утворенням вибійних корків, і внаслідок осідання в зумпф деякої частини гранульованого пом'якшувача, а для цього потрібно понад 200 кг пом'якшувача, тобто близько 4,3% від усієї маси). Окрім того, пізніше при шаблонуванні на свердловині №231-Д (06.03.1987 р.) також при опусканні шаблону було утворено вибійний корок висотою 62 м (2780-2842 м).

Із 29.04 по 02.05.1986 р. проведено підземний ремонт свердловини з метою вимивання корка, який вимито в інтервалі 2614-2664 м. Глибше корок не вимивався.

Після цього проведено термометрію свердловини (25.06.1986 р.). Виявлено наступні основні інтервали поглинання: 2520-2553, 2610-2662 м, тобто відбулося звуження основних інтервалів поглинання.

За даними термокартажу від 16.05.1985р. перед тампонуванням тріщин, як відмічено вище, було зроблено висновок про приймальність у межах обох інтервалів перфорації (2535-2583 і 2610-2681 м) і про наявність заколонної циркуляції над інтервалом перфорації в межах 1395-2500 м. Після виконання робіт із тампонування тріщин таких перетікань уже не виявлено.

Перед проведенням випробовувань технологічного процесу 04.03.1986 р. було знято профіль приймальності нагнітальної свердловини №231-Д приладом „Кобра-36Р” (табл. 6.59, див. рис. 6.79).

Таблиця 6.59 – Результати дослідження свердловини №231 глибинним витратоміром перед тампонуванням пом'якшувачем

Глибина опоскання приладом, м	Кількість імпульсів	Глибина опоскання приладом, м	Кількість імпульсів
2533	200	2625	60-60-50
2604	170	2628	40
2606	140	2642	30
2608	130	2644	20
2612	110-100-90-90	2645	14
2622	70	2646	0

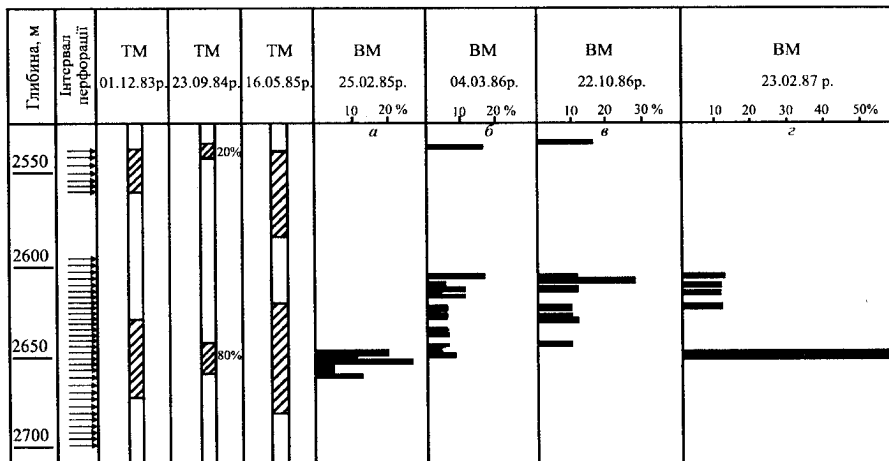


Рис. 6.79 – Характеристика приймальності свердловини №231-Д за даними термометрії (ТМ) і витратометрії (ВМ): а –  $Q = 440 \text{ м}^3/\text{добу}$ ;  $p = 13,2 \text{ МПа}$ ; б –  $Q = 440 \text{ м}^3/\text{добу}$ ;  $p = 12,2 \text{ МПа}$ ; в –  $Q = 149 \text{ м}^3/\text{добу}$ ;  $p = 15,1 \text{ МПа}$ ; г –  $Q = 580 \text{ м}^3/\text{добу}$ ;  $p = 15,2 \text{ МПа}$

Після проведення випробувань 22.10.1986 р. проведено глибинну витратометрію при тиску 15,1 МПа і витраті 149 м<sup>3</sup>/доб. Було встановлено деякі перерозподіли і вирівнювання профілю приймальності в інтервалі від 2532 до 2613 м, тобто в тому ж інтервалі, який був 04.03.1986 р. (див. рис. 6.79).

Відтак 01.02.1987 р. ще раз промили свердловину, але уже до глибини 2692 м (глибина знаходження штучного вибою), тобто повністю розкрили нижній інтервал перфорації.

23.02.1987 р. знову провели глибинну витратометрію при гирловому тиску 15,2 МПа і витраті 580 м<sup>3</sup>/доб. У результаті виявлено 4 вузьких інтервали приймальності у верхній частині (від 2604 до 2631 м) і один широкий інтервал (2648-2652 м) в нижній частині тільки нижнього інтервалу перфорації (див. рис. 6.79).



Таким чином, за даними глибинних вимірювань і відбивання штучного вибою приходимо до наступних висновків:

1) перед запомповуванням пом'якшувача (11.03.1986 р.) штучний вибій знаходився на глибині 2643 м (дані від 04.03.1986 р.). Його підняття (із глибини 2692 м) пов'язуємо із опусканням шаблону (02.03.1986 р.) до глибини 2530 м перед опусканням пакера, в результаті чого зі стінки експлуатаційної колони було збито продукти корозії і парафін, так як запомповування води не супроводжувалось періодичним утворенням вибійних корків. Окрім того, при проведенні шаблонування пізніше на іншій свердловині №321-Д (06.09.1987 р.) також при опусканні шаблону було утворено вибійний корок висотою 62 м (2780-2842 м). Звідси слідує, що діяння були піддані тільки перфоровані інтервали 2535-2557 і 2595-2643 м;

2) за даними глибинної витратометрії перед запомповуванням пом'якшувача нагнітання води здійснювалось тільки в нижню частину нижнього інтервалу перфорації в межах 2647-2660 м (дані від 25.02.1985 р.), після опускання шаблону (02.03.1986 р.) утворився вибійний корок, штучний вибій встановився на глибині 2643 м, а воду стали приймати інтервали, розташовані вище 2643 м (дані від 04.03.1986 р.);

3) запомповування пом'якшувача призвело до деякого перерозподілу і вирівнювання профілю приймальності, а також до зменшення приймальності свердловин з 425 м<sup>3</sup>/доб. (тиск запомповування 15,4 МПа) до 149 м<sup>3</sup>/доб. (тиск 15,1 МПа) (порівнюються дані витратометрії від 04.03.86 р. і 22.10.1986 р.), тобто приймальність зменшилася у 2,8 рази. Слід відмітити, що профіль приймальності характеризує стан у привибійній зоні пласта (на стінці свердловини), а за даною технологією здійснювалось протискування пом'якшувача вглиб від стінки свердловини запомповуванням 22,8 м<sup>3</sup> води (без пом'якшувача) протягом 32 хв. Це було передбачено з метою збереження профілю приймальності і створення потоковідхилювальних бар'єрів у глибині пласта;

4) повторне промивання свердловини до глибини 2692 м (01.02.1987 р.) призвело до виникнення вузького інтервалу інтенсивного поглинання води (56%) нижче інтервалу, який було піддано діянню запомповуванням пом'якшувача (вище 2643 м), припинення надходження води через верхній інтервал перфорації і зростання приймальності з 149 до 580 м<sup>3</sup>/доб. (за тиску 15,2 МПа) (дані від 23.02.1987 р.), тобто до збільшення приймальності у 3,9 разів порівняно із даними від 22.10.1986 р. (після оброблення), і навіть до збільшення в 2,9 рази порівняно із даними від 25.02.1985 р. (перед обробленням);

5) оскільки перфорований інтервал нижче глибини 2643 м не був підданий діянню через наявність корка і він же в даний час є основним (56%) інтервалом поглинання, причому в межах 4 м (2648-2652 м), то

доцільно провести тампонування високопроникних тріщин якраз у цьому інтервалі;

б) термометрія дає тільки грубу оцінку якісного стану профілю приймальності.

Свердловина №231-Д не була обладнана вузлом індивідуального вимірювання витрати води. Для проведення досліджень на водоводі встановили прилад РНТС-100. До (04.03 - 0.8.03.1986 р.) і після запомповування пом'якшувача були зняті індикаторні діаграми.

До виконання робіт із тампонування тріщин приймальність свердловини №231-Д становила  $690 \text{ м}^3/\text{доб.}$  за робочого тиску  $14,5 \text{ МПа}$  (за станом на 04.03.1986 р.). Залежність за даними чотирьох режимів між витратою води і тиском в межах  $275\text{-}690 \text{ м}^3/\text{доб.}$  і  $11,7\text{-}14,5 \text{ МПа}$  (в процесі дослідження зменшували гирловий тиск) зберігалась лінійною при коефіцієнті нахилу  $148,2 (\text{м}^3/\text{доб.})/\text{МПа}$  (рис. 6.80).

У квітні 1986 р. (після тампонування тріщин і перед першим промиванням корка) приймальність свердловини №231-Д становила  $69,9 \text{ м}^3/\text{доб.}$  при гирловому тиску запомповування  $15,5 \text{ МПа}$ .

У серпні 1986 р. (також після тампонування тріщин і після першого промивання корка) знову виконали роботи зі зняття індикаторної діаграми. За гирлового тиску  $16 \text{ МПа}$  приймальність свердловини становила  $216 \text{ м}^3/\text{доб.}$ , а за такого ж тиску до виконання тампонажних робіт приймальність могла становити  $900 \text{ м}^3/\text{доб.}$  (див. рис. 6.80, лінія 1). За тиску  $14,7 \text{ МПа}$  (діафрагма  $18 \text{ мм}$ ) встановлений прилад РНТС-100 не реєстрував витрати води, тому індикаторну діаграму не вдалось зняти.

У червні 1986 р. приймальність свердловини при циклічних запомповуванням на понижених тисках також практично була відсутньою. Це побічно може свідчити про те, що в результаті запомповування пом'як-

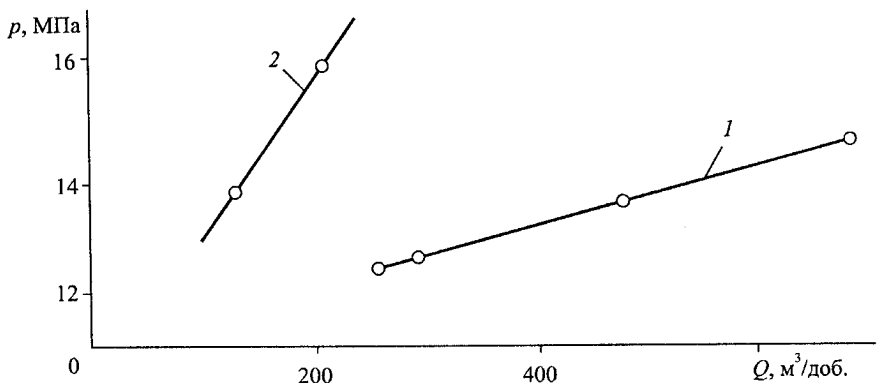


Рис. 6.80 – Індикаторні лінії нагнітальної свердловини 231-Д до (1) і після тампонування (2) тріщин суспензією пом'якшувача

шувача всі відкриті тріщини виявились затампонованими, а пористі блоки воду не приймають.

Для якісної характеристики роботи свердловини і пласта в дослідному полі ми побудували індикаторну діаграму запомповування води за даними двох вимірювань тисків і приймальностей у квітні і серпні 1986 р. (див. рис. 6.80, лінія 2). При цьому за аналогією допускали наявність прямо-лінійної залежності між тиском та приймальністю і після тампонування тріщин. Звідси прийшли до висновку, що приймальність свердловини зменшилась з 690 м<sup>3</sup>/доб. за гирлового тиску 14,5 МПа або з 900 м<sup>3</sup>/доб. за тиску 16 МПа (дані екстраполяції лінії 1 рис. 6.80) до 216 м<sup>3</sup>/доб. за тиску 16 МПа, тобто приймальність зменшилася більше ніж у 4 рази.

Зіставляючи дані термометрії до і після тампонування, виснуємо, що спостерігається перерозподіл основних інтервалів поглинання, а саме: до виконання робіт – 2535-2583 м і 2610-2681 м, після – 2520-2553 м і 2610-2626 м. Звідси маємо, що запомповування суспензії пом'якшувача відбулося тільки в тріщини, які знаходяться в межах інтервалів 2535-2557 м і 2595-2643 м.

За даними витратометрії від 4.03.1986р. (до тампонування) сумарна товщина пропластків, які приймають воду, склала 13 м. При тріщинній пористості з коефіцієнтом 0,1% запомпованим пом'якшувачем можна було заповнити тріщини до насиченості  $\zeta_{кр} = 0,6$  на глибину приблизно 30 м. Запомповування суспензії пом'якшувача призвело до перерозподілу профілю приймальності, а також до зменшення приймальності свердловини з 425 м<sup>3</sup>/доб. (тиск запомповування 15,4 МПа) до 149 м<sup>3</sup>/доб (тиск 15,1 МПа) (порівнюються дані витратометрії від 04.09.1986р. і 22.10.1986 р.), тобто в 2,8 рази. Слід відмітити, що профіль приймальності характеризує стан у привибійній зоні пласта (на стінці свердловини), а за технологією здійснювалося протискування пом'якшувача в глибину пласта від стінки свердловини запомповуванням 22,8 м<sup>3</sup> води (без пом'якшувача протягом 22 хвилин). Це було передбачено з метою збереження профілю та величини приймальності і створення потоковідхилювальних бар'єрів на відстані від свердловини у глибині пласта.

Промивання свердловини нижче глибини 2643 м (в інтервали вище цієї глибини здійснено запомповування суспензії пом'якшувача), особливо до глибини 2692 м (01.02.1987р.), призвело до виникнення вузького інтервалу (в межах 4 м) інтенсивного поглинання води (56%) і зумовило припинення ефективності тампонувальних робіт. Керівництву НГВУ було рекомендовано здійснити тампонування тріщин у цьому інтервалі.

Додатково ми проаналізували технологічні режими запомповування води у свердловину №231-Д за період 01.01.1985-01.10.1987 р.р. (табл. 6.60, рис. 6.81). Встановлено наступне:

Таблиця 6.60 – Параметри роботи водонагнітальної свердловини №231-Д у 1986 р.

Параметри	Місяці 1986 р.								
	1	2	3	4*	5	6	7	8	9
Запомповано води за місяць, м <sup>3</sup>	13977	9305	2769	1610	2850	7625	5964	2845	2946
Середньодобова приймальність, м <sup>3</sup> /доб.	450	424,8	135	70	300	300	257	193	196,4
Тиск запомповування, МПа	14,7	15,4	15,4	15,1	14,1	15,5	15,5	16	16,2

\* 29.04-02.05.1986 р. – промивання вибіюного корка.

1) тиск запомповування води коливався в межах 13,0-16,2 МПа. Середньоарифметична значина його становила до тампонування тріщин 14,1 МПа і після тампонування 14,9 МПа, тобто тиск запомповування зріс в 1,057 разів або на 5,7%;

2) тампонування тріщин забезпечило істотне зниження приймальності свердловини. Середньодобова приймальність свердловини, розрахована за об'ємом запомпованої води в місяць і кількістю відпрацьованих діб (за період 01.01.1985 р. – 01.10.1987 р.) як середньоарифметична за 14 місяців роботи до тампонування тріщин становила 470,7 м<sup>3</sup>/доб. і за

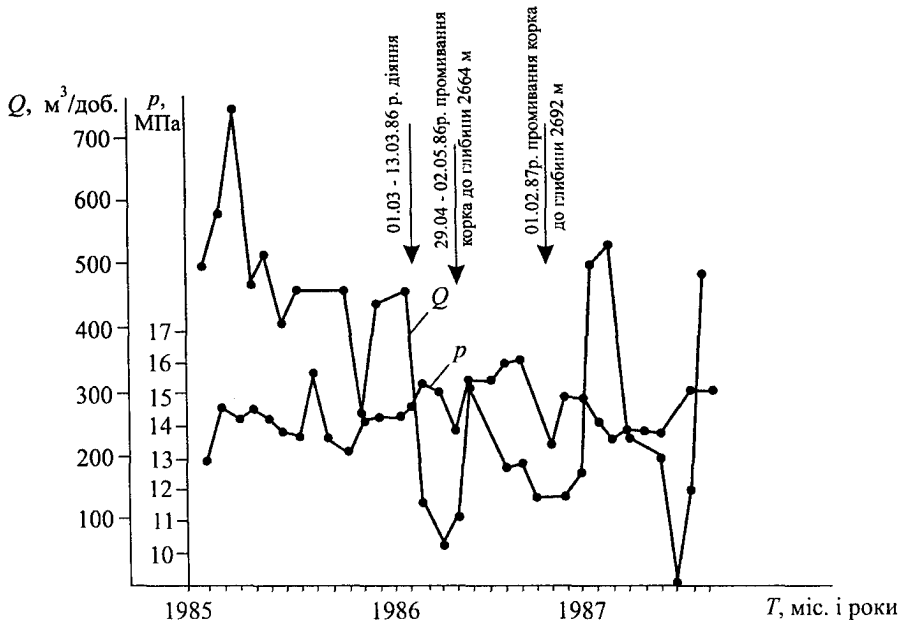


Рис. 6.81 – Технологічні режими (витрата  $Q$ , тиск  $p$ ) запомповування води у свердловину №231-Д за період 01.01.1985 р. – 01.10.1987 р.

18 місяців роботи після тампонування – 216,0 м<sup>3</sup>/доб., тобто середньодобова приймальність зменшилась у 2,2 рази або на 220%, навіть не враховуючи того, що залучено до запомповування після промивань вибійного корка (02.05.1986 р. і 01.02.1987 р.) інтервали пласта, які не піддано тампонуванню;

3) накопичене запомповування води за 14 місяців після тампонування тріщин (63981 м<sup>3</sup>) виявилось в 2,8 разів меншим накопиченого запомповування води за такий же період до тампонування тріщин (179815 м<sup>3</sup>);

4) збільшення приймальності свердловини викликали промивання вибійних корків: перше промивання до глибини 2664 м (29.04 – 02.05.1986 р.) в 2,7 рази і друге – до глибини 2692 м (01.02.1987 р.) в 3 рази. Це пов'язано з тим, що діяння були піддані тільки перфоровані інтервали пласта вище 2643 м;

5) рекомендується виконати повторні тампонувальні роботи на свердловині №231-Д із тампонування тріщин в інтервалі продуктивного пласта нижче 2643 м, які раніше не були піддані діянню внаслідок наявності вибійного корка до глибини 2643 м.

Таким чином, за цими даними виснуємо, що в результаті виконаних нами тампонувальних робіт досягнуто зниження приймальності свердловини №231-Д, ліквідації заколонних перетікань у ній, перерозподілу профілю приймальності.

При проектуванні дослідно-промислових робіт нами припускалось, що реакція від запомповування пом'якшувача у свердловину №231-Д буде фіксуватися в 11 навколишніх видобувних свердловинах (№№221-Д, 350-Д, 311-Д, 315-Д, 355-Д, 344-Д, 345-Д, 353-Д, 230-Д, 354-Д, 241-Д).

Для виявлення факту реагування сусідніх свердловин і часу початку реакції, нами побудовано перебіг у часі дебіту рідини  $Q_p$ , дебіту нафти  $Q_n$  і обводненості продукції  $n_v$  (як приклад, показано по свердловині №241-Д на рис. 6.82). Приріст поточного дебіту на рисунку зображено штрихуванням. На запомповування пом'якшувача виявлено реакцію 9-ти свердловин (№№221-Д, 241-Д, 350-Д, 315-Д, 355-Д, 344-Д, 353-Д, 230-Д, 354-Д) із 11-ти. По цих свердловинах відмічається збільшення дебіту нафти, зниження обводненості продукції, а також зниження дебіту рідини по 5-ти свердловинах (№350-Д, 344-Д, 355-Д, 344-Д, 315-Д), збільшення дебіту рідини по 3-х свердловинах (№241-Д, 221-Д, 354-Д) і по свердловині №230-Д видобуток рідини зберігся на попередньому рівні.

По свердловині 354-Д після тампонування тріщин відмічається підвищення дебіту нафти, зменшення обводненості продукції (рис. 6. 83). Середньодобовий дебіт нафти протягом 20 місяців після тампонування (10,2 т/добу) виявився в 1,56 разів більшим (табл. 6.61), ніж середньодобовий дебіт нафти за такий же період до тампонування (6,5 т/добу).

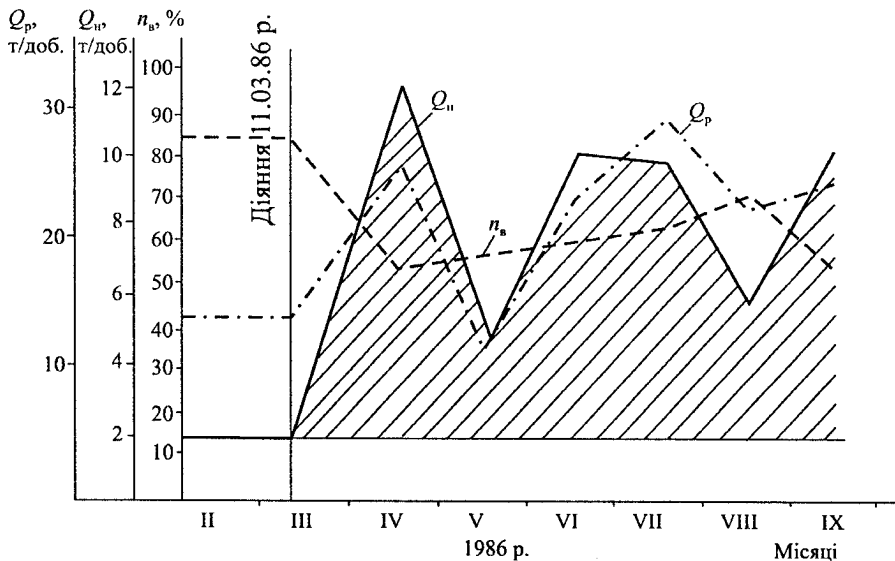


Рис. 6.82 – Перебіг у часі показників роботи видобувної свердловини №241-Д (дебіти рідини  $Q_p$  і нафти  $Q_n$ , обводненість продукції  $n_b$ )

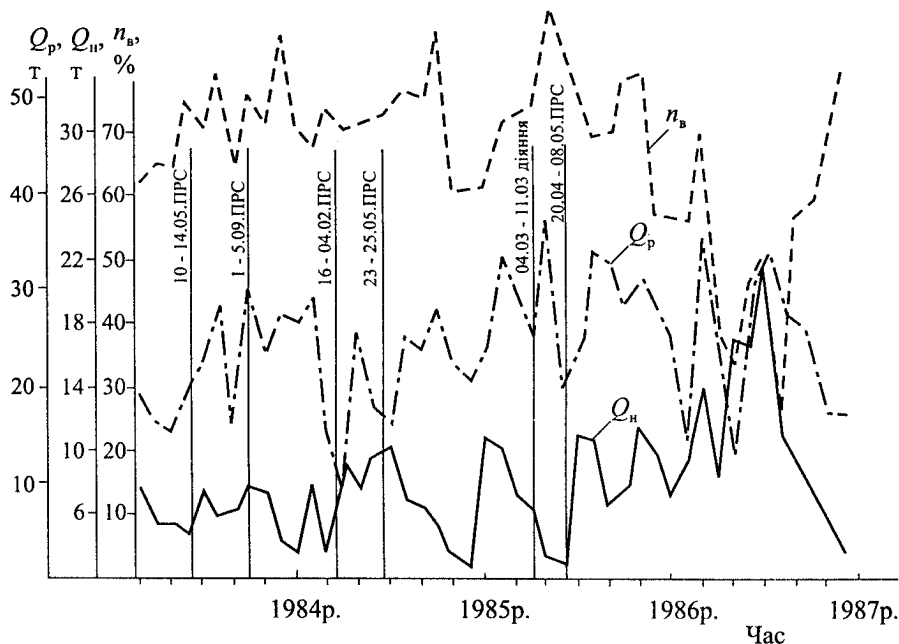


Рис. 6.83 – Перебіг показників роботи свердловини №354-Д (дебітів рідини  $Q_p$  і нафти  $Q_n$ , обводненості продукції  $n_b$ ) у часі (показано початок кожного року)

Таблиця 6.61 – Показники роботи видобувної свердловини №354-Д

Місяць і рік експлуатації свердловини	Кількість днів з початку експлуатації	Кількість днів за 20 місяців експлуатації		Видобуток нафти з початку експлуатації, т	Видобуток нафти за 20 місяців експлуатації, т		Середньодобовий дебіт нафти, т/доб.	
		до оброблення	після оброблення		до оброблення	після оброблення	до оброблення	після оброблення
Липень 1984 р.	2389	–	–	27963,6	–	–	–	–
Березень 1986 р.	2987	598	–	31905,1	3942,1	–	6,5	–
Жовтень 1987 р.	3554	–	567	37733,0	–	5827,9	–	10,2

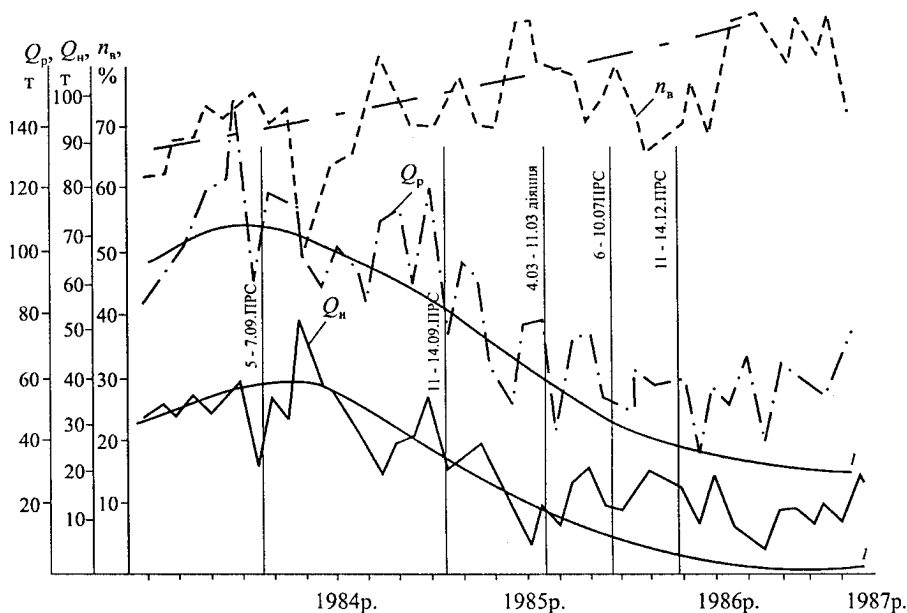


Рис. 6.84 – Перебіг показників роботи (дебітів рідини  $Q_p$  і нафти  $Q_n$ , обводненості продукції  $n_v$ ) свердловини №344-Д у часі

Середньомісячні обводненості за ці ж періоди відрізняються на 16% (відповідно 78 і 62%).

До моменту початку тампонування тріщин по свердловині №344-Д з листопада 1984 р. сформувалася тенденція зниження середньодобових дебітів по нафті і по рідині, зростання обводненості продукції (рис. 6.84), а після тампонування тріщин показники покращились (зросли дебіти нафти і рідини, зменшилась обводненість; див. фактичні дані відповідно екстра-

польованих значин). Це свідчить про перерозподіл потоків в пласті та збільшення охоплення пласта заводненням.

Використовуючи дані місячного видобутку нафти і результати розрахунку середньодобового видобутку, нам не вдалось встановити час початку реакції видобувних свердловин на запомповування пом'якшувача в нагнітальну свердловину. Тому використали дані поточних контрольних вимірювань параметрів по свердловинах. У результаті встановлено, що тривалість часу початку реакції видобувних свердловин на запомповування пом'якшувача в нагнітальну свердловину становить 10-30 днів. Початок реакції свердловини №354-Д спостережено через 1-2 місяці.

Це свідчить про хороший гідродинамічний зв'язок між водонагнітальною свердловиною №231-Д і навколишніми видобувними свердловинами. Такий зв'язок може мати місце тільки за наявності високопроникних каналів (тріщин) у пласті.

Для всебічного аналізу нами побудовано залежності „накопичений видобуток нафти по всіх навколишніх свердловинах – накопичене запомповування у свердловину №231-Д” (рис. 6.85) і аналогічно по свердловинах №№354-Д і 344-Д (рис. 6.86, 6.87). Аналіз цих залежностей також вказує на реакцію видобувних свердловин.

Досліджували також попарну взаємодію нагнітальної свердловини №231-Д (тампування проведено 4-11 березня 1986 р.) із навколишніми видобувними свердловинами і видобувних свердловин між собою в полі цієї нагнітальної свердловини за даними місячного запомповування води в нагнітальну свердловину і місячного видобутку нафти по видобувних свердловинах (№№241-Д, 230-Д, 315-Д, 344-Д, 355-Д, 350-Д, 353-Д, 354-Д, 221-Д).

Вивчення виконано із використанням ЕОМ ЕС-1022 за програмою RPAK, розробленою в обчислювальному центрі кол. інституту ІФІНГ. Для визначення тісноти зв'язку між значинами середньодобових дебітів видобувних свердловин і витрат запомповуваної води в нагнітальну свердловину перевірялись нульові гіпотези (відсутність значимого зв'язку) за z-розподілом Фішера на 10, 5, 1 і 0,5% рівні. За програмою обчислено математичне сподівання, дисперсію, середньоквадратичне відхилення, похибку середньоквадратичного відхилення, відносну похибку, коефіцієнт варіації, похибку коефіцієнта варіації, показник асиметрії, показник ексцесу. Програмою також перебачено перевірку гіпотези нормальності розподілу за розмахом варіювання, підбір рівняння „кращої” залежності із 10 заданих залежностей

$$y = A + Bz; \quad y = \frac{1}{A + Bz}; \quad y = A + \frac{B}{z}; \quad y = A e^{Bz^2}; \quad y = A + B \ln z;$$

$$y = \frac{z}{Az + B}; \quad y = Az^B; \quad y = A + Bz^3; \quad y = ae^{Bz}; \quad y = A + Bz^2. \quad (6.121)$$



Рис. 6.85 – Залежність накопиченого видобутку нафти по всіх видобувних свердловинах дослідного поля нагнітальної свердловини №231-Д від накопиченого запомпювання води

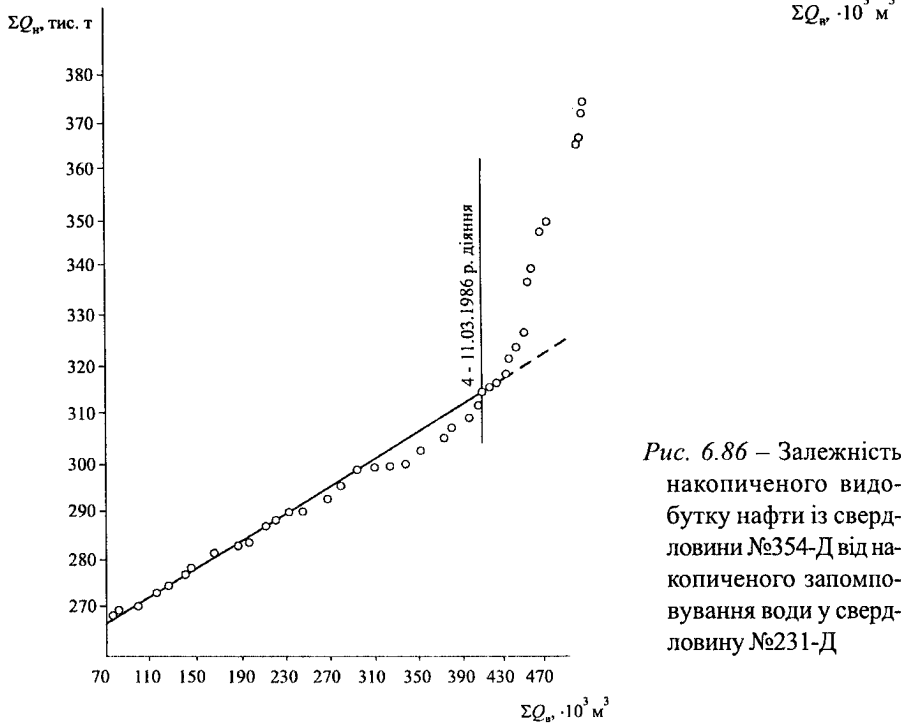
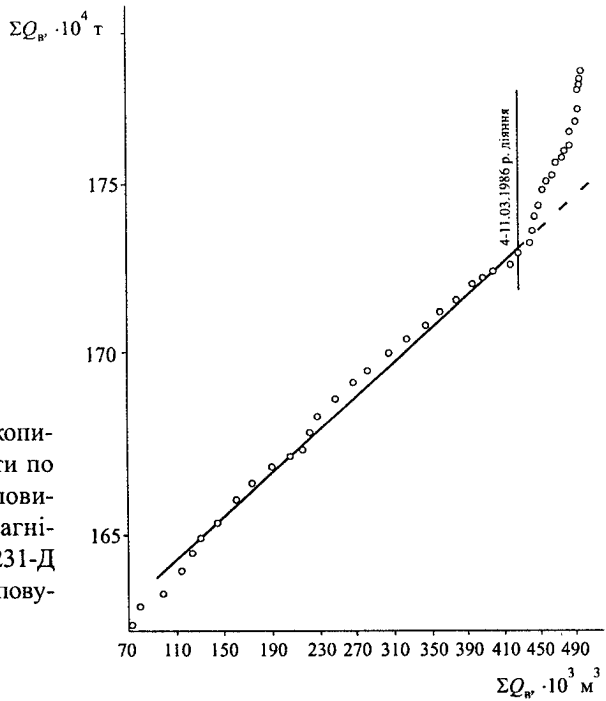


Рис. 6.86 – Залежність накопиченого видобутку нафти із свердловини №354-Д від накопиченого запомпювання води у свердловину №231-Д

Результати розрахунків зведено у табл. 6.62. Розрахунки показують, що значимий зв'язок між свердловинами за  $z$ -розподілом Фішера відсутній на 10, 5, 1 і 0,1% рівнях. Однак, за величинами коефіцієнтів парної кореляції можна висувати про деяку взаємодію між показниками витрати запомповування води у нагнітальну свердловину і дебітом нафти із видобувних свердловин. Найбільший вплив нагнітальна свердловина виявляє на нафтові свердловини №№ 241-Д, 344-Д, 355-Д, 353-Д і 230-Д (коефіцієнти парної кореляції відповідно рівні 0,53; 0,32; 0,44; 0,33; 0,3). Взаємодія між нагнітальною і нафтовими свердловинами №№ 315-Д і 350-Д є дещо меншою (коефіцієнти парної кореляції 0,16 і 0,12). Найнижчим є коефіцієнт парної кореляції щодо свердловини № 354-Д. Він дорівнює 0,078 і вказує на те, що на роботу цієї свердловини нагнітальна свердловина №231-Д чинить слабке діяння.

Після виконання робіт із тампонування високопроникних каналів вплив роботи нагнітальної свердловини №231-Д майже не змінився на роботу лише нафтової свердловини №355-Д (коефіцієнт парної кореляції до тампонування 0,44, після – 0,41). Для свердловин №№344-Д, 353-Д, 230-Д, 315-Д і 350-Д після тампонування коефіцієнти парної кореляції зменшились і прийняли значину із протилежним знаком, а для свердловини №354-Д коефіцієнт парної кореляції дещо збільшився.

На основі проведеного розрахунку із визначення взаємодії нагнітальної свердловини №231-Д із навколишніми видобувними свердловинами до і після запомповування пом'якшувача можна зробити наступні висновки:

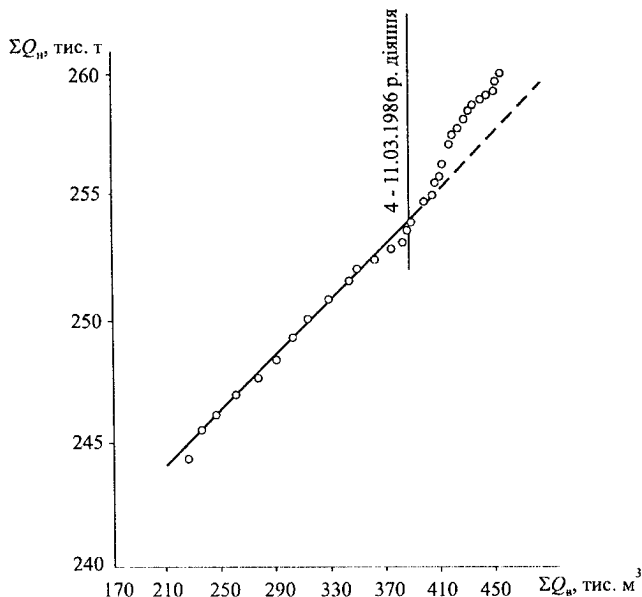


Рис. 6.87 – Залежність накопиченого видобутку нафти із свердловини №344-Д від накопиченого запомповування води у свердловину №231-Д

Таблиця 6.62 – Результати розрахунків із визначення взаємодії нагнітальної свердловини №231-Д з навколишніми нафтовими свердловинами до і після запомпювання пом’якшувача за програмою R1PAK

№№ нафтових свердловин	Коефіцієнт парної кореляції до/після тампонування тріщин пласта	Рівняння „кращої” залежності дебіту нафти свердловини (y) і витрати запомпювання води (z) до/після тампонування
241	$\frac{0,53167}{- *}$	$\frac{y = A + Bz}{- *}$
230	$\frac{0,29419}{-0,04819}$	$\frac{y = A + B / z}{y = A + Bz}$
315	$\frac{0,16514}{-0,19876}$	$\frac{y = A + Bz^3}{y = A + Bz^3}$
344	$\frac{0,32068}{-0,26401}$	$\frac{y = A + B \ln z}{y = A + B / z}$
355	$\frac{0,44822}{0,41159}$	$\frac{y = A + B / z}{y = A + B / z}$
350	$\frac{0,12263}{-0,34385}$	$\frac{y = A + B / z}{y = A + B / z}$
353	$\frac{0,32937}{-0,27944}$	$\frac{y = A + B \ln z}{y = A + Bz^2}$
354	$\frac{0,07843}{0,16428}$	$\frac{y = A + Bz^3}{y = A + B / z}$
221	$\frac{- *}{-0,24821}$	$\frac{- *}{y = A + Bz^3}$

Примітка. \* – Аналіз не виконувався.

1) гідродинамічний зв’язок нагнітальної свердловини із видобувними свердловинами №№344-Д, 353-Д, 230-Д, 315-Д і 350-Д у результаті тампонування високопроникних каналів істотно зменшився;

2) у результаті тампонування високопроникних каналів збільшився вплив нагнітальної свердловини №231-Д на роботу свердловини №354-Д, яке до тампонування було слабко виражене.

Таким чином, за цими даними попарної взаємодії свердловин у результаті робіт із тампонування високопроникних каналів у полі нагнітальної свердловини №231-Д поставленої мети зі зміни шляхів і напрямків руху потоків у пласті досягнуто.

Для аналізу процесу перерозподілу фільтраційних потоків у пласті і визначення додаткового видобутку нафти від впровадження технологічного процесу діяння на елемент вигодського покладу Долинського родовища в полі нагнітальної свердловини №231-Д із навколишніми видобувними свердловинами №№221-Д, 230-Д, 241-Д, 315-Д, 344-Д, 355-Д, 350-Д, 353-Д,

354-Д, які прореагували на запомповування, побудували характеристики витіснення „накопичений видобуток нафти  $\Sigma Q_n$  у тоннах – логарифм накопиченого видобутку води  $\lg \Sigma Q_v$  у тоннах” на дослідному полі нагнітальної свердловини №231-Д і по кожній свердловині поля.

Базисний період взято рівним 27 місяців із січня 1984 р. по березень 1986 р. (табл. 6.63).

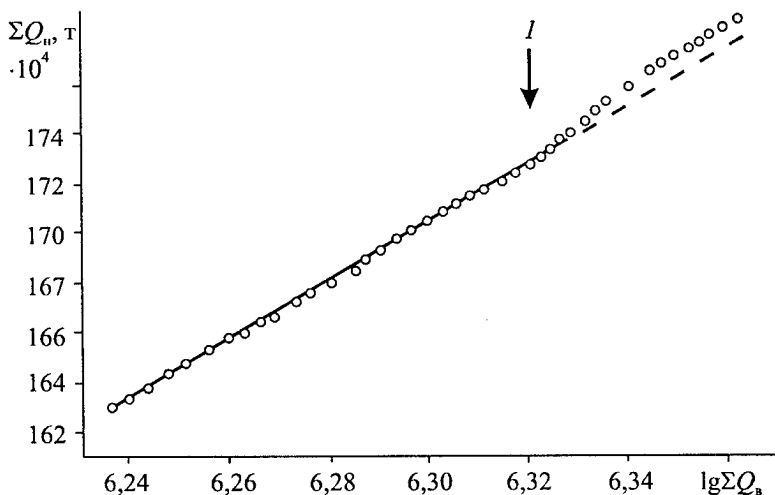
Таблиця 6.63 – Дані до характеристики витіснення для поля нагнітальної свердловини №231-Д

Рік, місяць	Накопичений видобуток нафти $\Sigma Q_n$ , т	Накопичений видобуток води $\Sigma Q_v$ , т
1984 р.		
Січень	1612780	1703326
Лютий	1616789	1714122
Березень	1621170,2	1725837
Квітень	1626733,5	1739610
Травень	1631689	1755992
Червень	1636709,8	1772849
Липень	1642222	1789187
Серпень	1646717,2	1806642
Вересень	1652155,8	1822608
Жовтень	1656554,9	1836318
Листопад	1661698,3	1845890
Грудень	1666383,8	1859040
1985 р.		
Січень	1671792,5	1874904,6
Лютий	1675878,8	1889303,8
Березень	1679644,8	1906469
Квітень	1684392,3	1922245
Травень	1689685,2	1937997,2
Червень	1693496,4	1951316,4
Липень	1697921,3	1966800,3
Серпень	1701835	1979995,7
Вересень	1705705,6	1993906,2
Жовтень	1709566	2007669,5
Листопад	1712443	2018440
Грудень	1715548,4	2031162,2
1986 р.		
Січень	1717934,1	2047273
Лютий	1720371,7	2060717,9
Березень	1723685,7	2073853,1
Квітень	1727266,5	2086924,7
Травень	1730712,2	2101053
Червень	1733961,3	2112436,3
Липень	1738158,1	2122165,4
Серпень	1741419,3	2132161,9
Вересень	1744850,4	2144414,2
Жовтень	1748782,6	2155949,9
Листопад	1751819,3	2163301,4
Грудень	1755210	2171861

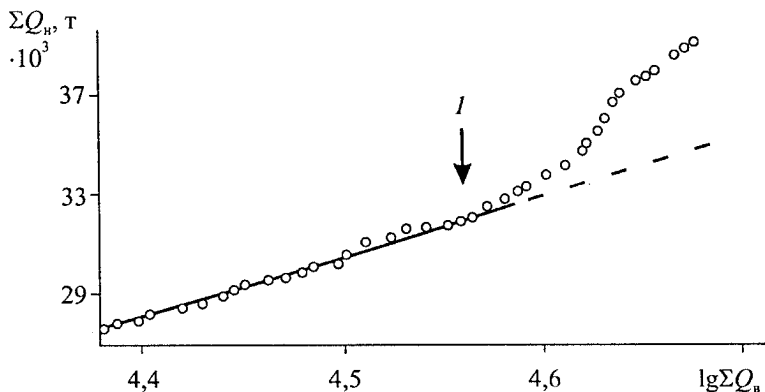
За допомогою ЕОМ ЕС-1020 методом найменших квадратів за стандартною програмою для всього поля виведено рівняння прямої, яка має наступний вигляд:

$$\Sigma Q_{н} = -6620680 + 1321560 \cdot \lg \Sigma Q_{в}, \quad (6.122)$$

при коефіцієнті парної кореляції 0,962, що свідчить про тісний взаємозв'язок між параметрами (рис. 6.88).



а



б

Рис. 6.88 – Характеристики витіснення по усіх видобувних свердловинах поля нагнітальної свердловини №231-Д (а) і по свердловині №354-Д (б): 1 – момент тампонування тріщин (04.03-11.03.1986 р.)

Оцінка технологічної ефективності методів підвищення кінцевого нафтовилучення пластів базується на зіставленні фактичних показників розробки покладу з прогнозними їх величинами, які були б отримані без застосування методів підвищення нафтовилучення.

За станом на 31.12.1986 р. фактичні накопичені видобутки нафти і води по цій групі свердловин становили відповідно  $\Sigma Q_{\text{н факт}} = 1755210$  т,  $\Sigma Q_{\text{в факт}} = 2171861$  т. Виходячи із розрахунків, розрахунковий видобуток нафти для вибраного елемента покладу за станом на 31.12.1986 р. становить:  $\Sigma Q_{\text{н розрах}} = -6620680 + 1321560 \cdot \lg 2171861 = 26620680 + 1321560 \cdot 6,33683 = 1753821$ , тобто  $\Sigma Q_{\text{н розрах}} = 1753821$  т. Тоді додатковий видобуток нафти від збільшення кінцевого нафтовилучення із пласта за рахунок впровадження технологічного процесу діяння на нафтовий пласт становить 1389 т, тобто  $Q_{\text{н дод.}} = \Sigma Q_{\text{н факт}} - \Sigma Q_{\text{н розрах.}} = 1755210 - 1753821 = 1389$  т.

Для видобутку 1755210 т нафти необхідно було б відібрати із покладу розрахункову кількість води, визначену із рівняння

$$\lg \Sigma Q_{\text{в}} = \frac{\Sigma Q_{\text{н}} + 6620680}{1321560} = \frac{1755210 + 6620680}{1321560} = 6,33788,$$

тобто  $\Sigma Q_{\text{в розрах.}} = 2177107$  т. Тоді зменшення відбору супутньої води за рахунок впровадження технологічного процесу діяння на нафтовий пласт становить 5246 т, тобто

$$Q_{\text{в}} = \Sigma Q_{\text{в розрах.}} - \Sigma Q_{\text{в факт.}} = 2177107 - 2171861 = 5246 \text{ т.}$$

Таким чином за станом на 31.12.1986 р. із урахуванням лагу часу між запомпсуванням і отриманням ефекту додатковий видобуток нафти від впровадження заходів на дослідному полі свердловини №231-Д за даною технологією становить 1389 т і зменшення відбору супутньої води 5246 тонн.

Подальший аналіз залежності засвідчив практичне припинення ефекту, що пов'язується з повторним промиванням вибійного корка (01.02.1987 р.) і, як результат, приєднанням до запомпсування інтервалів, тріщини в яких не піддавалися тампонуванню.

Аналогічні характеристики витіснення побудовано і окремо по кожній видобувній свердловині поля; як приклад, на рис. 6.85, б показано характеристику витіснення по свердловині №354-Д.

Аналіз цих залежностей переконує в наявності реакції даних свердловин на тампонування тріщин. Причому реакція виявляється через 1-2 місяці.

Так, зокрема аналіз характеристик витіснення окремо по свердловинах №354-Д і №344-Д переконує в наявності реакції даних свердловин на запомпсування пом'якшувача, причому реакція аналогічно виявляється через 1-2 місяці.

По трьох свердловинах (№№221-Д, 350-Д, 230-Д) тривалість ефекту становила 2-4 місяці, при цьому додатково видобуто 826 т нафти. По решті шести свердловинах ефект тривав (за станом на 01.10.1986 р.), тобто тривалість ефекту перевищувала 7 місяців. Після промивання корка у свердловині №231-Д (лютий 1987 р.) ефект припинився по свердловині №344-Д.

У цілому за станом на 01.10.1989 р. додатковий видобуток нафти становив 4978 тонни. Із характеристик витіснення можна зробити висновок про високу технологічну ефективність застосування даної технології.

Для підрахунку додаткового видобутку нафти у відповідності з РД 39-0147035-202-86 нами використано також дані щоденної статистичної машинної звітності НГВУ. У результаті виведено дебіти нафти, рідини і обводненість продукції до оброблення, і підраховано додатковий видобуток нафти (табл. 6.64).

Таблиця 6.64 – Технологічна ефективність впровадження технології діяння суспензією пом'якшувача на проникнісно-неоднорідний поклад у полі нагнітальної свердловини №231-Д

№№ свердловин	Дебіт рідини до оброблення, т/доб.	Дебіт нафти до оброблення, т/доб.	Обводненість до оброблення, %	Додатковий видобуток нафти за станом на 01.10.86 р.	Тривалість ефекту, міс.	Примітка
221	16,9	1,3	92	198,3	2	
241	13,7	2,1	84	1305,5	*	
350	124,6	17,6	85	252,5	2	20-27.06.86 КГО
311	124,6	11,9	85	–		
315	46,5	2,4	94	156,5	*	
355	83,6	18,6	77	201,9	*	
344	75	10,8	85	993,4	*	
345	15,8	5,7	63	–	–	
353	15,3	6,9	54	292,1	*	
230	166,5	15,8	90	1375,1	*	
354	20,2	6,6	67	203	*	

\* Ефект тривав за станом на 01.10.1986 р.

Таким чином, на основі аналізу технологічних режимів роботи нагнітальної і навколишніх видобувних свердловин, даних гідродинамічних і геофізичних досліджень, характеристик витіснення, залежностей відбору нафти від запомпованого об'єму води встановлено позитивний вплив процесу тампонування тріщин на процес розробки дослідного поля і на роботу нагнітальних і видобувних свердловин (інтенсифікація дебітів по нафті, зниження або стабілізація обводненості продукції, додатковий видобуток нафти, скорочення відборів води); у нагнітальній свердловині досягнуто зниження приймальності і вирівнювання її профілю.

Водонагнітальна свердловина №321-Д. Для виконання робіт із діяння гранульованими тампонажними матеріалами на проникнісно-неоднорідний поклад спеціалістами НГВУ „Долинанафтогаз” було запропоновано дослідне поле нагнітальної свердловини №321-Д – елемент вигодського покладу Долинського нафтового родовища, який включає видобувні свердловини №№242-Д, 702-Д, 39-Д, 235-Д, 347-Д, 244-Д, 351-Д (рис. 6.86).

Для виконання тампонувальних робіт свердловина №321-Д і її поле підходять із наступних причин:

- 1) висока приймальність свердловини (717 м<sup>3</sup>/доб.) за порівняно низького (14,6 МПа) тиску нагнітання;
- 2) нерівномірність профілю приймальності свердловини;
- 3) розкриття тріщин за порівняно низького (13,6 МПа) тиску нагнітання;

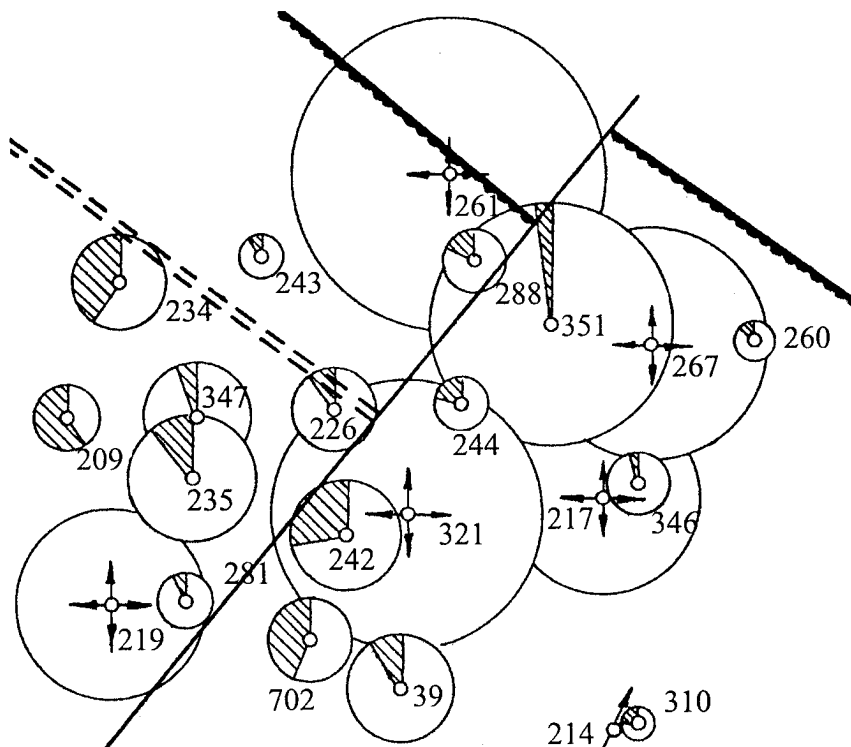


Рис. 6.89 – Карта поточного стану розробки ділянки нагнітальної свердловини №321-Д; радіус кола характеризує добовий дебіт рідини (1мм:10 т/доб.) і приймальність (1 мм:20 м<sup>3</sup>/доб.); штрихами позначено частку нафти в продукції



4) висока обводненість продукції (в середньому біля 90%) і низькі дебіти сусідніх (дослідного поля) видобувних свердловин.

Свердловина №321-Д розпочата бурінням 29 жовтня 1963 р., закінчена – 15 травня 1964 р.; введена в експлуатацію фонтанним способом із дебітом 42,3 т/добу. безводної нафти; у березні 1969 р. переведена на механізоване видобування; у березні 1985 р. свердловина із видобувного фонду переведена під запомповування води.

Геолого-технічні дані свердловини №321-Д наступні: пробурений вибій знаходиться на глибині 2846 м, штучний вибій – 2846 м; експлуатаційна колона 146 мм зацементована в інтервалі 2701,6 м до гирла; глибини розміщення фільтра 2701,6-2840,97 м та інтервалів перфорації 2567-2663 м, 2364-2488 м; приймальність свердловини за станом на 01.09.1987 р. становить 717 м<sup>3</sup>/добу за тиску нагнітання 14,6 МПа.

На основі результатів досліджень свердловини перед виконанням тампонувальних робіт встановлено:

1) за даними витратометрії (ВМ) від 25.04.1986 р. (рис. 6.90, а) основні інтервали приймальності знаходяться на глибинах 2418-2440 м (52%), 2475-2483 м (16%), 2645-2680 м (13%) за тиску 12,8 МПа;

2) за даними термометрії (ТК) від 20.06.1986 р. (див. рис. 6.90, б) інтервали приймальності свердловини знаходяться на глибинах 2419-2444 м, 2469-2493 м, 2610-2630 м, 2647-2655 м;

3) за даними термометрії від 17.06.1987 р. (див. рис. 6.90, в) інтервали приймальності знаходяться на глибинах 2390-2431 м, 2460-2485 м, 2580-2590 м, 2605-2623 м, 2640-2655 м, 2765-2780 м;

4) безпосередньо перед виконанням робіт із запомповування гранульованого пом'якшувача 15.09.1987 р. проведено витратометрію свердловини (див. рис. 6.90, г), яка показала, що 7 однометрових вузьких інтервалів приймальності розташовано у верхньому інтервалі перфорації 2400-2480 м за тиску 10,5 МПа;

5) дані термометрії (ТМ) від 03.09.1987 р. повторили попередні результати;

6) дані витратометрії (ВМ) від 02.09.1988 р. показали зміну профілю приймальності, за тиску 11,4 МПа.

1-5 вересня 1987 р. було знято індикаторну діаграму запомповування води на чотирьох режимах роботи свердловини (табл. 6.65, рис. 6.91). Режим роботи свердловини змінювався шляхом встановлення діафрагм трьох типорозмірів. Витрата води вимірювалась приладом РНТС-100, який був спеціально з цією метою встановлений на водоводі. Тиск запомповування реєструвався за допомогою зразкового манометра.

Як видно із рис. 6.91 індикаторна лінія має один згин до осі приймальності, який відповідає тиску нагнітання, що дорівнює 13,6 МПа. Різке

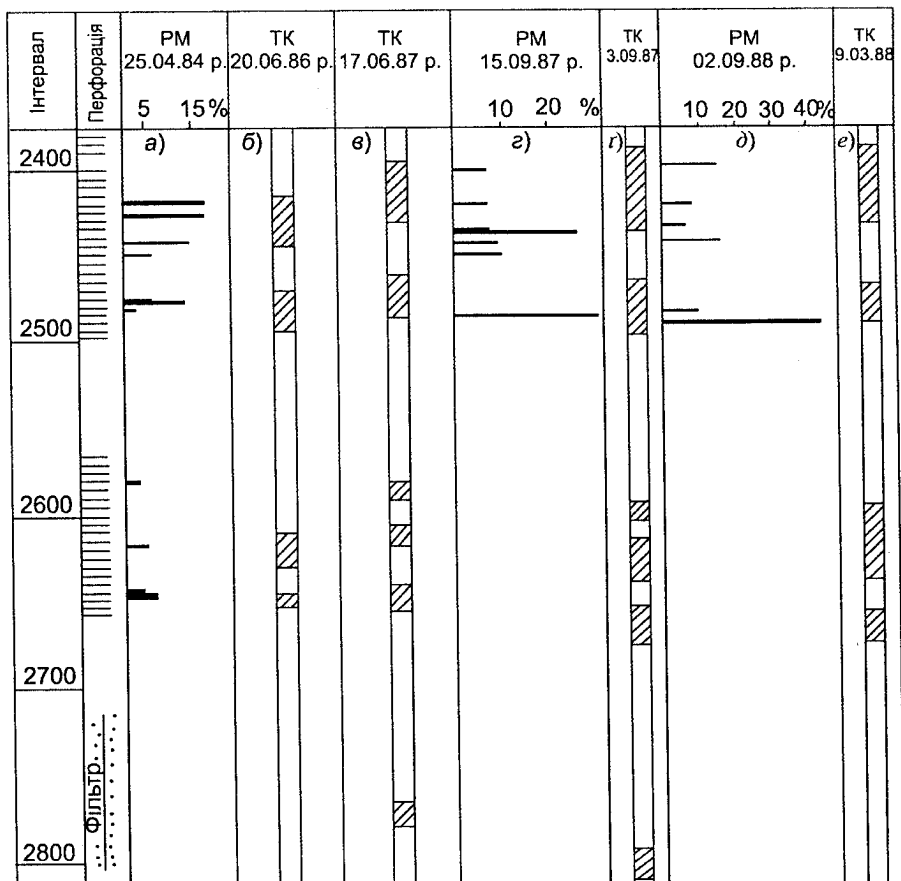


Рис. 6.90 – Профілі приймальності нагнітальної свердловини №321-Д за даними витратометрії і термометрії: а)  $Q = 504 \text{ м}^3/\text{добу}$ ,  $p_{\text{нагн}} = 12,8 \text{ МПа}$ ; з)  $Q = 350 \text{ м}^3/\text{добу}$ ,  $p_{\text{нагн}} = 10,5 \text{ МПа}$ ; д)  $Q = 460 \text{ м}^3/\text{доб.}$ ,  $p_{\text{нагн}} = 11,4 \text{ МПа}$

збільшення приймальності свердловини свідчить про розкриття високопроникних тріщин за тиску нагнітання 13,6 МПа (нижче робочого тиску 14,6 МПа). Необхідно було зняти індикаторну діаграму і після виконання тампонажних робіт, котра показала б ступінь зниження коефіцієнта приймальності, як це було встановлено по свердловині №231.

Таким чином, за даними витратометрії запомповування води здійснюється в основному у верхній розкритий інтервал продуктивного пласта (2400-2480 м). Підвищення тиску нагнітання (вище 13,6 МПа) призводить до розкриття тріщин, інтенсивнішого збільшення загальної приймальності і розширення профілю приймальності. Однак при цьому має місце розкриття високопроникних тріщин.

Таблиця 6.65 – Результати дослідження нагнітальної свердловини №321-Д за різних режимів нагнітання

№ режимів роботи	Діаметр діафрагми, мм	Тиск за помпоування, МПа	Приймальність свердловини, м <sup>3</sup> /доб.
1	–	14,6	717
2	50	14,5	696
3	12	13,8	494
4	10	12,6	424

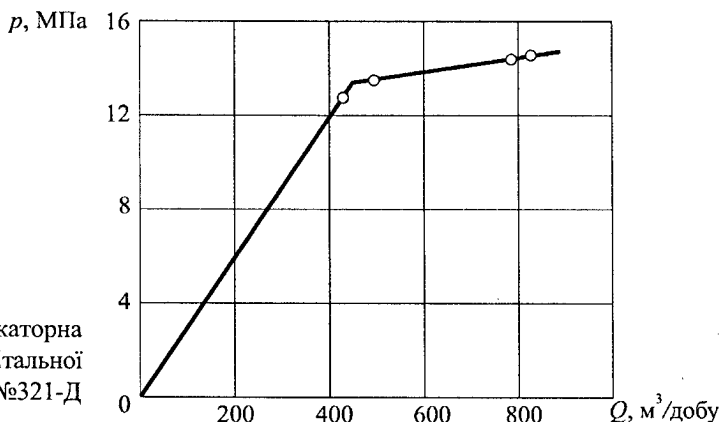


Рис. 6.91 – Індикаторна діаграма нагнітальної свердловини №321-Д

Дослідно-промислові випробування технологічного процесу тампонування високопровідних каналів з метою збільшення охоплення продуктивного пласта дослідного поля вигодського покладу заводненням, підвищення його нафтовилучення, зменшення відборів води і регулювання профілю приймальності нагнітальної свердловини №321-Д проведено 21-25 вересня 1987 р. згідно із планом, затвердженим головним інженером НГВУ „Долина нафтогаз”.

Інтервали пласта, в яких планувалось провести тампонування: 2450-2488 м і 2418-2440 м. Перед опусканням пакера ПВС5-700 експлуатаційну колону прошаблонували шаблоном діаметром 118 мм до глибини 2395 м. Для того, щоб переконатися в тому, що глибина вибою свердловини не змінилась за рахунок збитих шаблоном зі стінки експлуатаційної колони продуктів корозії і парафіну (за досвідом робіт на свердловині №231-Д) після шаблонування проводили відбивання вибою. Вибій виявився на глибині 2842 м. Утворився корок (62 м), очевидно, за рахунок збитих зі стінки обсадної колони продуктів корозії і парафіну. Відтак промили свердловину до вибою (2846 м) і виконали (15.09.1987 р.) витратометрію (див. рис. 6.90, з).

Запомпонування тампонажного матеріалу передбачали проводити тільки в інтервали вигодського покладу, а манявський поклад – залишати

поза діями. З цією метою намили за допомогою 73 мм НКТ з пером піщаний корок в інтервалі 2488-2846 м, що перекриває інтервал манявського покладу. Після намівання піщаного корка НКТ з пером витягнули і провели компонування ліфта в наступній послідовності (знизу вверх): пакер ПВС5-700 на глибині 2395 м (в 10 метровій перемичці між інтервалами перфорації); колона НКТ умовним діаметром 73 мм до гирла (2395 м).

Після посадки пакера його опресували під тиском 15 МПа замість запланованого 35 МПа (тиск опресування за допомогою двох насосних агрегатів 4АН-700 підняти вище не вдалося через високу приймальність свердловини).

Із досвіду виконання робіт із запомповування пом'якшувача на свердловині №231-Д, з метою уникнення утрамбовування і злежування гранульованого пом'якшувача в бункері піскозмішувального агрегату при транспортуванні його на свердловину, завантажування пом'якшувача в бункер піскозмішувального агрегату за допомогою завантажувального шнеку проводилось безпосередньо на свердловині під час запомповування його у свердловину. Водозабезпечення процесу проводилось із спеціально підготовленого земляного амбара ємністю 500 м<sup>3</sup>, заповненого підтоварною пластовою водою, яка використовується для ППД.

Схема обв'язування свердловини для запомповування суспензії пом'якшувача у свердловину включала 4 насосних агрегати 4АН-700 (3 робочих, 1 резервний); для приготування водної суспензії пом'якшувача застосовували піскозмішувальний агрегат 4ПА, для подавання води із амбара на піскозмішувальний агрегат – 2 цементувальних агрегати ЦА-320, а запомповування суспензії гранульованого пом'якшувача проводили у свердловину через блок маніфольдів ІБМ-700 (див. також схему на рис. 6.77).

Роботи із запомповування пом'якшувача були розпочаті 21 вересня 1987 р. о 13.45 год. опресуванням нагнітальних ліній тиском 50 МПа. О 13.56 год. були розпочаті роботи із запомповування гранульованого пом'якшувача за допомогою трьох насосних агрегатів 4АН-700 на другій передачі. Після декількох хвилин роботи агрегатів було виявлено витікання рідини на гирлі із лінії гирлової арматури міжтрубного простору (яке при запомповуванні є відкритим). Витік, очевидно, виник внаслідок негерметичності пакера (можливими є також заколонні перетікання, оскільки пакер встановлено на 10-метровій перемичці між інтервалами перфорації). Роботи із запомповування тривали, сподіваючись, що пакер під дією тиску запомповування запакується. Однак витікання посилювалось, досягло продуктивності роботи одного агрегату і на гирлі появився в невеликій кількості пом'якшувач. О 15.45 год. роботи було припинено. За

109 хвилин роботи із запомповування пом'якшувача запомповано біля 2500 кг пом'якшувача. Тиск запомповування зріс із 18 до 22 МПа. Було вирішено провести заміну пакера і, щоб виключити можливі заколонні перетікання, посадку пакера провести на глибині 2360 м.

Заміну пакера проводили 21-23.09.1987 р. Роботи із запомповування пом'якшувача було продовжено лише 24.09.1987 р. Початковий тиск запомповування пом'якшувача при відновленні робіт становив 20 МПа і після 55 хвилин роботи 3-х насосних агрегатів 4АН-700 на другій передачі зріс до 22 МПа (запомповано 900 кг пом'якшувача). Роботи знову були зупинені через поломку завантажувального шнека піскозмішувального агрегату, який прибув із явними дефектами роботи відцентрового насоса. Пом'якшувач, який постачав Дашавський завод технічного вуглецю, мав домішки шматків смоли.

Після заміни піскозмішувального агрегату роботи були продовжені 25.09.1987 р. о 12.55 год. при тиску запомповування 21 МПа і завершені о 16.55 год. при тиску 24 МПа.

У результаті виконаних робіт запомповано 10 т гранульованого пом'якшувача і 408,5 м<sup>3</sup> використовуваної для ППД підтоварної води. Тиск запомповування зріс на 6 МПа (із 18 до 24 МПа) (рис. 6.92). Середня концентрація пом'якшувача в запомповуваній водній суспензії становила 25 кг/м<sup>3</sup>.

Після запомповування гранульованого пом'якшувача бригаду кап-ремонту зі свердловини було знято і переведено на другий об'єкт, а свердловину було промито і введено під нагнітання води лише в середині листопада 1987 р.

Із опису робіт на свердловині видно, що процес запомповування гранульованого пом'якшувача, через неполадки техніки, затягнувся на 4 дні, тривалість часу самої роботи із запомповування становила всього 6,9 го-

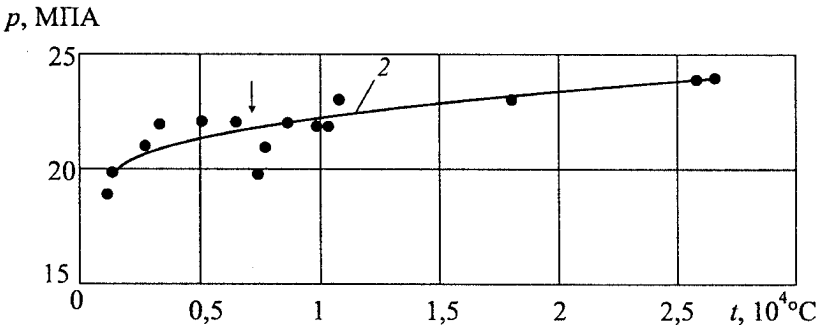


Рис. 6.92 – Зміна тиску в часі при запомповуванні суспензії пом'якшувача у свердловину №321-Д

дини. У зв'язку з цим, технологічний режим із запомповування пом'якшувача було порушено, що, очевидно, вплинуло на результати робіт у цілому.

Вивчення технологічної доцільності та ефективності робіт із тампонування високопроникних каналів можна було виконувати промислово-геофізичними і гідродинамічними дослідженнями в нагнітальній свердловині (видобувні свердловини експлуатуються штангово-насосним способом), індикаторними методами (мічених атомів, барвників і інш.) і методами характеристик витіснення.

При проектуванні промислових робіт із тампонування тріщин для повноти охоплення дослідного поля ми априорі припускали, що реакція від запомповування пом'якшувача у свердловину №321-Д буде фіксуватись у семи навколишніх видобувних свердловинах (№№ 39, 235, 242, 244, 347, 351, 702). Характеристику роботи цих свердловин подано в табл. 6.66. Для виявлення факту реагування навколишніх свердловин і часу початку реагування ми за даними середньодобового місячного видобутку побудували динаміки зміни дебіту нафти і обводненості продукції у часі за період 01.01.1987-01.09.1988 р.р. Аналізуючи ці динаміки, ми прийшли до висновку, що відмічається реакція п'яти свердловин (№39, 242, 244, 351, 702) на запомповування пом'якшувача в нагнітальну свердловину №321. Так, по свердловині №39 середньодобовий дебіт по нафті за 12 місяців після тампонування (2,4 т/доб.) в 2 рази (на 100%) є більшим (рис. 6.93), ніж середньодобовий видобуток до тампонування (1,2 т/доб.); відмічається зниження обводненості продукції на 1,3% (відповідно 98,1 і 96,8%). По свердловині №242 після тампонування за 12 місяців відмічається підвищення дебіту по нафті; середньодобовий видобуток нафти за 12 місяців після тампонування (2,5 т/доб.) виявився в 1,1 разів (на 19%) більшим, ніж середньодобовий видобуток нафти до тампонування (2,1 т/доб.). По свердловині №244 середньодобовий дебіт по нафті за 12 місяців після оброблення (8,4 т/доб.) виявився у 1,37 разів (на 37%) більшим, ніж за такий же період до оброблення (6,1 т/доб.). Середньодобовий дебіт за 12 місяців після оброблення по свердловині №351 становить 5,97 т/доб., що в 1,99 разів більше, ніж за такий же період до оброблення (3 т/доб.); обводненість продукції за цей же період знизилась у 1,1 разів відповідно на 7,5% (з 79,5 до 72%). По свердловині №702 середньодобовий дебіт по нафті за 12 місяців після оброблення (20,4 т/доб.) виявився в 1,43 разів більшим, ніж до оброблення (14,3 т/доб.); обводненість продукції знизилась на 7,1% (відповідно з 80,5 до 73,4%). Таким чином, за даними аналізу динаміки роботи навколишніх видобувних свердловин №№ 242-Д, 39, 244, 351 і 702 роботи з тампонування позитивно відбилися на динаміці видобутку нафти і обводненості продукції (збільшення дебітів нафти в 1,1-1,99 разів, зниження обводненості на 1,3-7,5%).

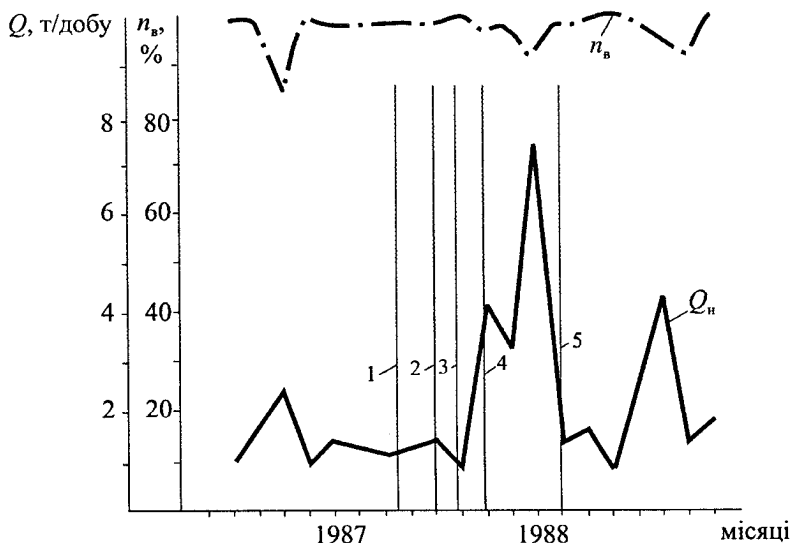


Рис. 6.93 – Динаміка показників роботи свердловини №39-Д: 1 – 21-25.09.87 р. – діяння; 2 – 15-18.10.87 р. – підземний ремонт (заміна ЕВН); 3 – 25.28.11.87 р. – ПР (заміна кабелю ЕВН; 4 – 02-05.12.87 р. – ПР (заміна ЕВН); 5 – 28.03.88 р. – запомповування інгібітору

Таблиця 6.66 – Параметри роботи видобувних свердловин поля нагнітальної свердловини №321-Д, що експлуатують вигодський поклад, за станом на серпень 1987 р.

№№ свердловин	Видобуток за місяць			Обводненість продукції, %	Видобуток з початку експлуатації, м <sup>3</sup>	
	нафти, т	води, т	газу, м <sup>3</sup>		нафти	води
242	30,7	2034,4	3,1	98,5	722481,6	378572,6
702	1077,7	1651,1	240,5	61	85020,1	62066,3
39	26,7	2223,9	2,8	98,9	371924,0	292658,0
235	104,0	1451,2	38,4	93,3	98486,4	437946,5
347	313,4	766,4	50,8	71	112740,5	854758,2
244	260,3	1029,3	36,1	79,8	39404,1	60580,2
351	78,9	5821,9	9,8	98,7	103855,5	863363,9

Для аналізу ефективності роботи застосовували метод кореляційного аналізу із використанням коефіцієнтів рангової кореляції Спірмена і коефіцієнта кореляції Кендала. Ставилась мета визначення зон, не охоплених витісненням, за парним зв'язком між нагнітальною свердловиною №321-Д (тампонування проведено 21-25 вересня 1987 р.) і навколишніми видобувними свердловинами №№702-Д, 235-Д, 347-Д, 242-Д, 351-Д. Значини місячної витрати запомповуваної води і місячного видобутку нафти замінили їх рангами, визначили різниці  $d$  між рангами, коефіцієнт рангової

кореляції Спірмена  $R$ , значимість  $t$  відмінності  $R$  від нуля. Результати розрахунку подано в табл. 6.67 і викладено нижче.

Наприклад, по свердловині №702-Д коефіцієнт рангової кореляції Спірмена

$$R = 1 - \frac{6 \sum d^2}{n(n^2 - 1) - \frac{1}{2} \sum_{j=1}^m T_j} = 1 - \frac{6 \cdot 3034}{13768} = -0,322,$$

де  $n$  – кількість вимірювань дебітів;  $T_j = l_j^3 - l_j$ ,  $l_j$  – кількість повторень одної із значин вимірювань дебітів. Кількість ступенів свободи  $\nu = n - 2 = 24 - 2 = 22$ . Рівень значимості вибираємо рівним  $\alpha = 0,05$ . Тоді значимість

$$t = R \sqrt{\frac{n-2}{1-R^2}} = -0,322 \sqrt{\frac{24-2}{1-0,322^2}} = -1,59.$$

Розрахована значина значимості  $t$  порівнюється із табличною  $t_T$ . Табличну значину  $t_T$  знаходимо за табличною значиною коефіцієнта

$$\begin{aligned} R &= \frac{\Psi(1-\alpha)}{\sqrt{n-1}} \left\{ 1 - \frac{0,19}{n-1} [\Psi^2(1-\alpha) - 3] \right\} = \\ &= \frac{1,6449}{\sqrt{24-1}} \left\{ 1 - \frac{0,19}{24-1} [1,6449^2 - 3] \right\} = 0,1001, \end{aligned}$$

де  $\Psi(1-\alpha)$  – обернена функція нормального розподілу.

$$\text{Тоді } t_T = 0,1 \sqrt{\frac{24-2}{1-0,1^2}} = 0,4714.$$

Оскільки  $t_T < |t|$ , то отримана значина коефіцієнта рангової кореляції  $R$  є значимою, тобто є взаємодія між свердловинами №321-Д і №702-Д.

Поряд з цим використали також коефіцієнт рангової кореляції Кендала  $r$ . Взяли значину рангу, що стоїть на першому місці, і розрахували числа перебудованих рангів  $s_i^+$  і  $s_i^-$ , які відповідно перевищують прийняту значину рангу, що стоїть на першому місці, і не перевищують її.

Так, по свердловині № 702-Д отримали суму  $s$  різниць чисел  $s_i^+$  і  $s_i^-$ , коефіцієнт кореляції Кендала  $r$ , значимість коефіцієнта кореляції  $z$  і відповідні їм табличні значини  $s_T, r_T, z_T$  (за рівня значимості  $\alpha = 0,05$ ):

$$\begin{aligned} s &= \sum_{i=1}^n (s_i^+ - s_i^-) = 175; \\ r &= \frac{s}{0,5(n-1)n} = \frac{175}{0,5 \cdot 23 \cdot 24} = 0,63405; \end{aligned}$$



$$z = \frac{s}{\sqrt{\frac{1}{18} n(n-1)(2n+5)}} = \frac{175}{28,8} = 6,1;$$

$$r_{\tau} = \frac{2}{3} \sqrt{\frac{n+2,5}{n(n-1)}} \Psi(1-\alpha) + \frac{2}{n(n-1)} = \frac{2}{3} \sqrt{\frac{24+2,5}{24 \cdot 23}} \cdot 1,6449 + \frac{2}{24 \cdot 23} = 0,243;$$

$$s_{\tau} = \frac{n(n-1)}{2} r_{\tau} = \frac{24 \cdot 23}{2} \cdot 0,243 = 67,068;$$

$$z_{\tau} = \frac{67,068}{\sqrt{\frac{1}{18} 24 \cdot 23 (2 \cdot 24 + 5)}} = 1,66358.$$

Оскільки  $z > z_{\tau}$  ( $6,1 > 1,66$ ), то коефіцієнт кореляції Кендала  $r$  значимий і є зв'язок між свердловинами № 321-Д і № 702-Д.

Аналогічно виконали розрахунки по свердловинах дослідного поля №№ 232-Д, 347-Д, 242-Д і 351-Д.

Таблиця 6.67 – Аналіз взаємодії між нагнітальною свердловиною №321-Д і навколишніми видобувними свердловинами за коефіцієнтами рангової кореляції Спірмена і Кендала

№№ свердловин дослідного поля	За коефіцієнтом Спірмена			За коефіцієнтом Кендала		
	таблична значина $t_{\tau}$	$ t $	є значимий зв'язок?	таблична значина $z_{\tau}$	$ z $	є значимий зв'язок?
702-Д	0,4714	1,59	так	1,66358	6,1	так
235-Д	-/-	1,51	так	-/-	6,1	так
347-Д	-/-	3,8	так	-/-	4,07	так
242-Д	-/-	2,59	так	-/-	5,8	так
351-Д	-/-	0,871	так	-/-	3,72	так

Таким чином, на основі методу із використанням коефіцієнта рангової кореляції Спірмена і коефіцієнта кореляції Кендала переконливо можна зробити висновок, що між нагнітальною свердловиною №321-Д і сусідніми видобувними свердловинами №№702-Д, 235-Д, 347-Д, 242-Д і 351-Д є значимий зв'язок (значини коефіцієнтів кореляції Спірмена  $R$  виявляються, як правило, дещо заниженими, а значини коефіцієнтів кореляції Кендала  $r$  – дещо заниженими).

Для аналізу процесу перерозподілу потоків у пласті на дослідних ділянках побудували характеристики витіснення з використанням ЕОМ ЕС-1020 за методом найменших квадратів.

Характеристики витіснення по ділянці нагнітальної свердловини №321-Д будували за трьома незалежними методиками (Г.С. Камбаров і ін.; А.М. Пирвердян; Б.Ф. Сазонов):  $\Sigma Q_n - (\Sigma Q_p)^{-1}$ ;  $\Sigma Q_n - (\Sigma Q_p)^{-0,5}$ ;  $\Sigma Q_n - \ln \Sigma Q_p$  (од-

ну характеристику, як приклад, показано на рис. 6.94). Із трьох незалежних методик перші дві методики дали практично одну і ту ж значину додаткового видобутку нафти. Додатковий видобуток нафти становив 3975 т при такому ж обмеженні відбору води. Подальший аналіз залежності показав практичне припинення ефекту, що пов'язується із промиванням вибійного корка і підключенням до запомповування інтервалів, тріщини в яких не піддавались тампонуванню.

За характеристиками витіснення, побудованими для кожної видобувної свердловини дослідної ділянки, можна визначити час початку реагування цих свердловин на тампонування тріщин пласта. Під часом початку реагування свердловин розуміється час, що минув від моменту тампонування до моменту, який відповідає відхиленню характеристики витіснення від прогнозної прямої. Час початку реагування видобувних свердловин визначали за побудованими окремо для кожної свердловини характеристиками витіснення і контролювали за графіками динаміки поточного видобутку нафти.

На проведений процес тампонування високопроникних тріщин за характеристиками витіснення прореагували видобувні свердловини №№ 242-Д, 244-Д, 351-Д, 39-Д, 702-Д. Усі зазначені свердловини дослідного поля знаходяться практично на одній лінії, розташованій вздовж лінії розлому, тобто в зоні розвитку тріщинуватості (див. рис. 6.86). По свердловинах дослідної ділянки нагнітальної свердловини №321-Д цей час становить від 0,5 до 5 місяців.

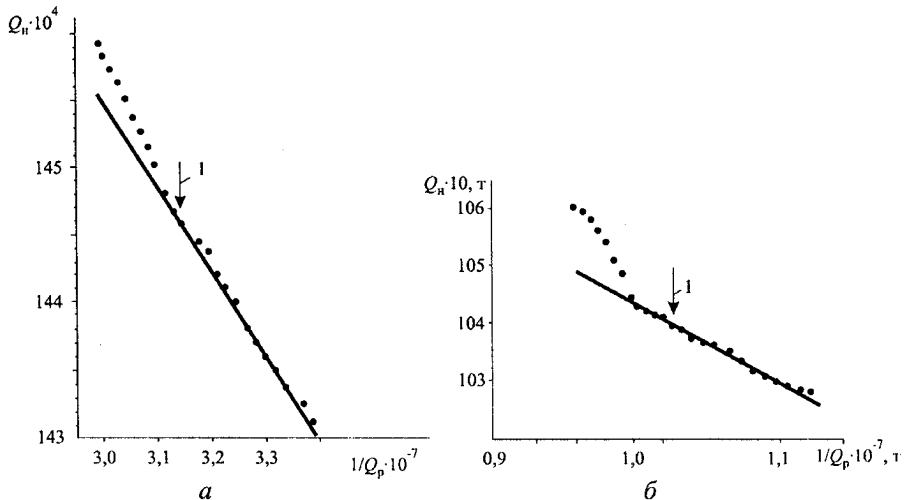


Рис. 6.94 – Характеристики витіснення по полю нагнітальної свердловини №321-Д (а) і видобувної свердловини №351-Д (б): 1 – момент тампонування тріщин

Час початку реагування видобувних свердловин на тампонування залежить від їх відстані до нагнітальної свердловини. Чим меншою є ця відстань (прийнято відстань між точками перетину стовбурів свердловин покрівлі продуктивного пласта вигодського покладу), тим швидше свердловина реагує на тампонування тріщин пласта (табл. 6.68, рис. 6.94).

Таблиця 6.68 – Відстань між видобувними свердловини та нагнітальною свердловиною №321-Д і час початку реагування свердловин на тампонування

№ видобувної свердловини	Відстань між видобувною і нагнітальною свердловинами, м	Час початку реагування свердловини, доби
242	110	15
244	210	30
351	400	165
702	250	120
39	270	150

Виконаний аналіз із взаємодії нагнітальної свердловини №321-Д із навколишніми видобувними свердловинами із використанням статистичних методів рангової кореляції Спірмена і Кендала, показав значимий зв'язок між роботою цих свердловин. Зміну коефіцієнтів кореляції за Спірменом і Кендалом у залежності від відстані до нагнітальної свердловини №321-Д зображено на рис. 6.95.

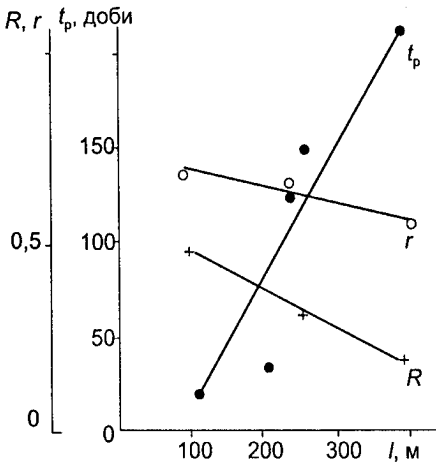


Рис. 6.95 – Залежності часу початку реакції  $t_p$  видобувних свердловин і коефіцієнтів рангової кореляції Спірмена  $R$  і Кендала  $r$  від відстані  $l$  до нагнітальної свердловини 321-Д

На основі залежностей місячної витрати запомповуваної води і місячного видобутку нафти та характеристик витіснення по свердловинах і в цілому по ділянці можна висувати наступне:

1) на запомповування суспензії пом'якшувача в нагнітальну свердловину №321-Д прореагували видобувні свердловини №№ 244-Д, 242-Д, 702-Д, 351-Д, 39-Д, які розташовані практично на одній лінії, паралельно лінії розлому, тобто в зоні розвитку тріщинуватості;

2) час початку реакції свердловини залежить від відстані до нагнітальної свердловини і змінюється від 0,5 до 5,5 місяців;

3) чим далі розташована нагнітальна свердловина від нафтової,

тим меншими є коефіцієнти рангової кореляції Спірмена і Кендала, тобто тим менший вплив виявляє нагнітальна свердловина на роботу видобувної свердловини;

4) додатковий видобуток нафти по ділянці свердловини №321-Д становить 3975 т, а відповідне обмеження відборів води – 3975 м<sup>3</sup>.

5) роботи із тампонування тріщин позитивно відбиваються на перебігу в часі видобутку нафти і обводненості продукції. Середньодобовий дебіт по нафті за 12 місяців після тампонування збільшився у 1,1-2,0 рази (на 0,4-6,1 т/добу) порівняно із дебітом за такий же період роботи до тампонування. Обводненість продукції знизилась на 1,3-7,5%.

Звідси слідус, що технологічну ефективність робіт із тампонування тріщин тонкодисперсними системами (зокрема, пом'якшувачем) підтверджується рядом незалежних положень (геолого-тектонічна особливість будови дослідного поля, час початку реагування і сітка розташування свердловин, рангові кореляції взаємодії свердловин за Спірменом і Кендалом).

Випробовування технологічного процесу на свердловинах №№ 231-Д і 321-Д показали наступне (див. також вище стосовно до свердловини №231-Д).

При виконанні робіт на свердловині №231-Д гранульований пом'якшувач завантажувався в бункер піскозмішувального агрегату і подавався на свердловину. Однак, як описано вище, під час транспортування пом'якшувач утрамбувався в бункері. При виконанні робіт шнек подавання пом'якшувача із бункера в мішалку вибирав пом'якшувач, котрий перебував у безпосередній близькості від нього, а решта об'єму „провисала” в бункері. Подальше подавання пом'якшувача ускладнювалось, оскільки необхідно було зруйнувати вироблену шнеком лійку, розвантажити його із бункера і заново засипати в бункер. Названі недоліки змусили відмовитись від такої технологічної схеми приготування суспензії.

Подавання пом'якшувача через шнек завантаження бункера і шнек подавання в мішалку при частковому заповненні бункера на свердловині №321-Д також ускладнювалось. Частина шнеків, які труться в процесі їх експлуатації, нагрівались. Пом'якшувач у цих місцях нагрівався, плавився і налипав, утворюючи грудки, які в подальшому потрапляли в насосні агрегати і ускладнювали їх роботу.

З метою усунення цих недоліків для приготування суспензії під час робіт на свердловині №321-Д було вирішено застосувати гідрозмішувальний пристрій (цементувальна лійка), який призначений для приготування цементного розчину при цементуванні свердловин.

Гранульований пом'якшувач засипали через решітку в лійку змішувального пристрою, а відтак він захоплювався в потік при подаванні води

під напором через сопло (див. вище стосовно до свердловини №231-Д). Засипаний у лійку пом'якшувач зволожується високошвидкісним струменем води і подається в корито. При цьому наявні грудки, які залишаються не зруйнованими під дією струменя води, відфільтровуються на ситі. Приготовлена таким чином суспензія відбирається через всмоктувальний рукав на вхід насосних агрегатів, а відтак запомповується у свердловину.

У випадку, коли необхідно створювати порівняно високі тиски запомповування (практично вище 20 МПа), для покращення роботи насосних агрегатів 4АН-700 шляхом створення тиску підпору на їх вході в технологічну схему включається піскозмішувальний агрегат, який обладнано відцентровим насосом. Тоді суспензія відбирається із корита цементувальними агрегатами і подається в ємність із мішалкою піскозмішувального агрегату, а із нього, за допомогою відцентрового насоса, під напором на насосні агрегати 4АН-700.

*Системне діяння на поклад у полі нагнітальної свердловини №319-Д.* Подальше впровадження технології створення потокоскерувальних бар'єрів дисперсними системами також здійснювали на дослідному полі, яке включало нагнітальну та видобувні свердловини, що її оточують, за технологічною схемою системного діяння на поклад. Тут розглядаємо досвід інтенсифікації видобування нафти і регулювання розробки родовища на прикладі впровадження технології на елементі вигодського покладу Долинського нафтового родовища в полі нагнітальної свердловини №319-Д (рис. 6.96) і розміщених у зоні її впливу видобувних свердловин №№ 207-Д, 299-Д, 106-Д, 710-Д, 624-Д, 824-Д, 326-Д, 717-Д, 706-Д.

Суспензію пом'якшувача запомповували в пласт спочатку через нагнітальну свердловину №319-Д.

Геолого-технічні дані по нагнітальній свердловині №319-Д: пробурений вибій знаходиться на глибині 2970 м, фільтр – 2682-2869 м, інтервал перфорації – 2448-2630 м; експлуатаційна колона 146 мм зацементована в інтервалі 2869 м до гирла.

Перед виконанням робіт із тампонування 4 жовтня 1988 р. проведено промивання свердловини в інтервалі 2600-2634 м (глибшого проходження не було). 5 жовтня 1988 р. проведено роботи із посадки пакера ПВС-5-700 на глибині 1980 м. Роботи із тампонування тріщин проводились 6 жовтня 1988 р.

Водну суспензію пом'якшувача готували за допомогою гідравлічного змішувального пристрою (цементувальної лійки), на яку подавали воду двома цементувальними агрегатами ЦА-320М. У пристрій засипали пом'якшувач. Приготовлену суміш відпомповували із корита за допомогою двох цементувальних агрегатів ЦА-320М і подавали в

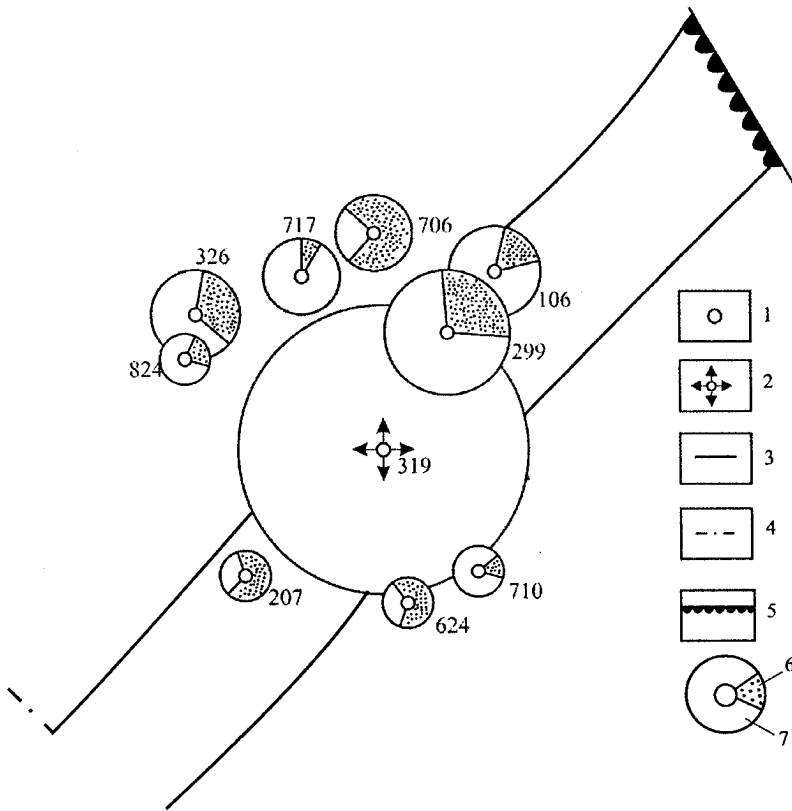


Рис. 6.96 – Дослідне поле нагнітальної свердловини № 319-Д: 1 – видобувна свердловина; 2 – нагнітальна свердловина; 3 – лінія розлому; 4 – лінія тектонічного порушення; 5 – лінія фронту складки; 6, 7 – вмісти в продукції свердловини відповідно нафти і води; радіус кола характеризує добовий дебіт рідини (1 мм = 10 т/добу) і добову приймальність (1 мм = 20 м<sup>3</sup>/добу)

емність з мішалкою піскозмішувального агрегату 4ПА, який використовували для подавання на вхід чотирьох насосних агрегатів, за допомогою яких (4АН-700 – 2 шт. і АСГ-1050 – 2 шт.) через блок маніфольдів суспензію запомповували у свердловину. Запомповування проводили при відкритому міжтрубному просторі з метою контролювання герметичності пакера під час виконання робіт.

Витрата запомповування суспензії становила 1,4 м<sup>3</sup>/хв. (концентрація пом'якшувача в суспензії 34 кг/м<sup>3</sup>). У результаті запомповано 10,4 т пом'якшувача і 294 м<sup>3</sup> рідини-носія (води). Тиск запомповування зріс від 18 до 29 МПа. Тривалість запомповування становила 3 год. 30 хв. Після суспензії запомпували в пласт 10 м<sup>3</sup> протискувальної рідини (води).

Випробовування даної технологічної схеми приготування суспензії показали її технологічну ефективність. Випадків поломок і забивання насосних агрегатів під час проведення операції вже не відмічалось. Ця схема дає змогу так же гнучко регулювати концентрацію пом'якшувача.

До і після проведення тампонування було знято індикаторні діаграми роботи свердловини №319-Д на усталених режимах запомповування (рис. 6.97). Приймальність свердловини зменшилася майже в 2 рази.

Середньозважена приймальність свердловини №319-Д за період 11.1987 – 09.1988 р.р. становила  $282 \text{ м}^3/\text{доб.}$  за середнього тиску нагнітання  $13,3 \text{ МПа}$ . Судячи з індикаторних ліній, при такому тиску нагнітання ( $13,3 \text{ МПа}$ ) після виконання робіт із тампонування тріщин приймальність знизилась до  $146 \text{ м}^3/\text{доб.}$ , тобто в 1,93 рази.

За даними витратометрії до проведення тампонування 60% запомповуваної води поглинали двометрові інтервали пласта. Після запомповування пом'якшувача відбувався майже рівномірний перерозподіл профілю приймальності по інтервалах пласта вздовж усієї розкритої товщини. Отже, досягнуто перерозподілу фільтраційних потоків внаслідок виконання тампонувальних робіт.

Оцінювання ефекту тампонування здійснювали побудовою інтегральної характеристики витіснення А.М. Піввердяна (рис. 6.98).

Момент початку реагування сусідніх видобувних свердловин на тампонування тріщин цього поля визначали за характеристиками витіснення, побудованими окремо для кожної нафтової свердловини поля. Він залежить від їх відстані до нагнітальної свердловини. Чим меншою є ця відстань, тим

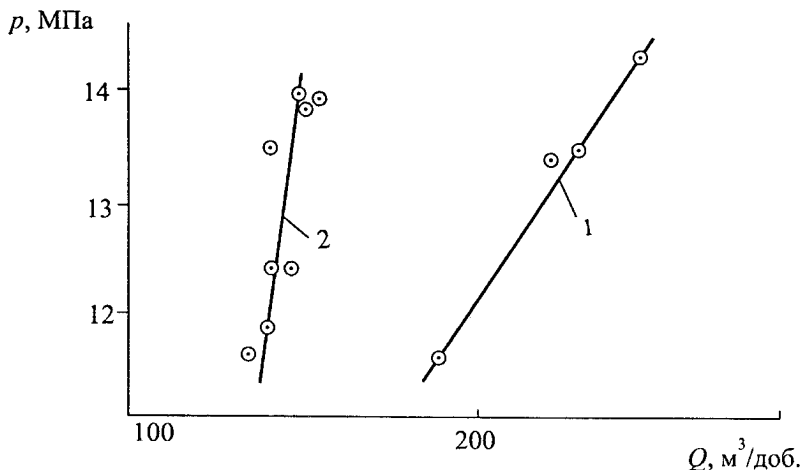
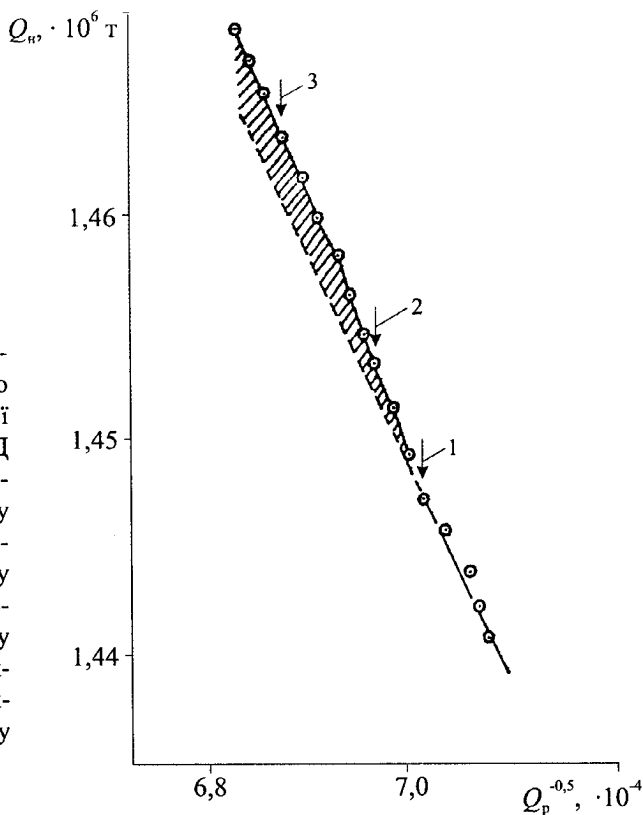


Рис. 6.97 – Індикаторні лінії роботи нагнітальної свердловини №319 до (1) і після (2) запомповування дисперсної системи (водної суспензії пом'якшувача)

Рис. 6.98 – Характеристика витіснення по полю нагнітальної свердловини 319-Д Долинського родовища; моменти початку запомповування дисперсної системи: 1 – у нагнітальну свердловину №319-Д; 2 – у видобувну свердловину №299-Д; 3 – у видобувну свердловину №207-Д



швидше свердловина реагує на тампонування тріщин пласта. В умовах вигодського покладу Долинського родовища реагування свердловин починається через 0,5-5 місяців після тампонування і виражається в збільшенні поточних дебітів нафти і зменшенні обводненості продукції.

Для вивчення взаємодії нагнітальних і видобувних свердловин на дослідній ділянці свердловини №319-Д ми застосували статистичні методи рангової кореляції Спірмена і Кендала. Кореляційні залежності визначали з використанням коефіцієнтів рангової кореляції Спірмена і Кендала. За розрахунковий параметр по нагнітальній свердловині взяли місячний об'єм запомпованої води, а по видобувних свердловинах – середньомісячну обводненість продукції (як параметр, який практично не залежить від режимів роботи свердловинних насосів). Результати взаємодії використовували для виявлення групи свердловин дослідного поля як єдиної гідродинамічної системи, а також для подальшого вибору технології діяння на поклад тільки через нагнітальні свердловини чи системно через нагнітальні і видобувні свердловини.



На проведений процес тампонування високопроникних тріщин прореагували видобувні свердловини №№ 326-Д, 706-Д, а видобувні свердловини №№ 207-Д, 299-Д, 106-Д, 624-Д, 710-Д, 824-Д, 717-Д не були взяті до уваги у зв'язку з тим, що до виконання робіт із тампонування тріщин пласта і в період реагування в них були проведені різні інші роботи.

Аналіз показав значний зв'язок між роботою цих свердловин. Чим далі розміщена видобувна свердловина від нагнітальної, тим меншими є коефіцієнти рангової кореляції Спірмена і Кендала, тобто тим менший вплив виявляє нагнітальна свердловина на роботу видобувної свердловини.

Стосовно до вивчення ефективності технології створення потоковідхилювальних бар'єрів доцільно було б також використати метод індикаторів, але таких досліджень не вдалося виконати на даному полі, хоч за швидкістю руху індикатора можна визначити об'єм зони проривання води (див. вище § 5.4) і відповідно, необхідний об'єм тампонажного матеріалу.

Звідси випливає, що технологічна ефективність робіт із тампонування тріщин тонкодисперсними системами на основі гранульованого асфальтено-смолистою пом'якшувача (АСПГ) також підтверджується рядом названих вище незалежних положень (геолого-тектонічна особливість будови дослідної ділянки; час початку реагування і сітка розташування свердловин; рангова кореляція взаємодії свердловин за методиками Спірмена і Кендала). Усіма методами отримано результативну інформацію. Кожний метод оцінки технологічної ефективності висвітлює певну сторону, а в сукупності ці методи дають цілісну картину перерозподілу фільтраційних потоків у пласті після створення в ньому потоковідхилювальних бар'єрів.

Додатковий видобуток нафти в результаті виконання робіт становить 751 т, обмеження відбору води – 428 т.

Продовженням робіт із регулювання заводнення в полі нагнітальної свердловини №319-Д, яке виконано в жовтні 1988 р., було тампонування високопроникних тріщин пласта в цьому ж полі через видобувні свердловини №№ 299-Д і 207-Д, хоч розпочате із значним запізненням.

Тампонування високопроникних тріщин виконано запомповуванням водної суспензії подрібненого структуроутворювача Х-1 (С – Х) через видобувну свердловину №299-Д згідно з технологічною схемою, описаною вище, в лютому 1991 року. Крім встановлення потоковідхилювальних бар'єрів у пласті, метою даних робіт було також зменшення обводненості продукції і збільшення дебіту по нафті свердловини №299-Д.

Пробурений вибій свердловини №299-Д знаходиться на глибині 2903 м, штучний вибій (цементний міст) – 2832 м; експлуатаційна колона діа-

метром 146 мм перфорована в інтервалі 2888,12-2661,6 м (манявські відклади) і 2480-2600 м (вигодські відклади). Пластова температура становить 78°C. Дебіт свердловини до виконання робіт (січень 1991 р.) 3,2 т/доб., обводненість продукції 93,9%.

З метою скерованого запомповування у вигодський поклад суспензії структуроутворювача манявський поклад, який розміщений нижче, перекривали шляхом намивання піщаного корка. Роботи проводилися за схемою гідравлічного розриву пласта. Для попередження розриву експлуатаційної колони на глибині 2470 м встановили пакер ПВС-5-700. Водопостачання операції здійснювалося з підготовленого для цього амбара ємністю 800 м<sup>3</sup>.

Водну суспензію структуроутворювача готували за допомогою змішувального пристрою (цементувальної лійки), на який подавали воду двома цементувальними агрегатами ЦА-320М. Структуроутворювач з мішків засипали в змішувальний пристрій. Приготовлену водну суспензію (після змішування в змішувальному пристрої) відпомповували із корита за допомогою двох насосних агрегатів 4АН-700 і подавали в ємність із мішалкою піскозмішувального агрегату УСП-50, який застосовувався для подавання суспензії на вхід двох насосних агрегатів 4АН-700, за допомогою котрих суспензія запомповувалася у свердловину через блок маніфольдів. Запомповування проводили при відкритому міжтрубному просторі з метою контролю за герметичністю пакера під час виконання робіт. У результаті у свердловину №299-Д було запомповано 10 т структуроутворювача за тиску запомповування до 40 МПа.

Аналогічно, як і роботи, які проведено на видобувній свердловині №299-Д, роботи із запомповування суспензії структуроутворювача у *видобувну свердловину №207-Д* є продовженням робіт із регулювання заводнення покладу в полі нагнітальної свердловини №319-Д.

Запомповування суспензії структуроутворювача Х-1 в пласт через видобувну свердловину №207-Д проведено в липні 1991 р. Виконані роботи є аналогічними роботам на свердловині №299-Д, тому їх не описуємо. У свердловину №207-Д запомповано 3,5 т структуроутворювача при тиску запомповування 29-40 МПа.

Вважали, що ефект від запомповування структуроутворювача повинен проявитися на роботі свердловин дослідного поля в цілому за рахунок підвищення охоплення покладу заводненням (відбувається перерозподіл витіснювальної води із тампонованих тріщин на неохоплені процесом заводнення нафтонасичені зони пласта), а також безпосередньо на роботі видобувних свердловин №№ 299-Д і 207-Д, в які здійснено запомповування структуроутворювача. Із урахуванням цього і проведено аналіз ефективності процесу.

На тампонування високопроникних тріщин шляхом запомповування структуроутворювача X-1 прореагували свердловини №№ 207-Д, 299-Д, а також 824-Д, 624-Д, 717-Д, 706-Д. Видобувні свердловини №№ 106-Д, 710-Д, 326-Д, які входять у поле нагнітальної свердловини №319-Д, в розрахунок не були взяті у зв'язку з тим, що в них виконувалися інші різні роботи, тобто інші впливи повністю були виключені, хоч по названих свердловинах, без сумніву, одержано додаткову нафту в результаті тампонувальних робіт.

Технологічну ефективність виконаних робіт визначали згідно з діючим у галузі керівним документом РД 39-0147035-209-87 „Методическое руководство по определению технологической эффективности гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пластов”. Розрахунок проводили за методом характеристик витіснення по полю в цілому. Будували інтегральну характеристику витіснення, запропоновану А.М. Пирвердяном, тобто отримали  $1/\sqrt{Q_p} = 1,93971 \cdot 10^{-3} - 8,5494 \cdot 10^{-10} Q_n$ , де  $Q_n$ ,  $Q_p$  – накопичені з початку розробки видобуток нафти і рідини відповідно.

У результаті запомповування суспензії структуроутворювача в пласті через видобувні свердловини №№ 299-Д і 207-Д, окрім впливу на пласт дослідного поля в цілому, відбулося також діяння на привибійні зони свердловин №№ 299-Д і 207-Д. Перебіг у часі параметрів роботи свердловини №299-Д зображено на рис. 6.99. Аналізуючи перебіг показників роботи свердловини №299-Д до і після запомповування суспензії структуроутворювача, видно, що робота свердловини покращилася. Дебіт нафти зріс з 3,4 до 7,0-14,7 т/добу, тобто в 2-5 разів. Окрім цього відбулося зменшення обводненості продукції свердловини.

Подібні результати одержано і по свердловині №207-Д, через яку те ж запомповували суспензію структуроутворювача (С-Х). Дебіт нафти по цій свердловині зріс з 4,8 до 7,7 т/доб., тобто майже у 2 рази. Обводненість продукції залишилася на попередньому рівні.

У результаті системного тампонування тріщин дисперсними системами по дослідному полю нагнітальної свердловини №319-Д в цілому додатково видобуто 2514 т нафти і обмежено приплив 3246 м<sup>3</sup> води.

Водна суспензія структуроутворювача виявилась ефективною дисперсною системою.

*Поле нагнітальної свердловини №128-Довб.* Довбушанське нафтове родовище характеризується складною геолого-літологічною будовою, великою проникнісною неоднорідністю, доказаною наявністю високопроникних тріщин.

Поклад нафти Довбушанського родовища пов'язаний з мінілітовим горизонтом, який складається з пісковиків і алевролітів із коефіцієнтами

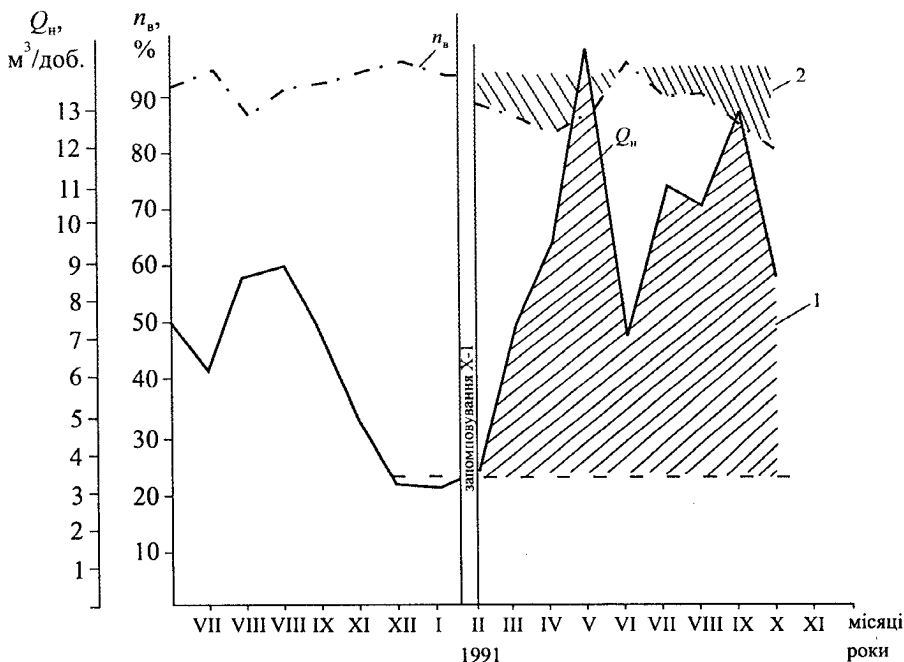


Рис. 6.99 – Перебіг у часі параметрів роботи свердловини №299-Д після запоумповування суспензії структуроутворювача: 1 – додатковий видобуток нафти; 2 – зниження обводненості  $n_b$

проникності  $10,5 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> і пористості 13,0%. Товщина продуктивного пласта змінюється від 5,6 до 42,2 м при середній значині 23,9 м. Густина нафти рівна 840 кг/м<sup>3</sup>.

Розробка родовища здійснюється за системою осередкового заводнення (рис. 6.100). У ході такого заводнення виявились передчасні некервані проривання води. Якраз тут ці проривання води в основному зумовили почергову експлуатацію свердловин як видобувних і нагнітальних.

Після запоумповування індикатора у свердловину №4-Довб. (на той період вона працювала як нагнітальна) він був виявлений у сусідній свердловині №128-Довб. вже через 2 доби, що свідчить про наявність високопровідних тріщин. Просування води відмічено також між свердловинами №№ 4-Довб. і 93-Довб. (індикатор зафіксовано через 11 діб).

Ми провели аналіз ефективності заводнення родовища за період 1986-1991 рр. із використанням характеристики витіснення виду  $\Sigma Q_n - (\Sigma Q_p)^{-0,5}$  по всьому родовищу. У результаті встановили, що переведення сверд-

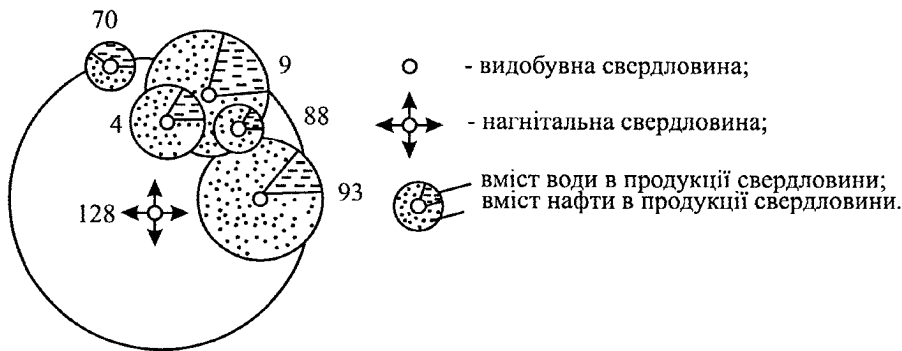


Рис. 6.100 – Поле нагнітальної свердловини №128-Довб.: радіус кола – добовий дебіт рідини (1 мм – 0,2 т/добу), середньодобова приймальність (1 мм – 15 м<sup>3</sup>/добу)

ловин під нагнітання води з наступним відбором рідини із них при переведенні інших свердловин під нагнітання не призводить до зміни характеристики витіснення (рис. 6.101).

З метою встановлення в тріщинах пласта в полі свердловини №128-Довб. потоківідхилювальних бар'єрів, збільшення охоплення покладу заводненням, підвищення нафтовилучення і зменшення відбору води 28 грудня 1990 р. проведено тампонування із використанням структуроутворювача Х-1 (С – Х). Запомповування структуроутворювача здійснили у свердловину №128-Довб. Свердловина обсаджена 146 мм експлуатаційною колоною, яка опресована тиском 26 МПа; штучний вибій свердловини знаходиться на глибині 2790 м; перфорацію проведено у двох інтервалах: 2745-2760 м і 2562-2548 м. Пластовий тиск на глибині 2450 м становить 16 МПа (за станом на 23.10.89 р.); пластова температура 57°C. Основні інтервали поглинання води, визначені за даними термометрії, знаходяться в межах глибин 2745-2760 м. Приймальність свердловини до виконання робіт становила 432 м<sup>3</sup>/добу за тиску запомповування 20 МПа.

Для попередження розриву експлуатаційної колони під час запомповування суспензії структуроутворювача на глибині 2520 м встановили пакер ПГ5-500. Перед опусканням пакера експлуатаційну колону прошаблонували шаблоном діаметром 118 м і довжиною 2 м; пакер опресували тиском 40 МПа в колоні НКТ при відкритому міжтрубному просторі. Для водопостачання операції проклали водовід із гірської річки, розміщеної неподалік від свердловини.

Запомповування структуроутворювача проводили за схемою гідравлічного розриву пласта. Водну суспензію структуроутворювача готували за допомогою гідравлічного змішувального пристрою (цементувальної

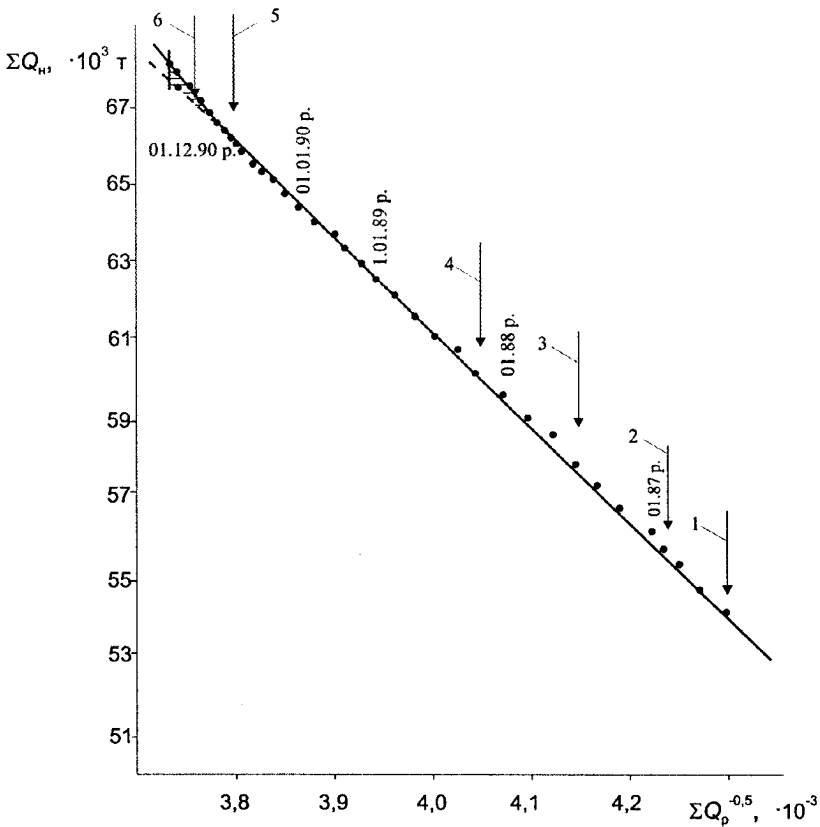


Рис. 6.101 – Характеристика витіснення по полю свердловини №128-Довб.: 1 – переведення свердловини №4-Довб. у нагнітальну, 29.06.89 р.; 2 – СКО свердловини №70-Довб., 12.1986 р.; 3 – капремонт свердловини №70-Довб., 22.08 – 09.87 р.; 4 – переведення свердловини №4-Довб. у видобувну, 03.88 р.; 5 – оброблення структуроутворювачем, 29.12.90 р.; 6 – переведення свердловини №70-Довб. у нагнітальну

лійки), на яку подавали річкову воду двома цементувальними агрегатами ЦА-320М. У пристрій засипали структуроутворювач із мішків. Приготовлена водна суспензія відпомповувалася із корита за допомогою двох насосних агрегатів 4АН-700 і подавалася в ємність із мішалкою піскозмішувального агрегату УСП-50, який використовувався для подавання суспензії на вхід двох насосних агрегатів 4АН-700, за допомогою яких через блок маніфольдів суспензія запомповувалась в свердловину. Запомповування проводили при відкритому міжтрубному просторі з метою контролю за герметичністю пакера під час виконання робіт.

Після опресування нагнітальних ліній обв'язки гирла свердловини тиском 60 МПа виконали роботи з виходу на робочий режим запомповування. На другій передачі роботи агрегатів (1000 об./хв.) тиск запомповування становив 18 МПа. Після встановлення робочого режиму запомповування структуроутворювач засипали в змішувальний пристрій з концентрацією 30 кг на 1 м<sup>3</sup> запомповуваної води. За 2 години 15 хв. (з 14.30 год. до 16.45 год.) тиск запомповування зріс з 18 до 23 МПа. Було запомповано 6 т структуроутворювача. Після запомповування суспензії запомпували 10 м<sup>3</sup> протискувальної рідини. Зміну тиску запомповування пом'якшувача в часі подано на рис. 6.102.

Для прогнозування параметрів тампонування високопроникних тріщин виконали розрахунок технологічного процесу згідно із методикою [379]. Розрахунковий вибійний тиск тампонування співпав із фактичним тиском тампонування ( $p_T = 27,8 \approx 27,5$  МПа). Це дає підстави вважати методику адаптованою до умов Довбушанського родовища. Радіус фронту дисперсної системи в результаті запомповування структуроутворювача при тиску запомповування 23 МПа (вибійний тиск 50,5 МПа) досягнув 47 м від свердловини в глибину пласта.

Технологічну ефективність визначали по дослідному полю, яке включає нагнітальну свердловину №128-Довб. і видобувні свердловини №№ 4-Довб., 9-Довб., 70-Довб., 88-Довб. і 93-Довб. Розрахунок виконали за діючим керівним документом РД 39-0147035-209-87 („Методическое

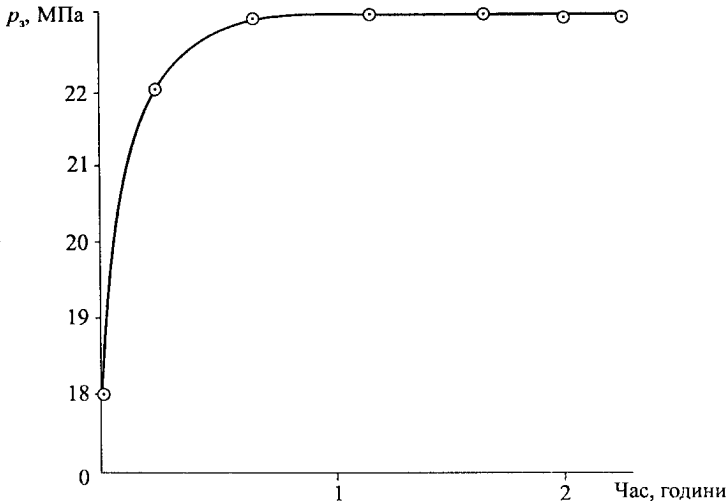


Рис. 6.102 – Зміна тиску запомповування суспензії структуроутворювача в часі при тампонуванні високопроникних тріщин у полі нагнітальної свердловини №128-Довб.

руководство по определению технологической эффективности гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пластов”) з побудовою характеристики витіснення за А.М. Піввердяном (рис. 6.103). За станом на жовтень 1991 р. додатковий видобуток нафти становив 400 т.

Визначення ефективності виконаних робіт було ускладнене у зв'язку з тим, що свердловина №128-Довб., через яку запомпували структуроутворювач 10 березня 1991 р., була переведена з фонду нагнітальних у видобувну, а свердловину №70-Довб., яка входить у дослідне поле, було переведено в нагнітальні.

Постало питання, внаслідок чого одержано ефект, який виразився у збільшенні видобутку нафти, чи внаслідок впровадження технології тампонування тріщин, чи за рахунок переведення свердловини №128-

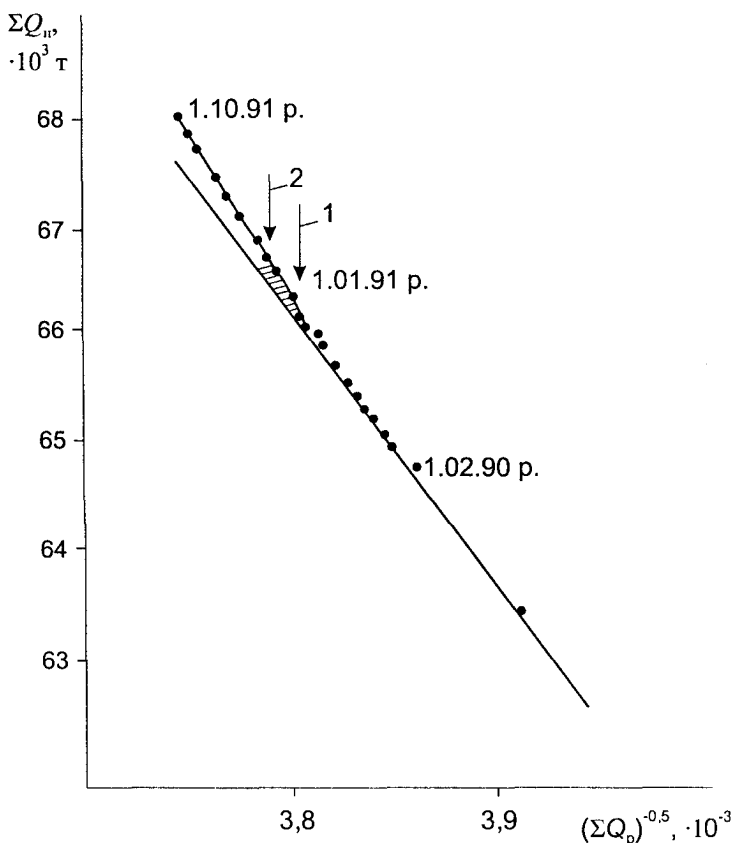


Рис. 6.103 – Характеристика витіснення по полю нагнітальної свердловини №128-Довб.: 1 – момент запомповування структуроутворювача (29.12.90 р.); 2 – момент переведення свердловини №128-Довб. у видобувні (31.01.91 р.)



Довб. у видобувні? Нами, за допомогою характеристик витіснення проведено аналіз розробки дослідного поля з 1986 року (див. вище рис. 6.98). За цей період було здійснено переведення свердловини №4-Довб. із видобувної в нагнітальну (29.06.1986 р.) і переведення цієї ж свердловини з нагнітальної у видобувну (березень 1988 р.). Характеристика витіснення показує, що змін у роботі поля внаслідок цих переведень не відбулося. Однак, відкидаючи якісь можливі впливи переведення свердловини №70-Довб. під нагнітання, ми обмежилися визначенням „чистого ефекту” від впровадження технології тампонування, тобто обмежилися розрахунком ефекту всього за три місяці від моменту запомповування структуроутворювача до переведення свердловини №128-Довб. у видобувні.

Цікавим є той факт, що свердловина №128-Довб. після її переведення з нагнітальної у видобувну три місяці давала безводну нафту. Адже протягом майже трьох років у цю свердловину велося інтенсивне запомповування води.

Перед переведенням свердловини №128-Довб. із видобувної в нагнітальну її дебіт становив 1,5 т/добу (квітень 1988 р.). Після запомповування структуроутворювача і переведення свердловини з нагнітальної у видобувну – 2,36 т/добу. Це теж додатково свідчить про позитивний вплив нашого технологічного процесу на роботу свердловини, через яку проводилося запомповування структуроутворювача в пласт.

Таким чином, за рахунок виконання робіт із впровадження технологічного процесу діяння гранульованим структуроутворювачем на дослідне поле свердловини №128-Довб. за три місяці додатково видобуто 148 тонн нафти і обмежено відбір 147 т води.

Технологія регулювання фільтраційних потоків на основі використання водної суспензії шляхом запомповування її в привибійну зону зумовлює перерозподіл фільтраційних потоків у пласті, а характеристика витіснення однозначно засвідчує про технологічну ефективність цієї роботи (див. рис. 6.103, момент запомповування структуроутворювача).

Водна суспензія структуроутворювача виявилась ефективною дисперсною системою.

Технологічний процес впроваджено на Долинському, Довбушанському, Бориславському і Глинсько-Розбишівському родовищах, зокрема на 11 об'єктах (дослідних полях). У результаті тампонування високопровідних тріщин пласта у всіх випадках одержано позитивні результати, які виразилися у збільшенні видобутку нафти і обмеженні відбору води. У цілому на процес тампонування позитивно прореагувало 27 видобувних свердловин. Результати дослідно-промислового впровадження технології подано в таблиці 6.69. У результаті впровадження технологічного процесу додатково видобуто 6480 т нафти, обмежено відбір 12296 м<sup>3</sup> води.

Таблиця 6.69 – Характеристика параметрів технології регулювання процесу розробки Долинського родовища тампонуванням високопровідних тріщин на основі використання водної суспензії пом'якшувача і структуроутворювача

231-Д	319-Д	321-Д**	231-Д*	Поле нагнітальної свердловини, №	Параметри свердловини				Технологічні параметри процесу										
					21-11.89	04-13.10.88 р.	21-25.09.87 р.	02-11.03.86 р.	Дата виконання робіт	середньомісячна приймальність, до/після м <sup>3</sup> /добу.	середньомісячний тиск запомпювання води, до/після МПа	інтервал діяння на пласт, м	кратність зменшення приймальності	кількість пом'якшувача, т	об'єм води суспензії, м <sup>3</sup>	середня концентрація суспензії, кг/м <sup>3</sup>	тривалість запомпювання суспензії, хв.	середня витрата запомпювання суспензії, м <sup>3</sup> /хв.	інтервал зміни тиску запомпювання, МПа
425/***	282/146	438/303	471/216																
13,7/***	13,3/13,3	15,4/12,6	14,1/14,9																
2535-2643	2448-2630	2364-2841	2535-2643																
***	1,93	1,4	2,8																
6	10,4	10	9																
96	294	408	346																
60	34	25	25																
125	210	414	380																
0,77	1,4	0,99	0,91																
18-32	18-29	18-24	23-30-37***																
19	10	5	22,8																
0,77	1,4	0,99	1,04																

Примітки. \* При збільшенні витрати зростання тиску. \*\* Мали місце перериви через пропуски пакера і заміни агрегатів. \*\*\* За станом на дату складання таблиці дані відсутні.

Таким чином, у результаті робіт із тампонування високопроникних каналів у полях нагнітальних свердловин поставленої мети щодо зміни шляхів і напрямку руху потоків у пласті досягнуто. Промислові випробування показали, що процес регулювання розробки родовища є керованим, вибірково тампонуванням високопровідних тріщин різнотріцину-

ватого пласта на основі використання водної суспензії пом'якшувача, технологічним і ефективним. Технологія здійснюється без будь-яких ускладнень за допомогою серійної промислової техніки. Досягнуто позитивного впливу процесу тампонування тріщин на роботу свердловин і процес розробки дослідної ділянки (інтенсифікація дебітів по нафті, додатковий видобуток нафти, зменшення чи стабілізація обводненості продукції, обмеження відбору пластової води, перерозподіл фільтраційних потоків у пласті), що забезпечило економічну ефективність дослідно-промислового впровадження технології.

Початок реакції навколишніх видобувних свердловин відмічено через 1-2 місяці. Діяння на поклад дисперсними системами за розробленими технологіями з метою інтенсифікації видобування нафти є високоефективним і потужним засобом підвищення нафтовилучення з родовищ України на стадії їх розробки чи дорозробки.

Зведена характеристика параметрів здійснення технології і техніко-економічної ефективності процесу подано в табл. 6.70.

Із таблиць слідує, що приймальності свердловин зменшуються в 1,4-2,8 рази. При запомповуванні 10 т пом'якшувача тиск запомповування зростає на 6-10 МПа при початковому тиску біля 20 МПа і витраті запомповування суспензії 0,9-1,4 м<sup>3</sup>/хв. Грошові витрати на здійснення технології є невеликими і не перевищують витрат на ГРП (за відсутності ускладнень у вигляді поломок агрегатів, протікання через пакери). Реакція видобувних свердловин відмічається через 15-150 дб у залежності від віддалення від нагнітальної свердловини та інтенсивності розвитку тріщинуватості. Досягнуто збільшення дебітів свердловин по нафті (до 1,99 разів) або їх стабілізація, зниження обводненості продукції (до 16%) або її стабілізація. Тривалість ефекту становила 10-12 місяців.

Таким чином, розроблений технологічний процес є технологічним і економічно ефективним. Його впровадження рекомендуємо здійснювати на родовищах, ускладнених різнотріщинуватістю або наявністю одиничних тріщин високої провідності і великої протяжності, з метою тампонування високопровідних тріщин і регулювання процесу розробки. Його використання є ефективним не тільки при заводненні, але і при використанні сучасних методів підвищення нафтогазовилучення, що дає змогу виключити різнотріщинуватість пласта в зоні тампонування як обмежувальний фактор при температурах не більше 140°C.

Перспективи застосування технології регулювання розробки родовищ тампонуванням тріщин в нашій країні і за кордоном є досить широкими, що зумовлено великим розповсюдженням покладів, ускладнених різнотріщинуватістю, можливістю використання на всіх стадіях розробки родовищ, зростанням об'ємів випуску промисловістю матеріалів у дис-

Таблиця 6.70 – Результати дослідно-промислового впровадження технологічного процесу діяння на поклад гранульованими тампонувальними матеріалами з метою інтенсифікації видобутку нафти і обмеження відбору води на родовищах „Укряфта”

Дослідне поле свердловини №	№ свердловин дослідного поля	Дата впровадження	Ефективна товщина пласта, м	Тиск запомпювання, МПа	Концентрація дисперсної системи, кг/м <sup>3</sup>	Кількість запомпованого тампону-вального матеріалу, т	Час початку реакції на запомпювання, доби	Збільшення дебіта свердловин по нафті, т/добу	Додатково видобуто нафти, т	Зниження обводненості, %	Обмежено відір води, м <sup>3</sup>	Тривалість ефекту, міс.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
231-Долина	221, 241, 350, 311, 315, 355, 344, 353, 345, 230, 354	11.03.1986	110	26-38	25	9 т АСПГ	30-60	1,0-1,56	1389	0-16	5246	10
321-Долина	347, 242, 244, 351, 39, 702, 235	25.11.1987	28	18-24	25	10 т АСПГ	15-150	1,1-1,99	3975	1,3-7,5	3975	12
Розрахунок не виконувався у зв'язку з наявністю сторонніх ефектів від інших робіт.												
231-Долина (повторно)		06.10.1990	120	18-29	34	10,4 т АСМГ	15-150	1,0-1,5	751	0-1,07	428*	
319-Долина	106, 207, 299, 706, 710, 824, 624, 326, 717	02.1991	120	29-40	30	10 С-Х						
299-Долина	-/-	07.1991	90	29-40	35	3,5 С-Х						
207-Долина	-/-	28.12.1990	24	18-23		6			148		147	
129-Довбушанка	4, 9, 70, 88, 93	06.1992	116	7-11		3						
67-Мражниця	344, 300, 201, 248, 678	05.1992	103	22-28		1			806,2		-	
716-Долина	300, 344, 201, 716, 678	08.1992	63	20-25		2			537,5		-	
248-Долина												

Примітка. \* По полю свердловини №319-Д разом із свердловинами №299-Д і №207-Д додатково видобуто нафти 2514 т і обмежено води 3246 м<sup>3</sup>

персному (порошкоподібному, гранульованому) вигляді. Технологічний процес може бути реалізований на основі застосування різних дисперсних матеріалів.

### **6.13.2 Технології створення міжсвердловинних поттокскеровувальних бар'єрів із використанням полівінілового спирту**

Технологія ремонтно-ізоляційних робіт для вирівнювання профілю приймальності та ізоляції припливу води з використанням полівінілового спирту призначена для нагнітальних і видобувних свердловин усіх категорій, пластова температура яких не перевищує 75 °С, а також для нагнітальних свердловин на покладах з пластовою температурою понад 75 °С. Вона забезпечує регулювання фільтраційних потоків у пласті [585].

#### Суть технології

Полівініловий спирт (ПВС) є продуктом лужного омилення вінілацетату, відноситься до класу полімерних спиртів, випускається Сіверсько-донецьким ВО „Азот” (за ГОСТ 10779-78) у вигляді порошку чи крупінок, призначений для роздрібної торгової мережі під назвою „Сухий антиокрейдучач” (табл. 6.71). ПВС марки 16/1 рекомендовано для використання при РІР у нафтових і газових свердловинах; порівняно з іншими дисперсними матеріалами він є гнучкішим із технологічних позицій.

Таблиця 6.71 – Технічна характеристика полівінілового спирту (за ГОСТ 10779-78)

Показники	Норма для марки				
	16/1 вищий сорт	20/1 вищий сорт	6/1 вищий сорт	8/1 вищий сорт	11/2 вищий сорт
Зовнішній вигляд	порошок або крупинки білого чи жовтуватого кольору				
Масова частка легких речовин, % не більше	4	4	4	4	4
Динамічний коефіцієнт в'язкості 4% розчину, 10 <sup>-3</sup> Па·с	14-17	17,5-20,5	5-7	7-9	10-12
Масова частка ацетатних груп, %	0,9-1,7	0,9-1,7	0,8-1,4	0,8-1,4	1,1-1,9
Масова частка ацетату натрію в сухому продукті, % не більше	1,2	1,2	0,6	0,6	0,4
Концентрація водневих іонів (рН) 4% розчину	6-7	6-7	5-7	5-7	5-7
Розчинність у воді, % не більше	99,8	99,8	99,8	99,8	99,8

Густина полівінілового спирту, яку визначено пікнометричним способом у ксилолі, рівна 1293 кг/м<sup>3</sup>, позірна (насипна) густина – 561,5 кг/м<sup>3</sup> (див. § 2.5.6).

Полівінілові спирти утворюють полімерні водні дисперсії, які адсорбуються на межі розділу фаз і виконують функцію спінювачів та емульгаторів.

Розчинність полівінілового спирту у гарячій воді, що визначена за ГОСТ 10779-78, становить 98,38%. Полівініловий спирт не розчиняється як у складниках нафти – бензині, гасі, газоконденсаті, дизпальному, так і в нафті, а також в органічних розчинниках, розбавлених кислотах і лугах (при температурі до 75°C). Він розчиняється в гарячій воді, міцелярних розчинах (типу Карпатол-2), а в міцелярних розчинах із зовнішньою вуглеводневою фазою (нафтоводяна мікроемульсія) не розчиняється.

У результаті дослідження його розчинності у воді залежно від температури встановлено, що особливості здійснення технологічного процесу водоізоляції з використанням ПВС визначаються температурою, а саме до 75°C ПВС практично не розчиняється, а тільки набухає у воді; вище 75°C – розчиняється у воді. При температурі понад 75°C починається інтенсивне розчинення, яке спочатку проходить стадію набухання, як і при нижчих температурах.

ПВС не токсичний, горючий (температура загоряння 205°C, температура самозагоряння 344°C), не наносить шкоди доквіллю та надрам; його використовують також як складник тампонажного матеріалу (див. § 2.2.18).

Лабораторними дослідженнями, проведеними в діапазоні температур від 20 до 120°C з визначення усадки полівінілового спирту (згідно з ТУ 38 УРСР 20173-78), встановлено (див. § 2.5.6), що полівініловий спирт у проміжку досліджених температур не змінює свого агрегатного стану, а тільки відбувається подальше ущільнення порошку полівінілового спирту до постійної значини об'єму. Вивченням рухомості полівінілового спирту на пенетрометрі (з голкою за ГОСТ 1440-78) за температур 20-120°C, встановлено, що рухомість практично не змінюється.

Ступінь неоднорідності частинок характеризується відношенням діаметрів  $d_{60}/d_{10}$  і  $d_{90}/d_{10}$ , де  $d_i$  – діаметр частинок, за якого сума мас фракцій з діаметрами, починаючи від нуля і закінчуючи даним діаметром за результатами ситового аналізу (ГОСТ 3584-73), складає  $i$  % від маси фракцій, причому  $i = 10, 60, 90$  %, тобто  $d_{60}/d_{10} = 10,66$ ,  $d_{90}/d_{10} = 25,33$ . Обчислений середній „ситовий” діаметр частинок становить 0,167 мм (див. § 2.5.6).

Полівініловий спирт є дисперсним матеріалом, розміри частинок якого зіставимі з розмірами фільтраційних каналів. Це дає змогу запомпувати його у вигляді водної суспензії в глибину пласта. Тоді тверді частинки надходять тільки у високопровідні тріщини і переносяться далеко в глибину пласта, створюючи там потোকоскеровувальні бар'єри, внаслідок чого наступним гідродинамічним процесом витіснення охоплюються застійні

зони („ділики”) нафти. У цьому полягає технологічний ефект використання ПВС за температур до 75°C.

У пластах з температурою понад 75°C полівініловий спирт набухас у воді, перетворюється в гель, утворює полімерні водні дисперсії, які адсорбуються на границях розділу фаз і виконують роль емульгаторів та спінювачів. Внаслідок розчинення полівінілового спирту в пластовій воді можуть стабілізуватися водонафтові емульсії.

Поступове розчинення полівінілового спирту у воді при підвищенні температури призводить до звільнення високопровідних каналів від тампонуального шару, досягнення повноти витіснення нафти із застійних зон, перенесення потокоскеровувального бар'єру в інші зони і надання витіснювальному агенту структурно-механічних властивостей.

На рис 2.50 і 2.51 (див. § 2.5.6) зображено реологічні криві емульсій із співвідношенням об'ємів розчину ПВС і нафти 50/50 і 60/40 у координатах: дотична напруга зсуву  $\tau$  у залежності від швидкості обертання за температури 20 °C. З розгляду реологічних кривих робимо висновок, що емульсії відносяться до в'язкопластичних рідин, які характеризуються двома реологічними параметрами під час руху – коефіцієнтом пластичної (бінгамівської) в'язкості  $\eta_0$  і динамічною напругою зсуву  $\tau_0$ . Найбільш стабільними є емульсії з вмістом водного розчину ПВС і нафти за об'ємом 50/50 і 60/40. Стійкість одержаних емульсій залежить від концентрації розчину ПВС за незмінних інших факторів. Емульсії з розчином ПВС у 2 % розшаровуються відразу, а в ході перемішування утворюється рясна піна. Після збільшення концентрації ПВС об'єм піни зменшується, а стійкість емульсії підвищується. Межа розділення дисперсної фази і дисперсійного середовища спостерігається вже через 1 годину в разі концентрації ПВС 5 %. У разі концентрації 10 % ПВС розділення фаз спостерігається через 24 години.

Суть технологічного процесу полягає в запомповуванні полівінілового спирту за допомогою рідини-носія у видобувну і/або в нагнітальну свердловину і тим самим у створенні у високопровідних тріщинах і каналах тампонуального шару, який зменшує їх проникність, в результаті чого гідродинамічне витіснення нафти розширюється на тріщини меншого розкриття (меншої провідності) та на порові канали, що призводить до підвищення коефіцієнта охоплення витісненням та коефіцієнта нафтовилучення.

Особливістю даного технологічного процесу є використання дисперсного матеріалу, що не закуפורює, не забруднює порові канали і тріщини по товщині продуктивного пласта.

Під час запомповування полівінілового спирту в пласт на холодній рідині-носії він намулюється, або, дійшовши до тупикових зон, нако-

пичується в тріщинах. У тріщинах утворюється зернистий тампону-вальний шар. Провідність (проникність) тріщин зменшується. У пласті частинки полівінілового спирту набувають вищої температури пласта, набухають, а відтак за підвищених температур повільно розчиняються. Тоді проникність тріщин збільшується, а розчинений полівініловий спирт стабілізує суміш нафти і води, утворюючи водонафтову емульсію. У мінералізованій пластовій воді утворюється гель. Тобто тут одержуємо відомий у нафтопромисловій практиці ефект підвищення нафтовилучення від запомповування гелю та емульсії.

Таким чином, досягається регулювання фільтраційних потоків внаслідок зміни проникності каналів передчасного проривання води (механічне тампонування тріщин дисперсною фазою – частинками; набування частинок із зменшенням проникності; розчинення частинок із збільшенням проникності до початкової величини) і внутрішньопластове утворення емульсій та гелю. Це зумовлює підвищення нафтовилучення та збільшення поточних дебітів свердловин по нафті при зменшенні обводненості продукції і поточних відборів води (див. § 5.3.3).

Це є реальним у зв'язку з тим, що густина частинок ПВС близька до густини витіснювальних агентів ( $950-1100 \text{ кг/м}^3$ ), а розміри частинок зіставимі з розмірами тріщин у пласті, а тоді тверді частинки надходять тільки у високопровідні тріщини і переносяться вглиб пласта. У цьому полягає технологічний ефект застосування ПВС при температурах до  $75^\circ\text{C}$ .

Інший технологічний ефект досягається за наявності чи штучного створення температури понад  $75^\circ\text{C}$  і може бути досягнутим або зупинкою запомповування (за пластової температури вище  $75^\circ\text{C}$ ), або запомповуванням теплоносія.

При температурах понад  $75^\circ\text{C}$  частинки ПВС поступово розчиняються у воді, що дає змогу управляти проникностями різних зон пласта, тобто спочатку зменшувати проникність в області гідродинамічного витіснення нафти із зон з різною проникністю, а відтак після закінчення процесу витіснення та підходу температурного фронту витіснення відновлювати проникність даних зон до початкової величини. Після деякого розчинення ПВС у воді, як вказувалося вище, він стабілізує в пласті суміш нафти і води та сприяє утворенню водонафтової емульсії, за рахунок часткового переходу полівінілового спирту в розчин при пластовій температурі; решта ПВС набухає у воді і утворює в тріщинах малопроникну структуру, а в мінералізованій воді сприяє гелеутворенню, що призводить до підвищення ефективності вилучення нафти із покладу.

Розчинення полівінілового спирту у воді при підвищенні температури призводить до звільнення каналів від тампонувального шару, досягнення



повноти витіснення нафти із застійних зон та переносу потіскокерувального бар'єру в інші зони і надання витіснювальному агенту структурно-механічних властивостей.

Технологічне здійснення способу полягає в наступному.

У поклад через свердловини запомповують витіснювальні агенти на основі води – воду, водні розчини речовин, водогазові або водовуглеводневі (міцелярні розчини) суміші, які додатково містять порошкоподібний полівініловий спирт, тобто запомповують дво- або багатозфазну дисперсну систему, наприклад водну суспензію. Оскільки густина частинок полівінілового спирту є близькою до густини витіснювальних агентів ( $950-1100 \text{ кг/м}^3$ ), а розміри частинок зіставимі із розмірами тріщин у пласті, то тверді частинки надходять у високопровідні тріщини і переносяться потоком вглиб пласта. У тріщинах створюється тампонувальний зернистий шар спирту, який зменшує їх проникність, за рахунок чого гідродинамічне витіснення нафти поширюється на тріщини меншого розкриття (малої провідності) і на пори.

Підвищення температури в зоні тампонування високопровідних тріщин полівініловим спиртом досягається або зупиненням запомповування (за пластової температури понад  $75^\circ\text{C}$ ), або запомповуванням теплоносія. У першому випадку внаслідок запомповування холодних витіснювальних агентів має місце охолодження привибійної зони, яка нагрівається до початкової пластової температури за рахунок тепла надр Землі. У другому випадку вслід за введенням частинок полівінілового спирту в пласт продовжують запомповування гарячих витіснювальних агентів (гарячої води, водяної пари). Тепловий фронт відстає від гідродинамічного фронту, а в результаті тривалого запомповування теплоносія зона підвищеної температури поширюється на область пласта, де перебуває полівініловий спирт (див. § 5.3.3).

Якщо витіснювальний агент представлений водогазовою сумішшю, то розчинений полівініловий спирт стабілізує її, перетворюючи в стійку піну.

Оскільки емульсія, піна і водний розчин полівінілового спирту володіють структурно-механічними (неньютонівськими властивостями), то поряд із механічним тампонуванням тріщин, набуханням спирту у воді і гелеутворенням, цим збільшується охоплення пласта розробкою, повнота нафтовилучення, запобігається передчасне проривання витіснювальних агентів та їх нераціональне використання.

Таким чином, комплексне поєднання управління проникністю тріщин (механічне тампонування частинками, зниження коефіцієнта проникності внаслідок набухання спирту, розчинення частинок), емульсії-, піно- і гелеутворення сприяють підвищенню ефективності вилучення нафти із покладу.

## Технологія робіт

Технологічний процес здійснюється на свердловинах без піднімання свердловинного обладнання або з його підніманням.

Основною ознакою об'єктів, яка визначає доцільність виконання робіт, повинна бути можливість інтенсифікації видобування нафти і зменшення відбору води за умови створення водоізоляційних бар'єрів у глибині пласта, а також у привибійній зоні.

Свердловини, котрі вибрано для виконання робіт, повинні відповідати таким вимогам: 1) експлуатаційна колона, насосно-компресорні труби і арматура гирла повинні бути герметичними; 2) конструкція і стан експлуатаційної колони за необхідності повинні забезпечувати змогу опускати пакерувальні пристрої; 3) вибій свердловини не повинен бути заповненим зайвими предметами.

Здійснення технологічного процесу включає 3 стадії: а) підготовчі роботи; б) проведення технологічного процесу; в) завершальні роботи.

Комплекс підготовчих робіт здійснюється згідно із правилами [230] і охоплює глушіння свердловини, монтаж піднімального обладнання, підготовку стовбура свердловини (промивання), вибою і фільтра до оброблення тощо.

Перед РІР аналізують результати виконання гідродинамічних, геофізичних та інших геолого-промислових досліджень і вимірювань, збирають відомості про конструкцію і поточний технічний стан свердловини та вибою, про технологічний режим її роботи, здійснюють глибинну (свердловинну) дебіто- і витратометрію, проводять контрольне вимірювання дебіту рідини, газу, обводненості продукції.

Подавання реагенту у свердловину може здійснюватись за трьома схемами: а) по насосно-компресорних трубах; б) по затрубному просторі; в) по насосно-компресорних трубах з попереднім встановленням пакера в залежності від прогнозованих тисків і конструкції свердловини. Першу схему можна застосовувати при запомповуванні невеликого об'єму реагентів на фонтанних, газліфтних і нагнітальних свердловинах. Друга схема дає змогу проводити оброблення без піднімання свердловинного насоса, а лише передбачає зупинку його роботи. Вона застосовується за наявності приймальності свердловини і запомповуванні в пласт невеликих об'ємів реагентів. Її можна застосовувати на фонтанних та газліфтних свердловинах за відсутності свердловинних газліфтних клапанів, а також на нагнітальних свердловинах. Третя схема застосовується при нагнітанні в пласт значних об'ємів реагентів.

Роботи на свердловині проводяться в такій послідовності:

а) розташування техніки, з'єднання їх між собою і з гирлом свердловини (рис. 6.104);

- б) випробування нагнітальних ліній;
- в) виведення насосних агрегатів на робочий режим нагнітання;
- г) введення на технічній воді розрахункового об'єму полівінілового спирту (концентрація 20-25 кг/м<sup>3</sup>);
- г) введення розрахункового об'єму протискувальної рідини;
- д) закривання свердловини для утворення тампонувального шару і демонтаж наземного обладнання;

Завершальні роботи охоплюють пуск свердловини в експлуатацію через 12-24 години; проведення необхідних досліджень для оцінки технологічної ефективності робіт (визначення профілю припливу або приймальності); контрольне вимірювання продукції свердловини не раніше, ніж після відбирання рідини в об'ємі, рівному об'єму введених рідин.

Полівініловий спирт необхідно брати в кількості 35-40 кг на 1 пог. м ефективної товщини пласта.

Для здійснення даного технологічного процесу рекомендується ПВС марки 16/1.

Якість ремонтно-ізоляційних робіт оцінюється за зміною дебіту нафти і вмістом води в продукції свердловини при незмінному режимі її експлуатації. Роботи вважаються успішними, якщо у видобувних свердловинах відбулося зниження вмісту води при збереженні або збільшенні дебіту нафти, а в нагнітальних свердловинах – вирівнювання їх профілю приймальності. Тривалість ефективності робіт оцінюється часом роботи свердловини до відновлення вмісту води або дебіту її по нафті до тих значин, які були до виконання промислових робіт. Розрахунок базується на зіставленні фактичних і розрахункових показників роботи свердловини (дебіт по нафті і газу, обводненість продукції) після виконання робіт. Технологічний процес не потребує додаткових капітальних витрат.

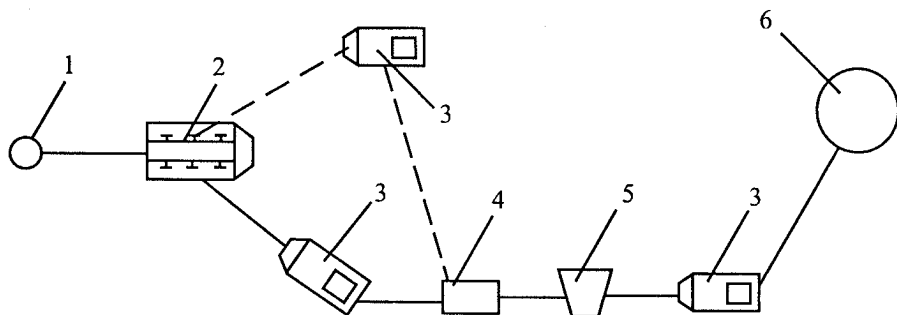


Рис. 6.104 – Розміщення техніки при виконанні робіт із використанням суспензії полівінілового спирту: 1 – свердловина; 2 – блок маніфольдів ІБМ-700; 3 – цементувальний агрегат ЦА-320 (робочий і резервний); 4 – цементувальне корито; 5 – цементувальна лійка; 6 – амбар або ємність із водою

Економічна ефективність технологічного процесу розраховується за формулою:

$$E_T = P_T - B_T, \quad (6.123)$$

де  $P_T$  – вартісна оцінка видобутку додаткової нафти  $Q_n$ , що розраховується, виходячи з нормативу витрат на видобуток 1 т нафти ( $N$ ),  $P_T = NQ_n$ ;  $B_T$  – витрати, які зумовлені виконанням робіт на свердловині за даною технологією, і поточні витрати на видобування додаткової нафти.

Усі роботи виконуються із дотриманням ГОСТ 17.1.3.05-82 і ГОСТ 17.1.03.06-82. При здійсненні технологічного процесу необхідно керуватися галузевими документами [441, „Правила безпеки в нафтяній промисловості” (Баку, 1976 р.)]. Відповідальний за виконання робіт за даною технологією повинен сам вивчити технологію робіт і перед початком робіт ознайомити залучених робітників із загальним планом і послідовністю процесу, чітко сформулювати обов’язки кожного і дати інструктаж з правил техніки безпеки, промсанітарії та охорони довкілля. З метою охорони довкілля від заневищення необхідно переконатися в герметичності обладнання, не допускати розливань робочих рідин, забезпечити наявність накопичувальної ємності для збирання робочих рідин. Розроблений технологічний процес не наносить шкоди довкіллю та надрам.

Технологічний процес уможливує підвищити ефективність оброблення привибійної зони за рахунок збільшення охоплення покладу витісненням у результаті запомповування дисперсного матеріалу – полівінілового спирту та внутрішньопластового утворення емульсії, покращити умови розробки родовищ, забезпечити охорону навколишнього середовища від заневищення мінералізованими пластовими водами.

Полівініловий спирт допущено до використання як складник тампонажного матеріалу в нафтовій промисловості кол. СРСР (позиція 131 переліку від 28.12.1988 р.).

Результативність технології забезпечується переkritтям високопроникних каналів, через які відбувся прорив води, створенням потоковідхилювальних бар’єрів у міжсвердловинних зонах пласта і перерозподілом витіснювальних агентів на об’єми пласта з малорухомою нафтою, а також наданням витіснювальних властивостей тампонажним матеріалам.

### Модернізація технології стосовно до підвищених температур

Під час запомповування полівінілового спирту в пласт на холодній рідині-носії в тріщинах утворюється зернистий тампонувальний шар. Але в пласті при температурах понад  $70^{\circ}\text{C}$ , як вказувалося вище, частинки полівінілового спирту набувають вищої температури, набухають, а відтак повільно розчиняються у воді, внаслідок чого проникність тріщин у витісненій зоні збільшується, а розчинений полівініловий спирт у водонафтовій

зоні стабілізує суміш нафти і води, утворюючи водонафтову емульсію, а в мінералізованій воді утворює гель.

Однак, через те, що полівініловий спирт частково або повністю розчиняється у воді при підвищеній температурі, термін ефективності виконання робіт є дещо меншим від бажаного. Це спостережено після виконання робіт на свердловинах №133-Рибальці, №139-Рибальці НГВУ „Охтирканафтогаз”, №40-Спас НГВУ „Долина нафтогаз”.

Колекторам притаманна тріщинуватість, яка може бути вираженою в різній мірі, а це за значного розкриття тріщин зумовлюватиме винесення окремих частинок полівінілового спирту із пласта і тим самим зниження ефективності застосування технології. Звідси виникла потреба в модернізації технології з метою створення міцної довготривалої в часі облямівки, а тим самим подовження терміну дії облямівки та підвищення ефективності робіт.

Модернізація технології інтенсифікації видобування нафти і обмеження припливу води нами розглядалась щодо різних способів утримування дисперсного матеріалу в тріщинах пласта з різним ступенем їх розкриття шляхом як механічного утримування дозакріпленням дисперсного шару цементним розчином, смолами чи керуванням режимними параметрами здійснення технологічного процесу за різних термогідродинамічних умов (температура, тиск), так і фізико-хімічного діяння на дисперсний шар зв'язуванням полівінілового спирту різними хімічними реагентами. Таке розглядання переконало нас, що раціональними шляхами надання нерухомості шару і нерозчинності частинок полівінілового спирту є зшивання їх у макромолекули різними методами (нагріванням до температури 160-240°C, оброблянням терефталеновим, малеїновим або глутаровим альдегідами, солями кобальту і хрому, сполуками титану, ванадію і цирконію, розчинами хлориду алюмінію, тіохлоридами ренію, аміноформальдегідними смолами, полімерами і кополімерами акроміну).

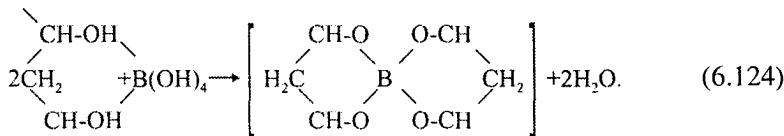
Зшивання ПВС можна здійснювати за допомогою терефталевого альдегіду при витримуванні його протягом 20 хв. у розчині, який містить 75 г води, 20 г безводного сульфату натрію, 4,4 г 98% сірчаної кислоти і 0,5 г терефталевого альдегіду. Полівініловий спирт можна зшивати з полімерами і кополімерами акролеїну у вигляді 5-20% водних розчинів, що змішується із водою, в масовому співвідношенні ПВС: поліакролеїн, рівному 1:3-1:2. Для зшивання ПВС можна використовувати і хімічно активний поліакролеїн, який отримують зануренням порошку в рідинний двоокис сірки. Такий поліакролеїн легко реагує зі спиртами, а у водному розчині двоокис сірки при 15-20°C – з гідроксильними групами ПВС і крохмалю. Але ці методи для зшивання ПВС є надзвичайно трудомісткими, дорогими і важко здійсненими на свердловинах. Тому ми зупинились на двох реагентах: борній кислоті і тетрабораті натрію (бура).

Бура (чи тетраборат натрію) утворює великі безбарвні прозорі кристали складу  $\text{Na}_2\text{B}_4\text{O}_7 \cdot 10\text{H}_2\text{O}$ , які в сухому повітрі легко вивітрюються. Густина бури  $1720 \text{ кг/м}^3$ . При нагріванні бура спочатку топиться, потім спучується, втрачаючи кристалізаційну воду, і відтак переходить у склоподібну масу. Бура добре розчиняється у воді, гліцерині; водні розчини бури внаслідок гідролізу дають сильнолужну реакцію. У розтопленому вигляді вона розчиняє оксиди різних металів із утворенням подвійних солей метаборної кислоти; на цьому оснований використання бури при зварюванні, різанні та паянні металів. Бура широко використовується у виробництві надтонкої поливи для фаянсових та фарфорових виробів, і особливо, для чавунного посуду.

Борна кислота  $\text{H}_3\text{BO}_3$  є слабкою кислотою, являє собою білі кристали, блискучі пластівці яких розчиняються в гарячій воді, а в холодній – є малорозчинними. При нагріванні борна кислота втрачає воду, переходячи спочатку в метаборну кислоту  $\text{HBO}_2$ , а потім у борний ангідрид  $\text{B}_2\text{O}_3$ . Використовується борна кислота при виготовленні емалей та поливи, у виробництві спеціальних сортів скла, у паперовому та шкіряному виробництві і як дезінфікувальний засіб.

З цих двох сполук бору ми вибрали для дослідження буру, оскільки вона є дешевшою (приблизно 70% від вартості борної кислоти), у водному розчині дає лужну реакцію, а не кислу, тобто менш корозійноздатна, ніж борна кислота, широко використовується у виробництві і не є дефіцитною сировиною.

При додаванні бури (тетраборату натрію) водний розчин ПВС легко перетворюється в гідрогель внаслідок утворення міжмолекулярного хелатного з'єднання при взаємодії гідроксильних груп полімеру з борат-іонами:



Полівініловий спирт, зшитий тетраборатом натрію, не піддається деструкції при нагріванні до  $230^\circ\text{C}$ . Гідрогелі є слабо зшитими, сильно набухаючими у воді матеріалами, які містять до 95% води.

Результати лабораторних досліджень подано в таблиці 6.72.

Для дослідів брали водопровідну воду. У досліді №1 при змішуванні розчинів ПВС і бури спостерігався надлишок непрореагованої бури (кристалічний осад). Осад утворювався відразу після змішування ПВС та бури. Досліди проводилися без зважування утворених осадів, тобто органолептично з метою визначення оптимальної концентрації бури.

Таблиця 6.72 – Результати дослідження взаємодії водних розчинів ПВС і бури

№№ дослідів	1	2	3	4	5	6
Концентрація ПВС, % (мас.)	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Концентрація бури, % (мас.)	4	2	1,5	1,0	0,5	0,25
Характер осаду	Білий пухкий осад	Білий пухкий осад	Білий пухкий осад	Білий пухкий осад	Білий пухкий осад	Білий пухкий осад

З метою здешевлення промислових робіт на свердловинах достатньо взяти концентрацію бури 0,5% - мас. для зшивання молекул ПВС.

Аналогічні результати отримано нами при проведенні дослідів із зшивання молекул ПВС борною кислотою.

Лабораторними дослідями підтверджено технологічну можливість здійснення робіт на свердловинах із отриманням облямівки непроникної структури, яка не змінює своїх властивостей навіть при підвищенні температури до 230°C.

Запомповування реагентів у свердловину здійснюється так. До свердловини окремо підвозять задану розрахункову кількість полівінілового спирту з розрахунку 35-40 кг на 1 п. м ефективної товщини пласта і 1,2-1,4 кг бури на 1 п.м ефективної товщини пласта для отримання облямівки товщиною 0,5 м.

По насосно-компресорних трубах запомповують розрахункову кількість полівінілового спирту на воді (концентрація 15 кг/м<sup>3</sup>), потім 0,2-0,3 м<sup>3</sup> буферної рідини (нафта) та 17 кг бури, при відкритому затрубному просторі, з тим, щоб створити облямівку в привибійній зоні пласта, і розрахунковий об'єм протискувальної рідини. Після підходу полівінілового спирту до башмака НКТ закривають засуву на затрубному просторі і, не перериваючи запомповування, насосними агрегатами подають буферну рідину, буру і протискувальну рідину.

Бура вступає в реакцію з полівініловим спиртом і утворює непроникну, нерозчинну сполуку. Така незначна розрахункова кількість бури береться з тим, щоб у реакцію вступає не весь запомпований полівініловий спирт, а тільки його незначна частина – 50 кг.

Після запомповування необхідної кількості реагентів для створення непроникного потоковідхилювального бар'єра свердловину залишають у спокої для проходження реакції на 12 годин, після чого здійснюють пуск свердловини в роботу, а також проводять необхідні дослідження з метою оцінки технологічної ефективності робіт (визначення профілю припливу або приймальності, контрольні вимірювання продукції свердловини тощо).

При ізоляції припливу води із використанням полівінілового спирту беруть 1,5% (мас.) розчин ПВС. За даними розрахунків для отримання

облямівки в привибійній зоні пласта товщиною 0,5 м необхідна кількість бури становить 1,2-1,4 кг (більші значини при більших коефіцієнтах пористості) на 1 п.м. ефективної товщини пласта.

### Промислові роботи

Виконання ремонтно-ізоляційних робіт у свердловинах із вирівнювання профілю приймальності та ізоляції припливу води на основі полівінілового спирту успішно було здійснено на свердловинах №133-Рибальці (двічі), №139-Рибальці, №80-Качанівка, №85-Качанівка, №83-Качанівка, №88-Качанівка, №59-Качанівка (НГВУ „Охтирканафтогаз”), №263-Долина, №308-Долина, №253-Долина, №227-Долина, №40-Спас (НГВУ „Долина-нафтогаз”), №55-Гвізд, №228-Гвізд, №526-Битків (НГВУ „Надвірна-нафтогаз”). Із розрахунку на 1 свердловино-операцію додатковий видобуток нафти склав 927 т, газу 68 тис. м<sup>3</sup> і обмежено 1682 т води Як приклади покажемо виконання водоізоляційних робіт на свердловинах №80-Качанівка і №85-Качанівка із використанням полівінілового спирту без піднімання підземного обладнання, тобто шляхом здійснення запомповування полівінілового спирту по затрубному простору.

Геолого-промислові дані *свердловини №80-Качанівка* наступні: пробурений вибій знаходиться на глибині 2120 м, штучний вибій – 1968 м, інтервал перфорації – 1803-1796 м; експлуатаційну колону діаметром 146 мм опущено до глибини 2117 м і зацементовано до гирла, опресовано тиском 10 МПа; свердловина експлуатується штангово-насосним способом (насос НСН-55 на глибині 873 м); середньодобовий дебіт нафти до виконання робіт становив  $Q_n = 2,71$  т/добу, води  $Q_v = 15,98$  т/добу, обводненість продукції 85,5%.

З метою обмеження припливу води та інтенсифікації видобування нафти у свердловині виконали такі роботи: а) обв'язали гирло свердловини; б) опресували нагнітальні лінії тиском 15 МПа; в) запомпували у свердловину пластову воду і випробували на приймальність за тиску 10 МПа; г) запомпували у свердловину по затрубному простору через цементувальну лійку 1 т полівінілового спирту на 500 м<sup>3</sup> води (концентрація 20 кг/м<sup>3</sup>) за тиску  $p_{\text{зан}} = 8-10$  МПа; г) після запомповування полівінілового спирту з метою протискування його в пласт запомпували 22 м<sup>3</sup> води за тиску  $p_{\text{пр}} = 8-10$  МПа і залишили свердловину на 24 години; д) після закінчення робіт пустили свердловину в роботу.

Роботи на свердловині пройшли успішно, жодних ускладнень у процесі їх виконання не було. Після виконання промислових робіт обмежено відбір 1094 т води, додатковий видобуток нафти склав 869 т, а обводненість продукції знизилась з 87,3% до 33,3%. Перебіг у часі показників роботи свердловини до і після виконання робіт подано на рис. 6.105.



Геолого-промислові дані свердловини №85-Качанівка такі: пробурений вибій знаходиться на глибині 2165 м, штучний вибій – 1823 м, інтервал перфорації – 1822-1818 м; експлуатаційна колона діаметром 146мм встановлена в інтервалі 0-2162 м, зацементована до гирла і опресована тиском 17 МПа; спосіб експлуатації штанговонасосний, (насос на глибині 1100 м); середньодобовий видобуток нафти до виконання робіт становив  $Q_n = 4,23$  т/добу, води  $Q_v = 17,8$  т/добу, обводненість продукції 80,8%.

З метою обмеження припливу води та інтенсифікації видобування нафти у свердловині виконали такі роботи: а) обв'язали гирло свердловини; б) опресували нагнітальні лінії тиском 20 МПа; в) запомпували у свердловину пластову воду і випробували на приймальність за тиску 17 МПа; г) запомпували у свердловину по затрубному простору через цементувальну лійку 0,5 т полівінілового спирту на 25 м<sup>3</sup> води (концентрація 20 кг/м<sup>3</sup>) за тиску  $p_{\text{зан}} = 14-16$  МПа; г) після запомповування полівінілового спирту з метою протискування його в пласт запомпували 19,5 м<sup>3</sup> води за тиску  $p_{\text{прот.}} = 14-16$  МПа, і залишили свердловину на 24 години у спокої; д) після закінчення робіт пустили свердловину в роботу.

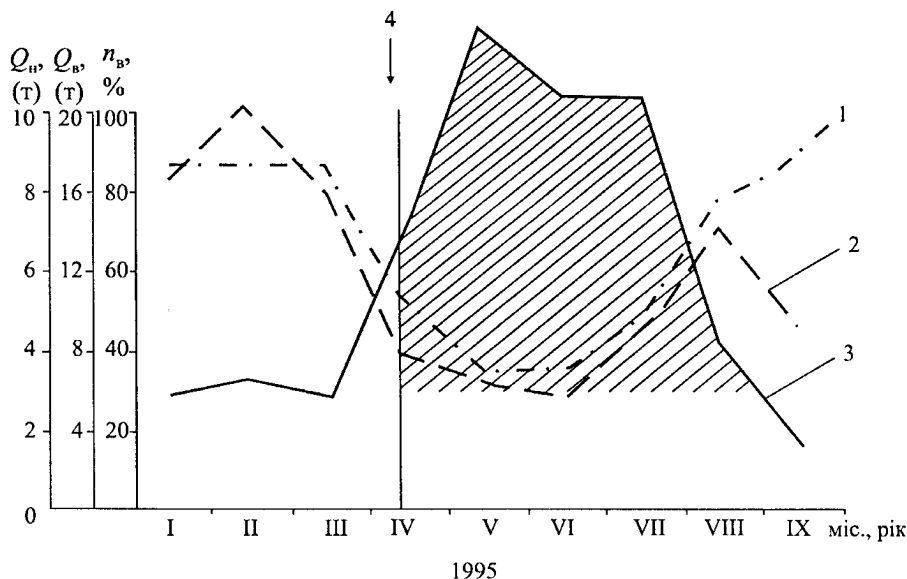


Рис. 6.105 – Перебіг у часі показників роботи свердловини №80-Качанівка до і після виконання робіт з ізоляції припливу води із використанням полівінілового спирту: 1 – обводненість  $n_v$ ; 2 – дебіт води  $Q_v$ ; 3 – дебіт нафти  $Q_n$ ; 4 – 14.04.1995 р. оброблення свердловини із використанням полівінілового спирту

Роботи на свердловині пройшли успішно, жодних ускладнень в процесі їх виконання не було. Після виконання промислових робіт додатковий видобуток нафти становив 842,3 т, обмежено приплив води 1429,5 т. Обводненість знизилась з 80,8% до 70-74%. Видобуток нафти зріс в середньому у 1,79 рази.

Виконані роботи на свердловині засвідчили технологічність здійснення операцій з інтенсифікації видобування нафти і обмеження припливу води із використанням полівінілового спирту без піднімання підземного об'єднання у свердловинах.

Узагальнені дані про технологічні параметри реалізації технології, типи і об'єми робочих матеріалів, а також дебіти (до і після робіт), обводненості (до і після робіт), обсяги додаткового видобутку нафти і обмеження припливу води та тривалості ефекту подано в табл. 6.73 (за станом на 01.12.1999 р.). Виконані роботи на підприємствах ВАТ „Укрнафта” із впровадження технологічного процесу здійснення ремонтно-ізоляційних робіт у свердловинах із вирівнюванню профілю приймальності та ізоляції припливу води на основі полівінілового спирту, виявились ефективними, додатковий видобуток нафти склав 12975,8 т, обмежено видобуток 23548,6 т води, додатково видобуто 951,39 тис. м<sup>3</sup> газу; отримано значний економічний ефект (прибуток); успішність робіт 100%.

### ***6.13.3 Технології обмеження руху води в промитих зонах продуктивного пласта з використанням полімердисперсних систем***

Застосування технології обмеження руху нафтовитіснювального агента (води) у високопроникних зонах колектора є одною із умов подальшого підвищення ефективності методів діяння на нафтонасичені пласти в разі інтенсивного зростання обводненості видобуваної продукції свердловин [178].

Для питомої витрати нафти з елемента неоднорідного пористого пласта, який складається з двох прошарків із однаковими площами поперечного перерізу, котрі розділені непроникною перегородкою і насичені нафтою та водою, можна записати такий вираз на основі узагальненого рівняння Дарсі для умов витіснення нафти із граничним градієнтом зсуву стосовно до шаруватих пластів [178]:

$$q_n = \frac{k_n / \mu_n}{k_n / \mu_n + k_v / \mu_v} \left( q - \frac{k_v}{\mu_v} G \right), \quad (6.125)$$

де  $q_n$ ,  $q$  – загальні питомі витрати відповідно нафти і рідини;  $k_n / \mu_n$ ,  $k_v / \mu_v$  – рухомості відповідно нафти і води;  $k_n$ ,  $k_v$  – коефіцієнти фазових проникностей для нафти і води;  $\mu_n$ ,  $\mu_v$  – динамічні коефіцієнти в'язкості

Таблиця 6.73 – Результати робіт із обмеження водопритливику з використанням ПВС

№№ п/п	Номер свердловини	Дата виконання робіт	Кількість ПВС, т	Тип запобігання, МПа	До виконання робіт				Після виконання робіт				Тривалість ефекту, міс.	Долаговий видобуток нафти, т	Обмежений видір води, т	Додатковий видобуток газу, тис. м <sup>3</sup>		
					Літ/наф-ти, т/добу	% водн.	Літ/наф-ти, т/добу	% водн.	Літ/наф-ти, т/добу	% водн.								
НГВУ „Охтирканافتогаз”																		
1	133-Р*	14.12.1993р.	1	8-10	0,29	13,9	98	4,99	4,84	49,2	5	117	1228	–	–	–		
2	133-Р*	12.04.1994р.	1	8-10	1,06	11,61	91,6	9,6	7,4	43,8	5	290	426	–	–	–		
3	139-Р*	23.04.1994р.	1	8-9	2,0	124,0	98,4	0,51	44,6	98	3	–	4660	–	–	–		
4	80-К**	12.04.1995р.	1	8-10	2,71	15,98	85,5	11,9	6,7	36,2	16	1169,9	1094	120	–	–		
5	85-К**	14.04.1995р.	1	14-16	2,71	15,98	85,5	6,45	7,53	53,8	5	842,3	1429,5	–	–	–		
6	85-К**	29.05.1996р.	0,5	14,0-16,0	4,23	17,8	80,8	7,59	16,13	68	32	1894,47	348,6	274,44	–	–		
7	88-К*	14.06.1996р.	0,5	15,0-16,0	2,57	15,13	85,5	4,15	14,93	78,3	27	3210,8	2985,6	95,07	–	–		
8	80-К*	19.05.1997р.	0,5	8-10,0	4,14	8,37	66,9	5,85	12,23	67,7	2- по нафті, 6 – по воді	67,9	854	14,1	–	–		
9	59-К*	20.07.1997р.	0,5	10,0	0,12	20,73	99,4	0,44	22,14	98,1	15	98,3	395,6	19,28	–	–		
10	83-К**	28.04.1998р.	0,5	8-9	5,96	19,06	76,2	7,57	20,11	72,7	2 міс. по нафті 1,5 по воді	31,8	1249,2	–	–	–		
11	80-К*	27.04.1998р.	0,5	8-10,0	3,36	16,95	83,5	4,48	13,20	67,1	7***	767,4	19,7	–	–	–		
12	88-К*	14.07.1998р.	0,5	13-14	0,52	8,89	94,4	1,72	7,08	80,4	4***	215,6	546,5	–	–	–		
НГВУ „Надвірнафтотгаз”																		
13	55-Г*	20.12.1995р.	0,2	20-22	0,6	40,92	98,5	1,06	38,6	97,3	7	81,5	711,8	–	–	–		
14	526-Б*	05.06.1997р.	0,2	4,0-5,0	0,967	0,5	34,1	1,226	0,39	24,0	11 міс.	96,9	18,5	–	–	–		
НГВУ „Долинафтотгаз”																		
15	263-Д*	16.07.1994р.	0,25	12-15	0,26	63,89	99,6	1,41	44,14	96	2	58	3787	–	–	–		
16	308-Д*	23.11.1995р.	0,23	10-11,5	2,1	30,71	96,8	5,63	28,8	83,6	22	3587,9	453,9	410,3	–	–		
17	253-Д*	21.10.1996р.	0,24	14,0-15,0	0,4	47,59	99,2	10,56	146,4	93,3	3	373,3	614,1	–	–	–		
18	227-Д*	23.10.1996р.	0,24	14,0	0,8	28,24	97	2,19	15,41	87,6	4	108,8	2726,6	18,2	–	–		
ВСЬОГО:																		
												12975,8	23548,6	95139				

Примітки: \* – запобігання по насосно-компресорних трубах; \*\* – запобігання по загрубуному простору без підняття глибинного устаткування; \*\*\* – ефект продовжувався.

нафти і води;  $G$  – модуль градієнта тиску, який необхідний для перемагання граничної напруги зсуву.

Звідси слідує, що при жорсткому водонапірному режимі розробки покладу відновити або збільшити приплив нафти можна шляхом зниження рухомості води в обводненій його частині. При полімерному заводненні пласта, для якого тріщинуватість колектора є несприятливим, а в дуже вираженій формі – недопустимим параметром, а коефіцієнт проникності пласта повинен бути не меншим  $0,1 \text{ мкм}^2$  [109], це вирішується, головним чином, за рахунок підвищення динамічного коефіцієнта в'язкості додаванням до води  $0,05\text{-}0,2\%$  ПАА. Проблема обмеження руху води в промитих водою зонах нафтоводонасиченого пласта частково вирішується запомповуванням у видобувні свердловини селективних водоізоляційних матеріалів і відключенням передчасно обводнених пластів та прошарків із розробки. В обох цих випадках відбувається зниження ступеня неоднорідності продуктивного пласта, чим зумовлюється збільшення охоплення розробкою менш проникних прошарків у привибійній зоні. Однак радіус дії водоізоляційних матеріалів не виходить за межі привибійної зони через технологічні труднощі їх введення в обводнені зони пласта, які віддалені від стовбура свердловини. Через це виключається можливість діяння на пористий нафтонасичений колектор у цілому, чим пояснюється потреба використання для цієї мети водоізоляційних матеріалів, які добре фільтруються в пласт.

Для реалізації такого діяння, оснований на підвищенні фільтраційного опору обводнених зон нафтонасиченого пористого колектора, розроблено спосіб отримання водоізолювальної маси в пластових умовах, який базується на взаємодії дисперсних частинок гірських порід із полімерами. Об'єм полімердисперсної системи (ПДС), яка утворюється при такій взаємодії, у  $1,5\text{-}2,5$  рази перевищує об'єм твердих частинок, осаджених без полімеру. Це пояснюється зв'язуванням твердих частинок між собою макромолекулами, котрі займають додатковий об'єм, і збільшенням міжструктурного простору, заповненого водою. Внаслідок великої енергії зв'язку системи полімер-тверда поверхня міцність осадів значно перевищує міцність осадів без полімеру. Такі зміни призводять до значно більшого звуження динамічних пор, ніж при використанні зокрема кожного із компонентів даної системи. Це підтверджує утворення глино-полімерних комплексів і в пористому середовищі. Відсутність умов для взаємодії глини з полімером у нафтовому середовищі виключає утворення таких комплексів у нафтовмісному прошарку, на чому базується селективність діяння на пласт.

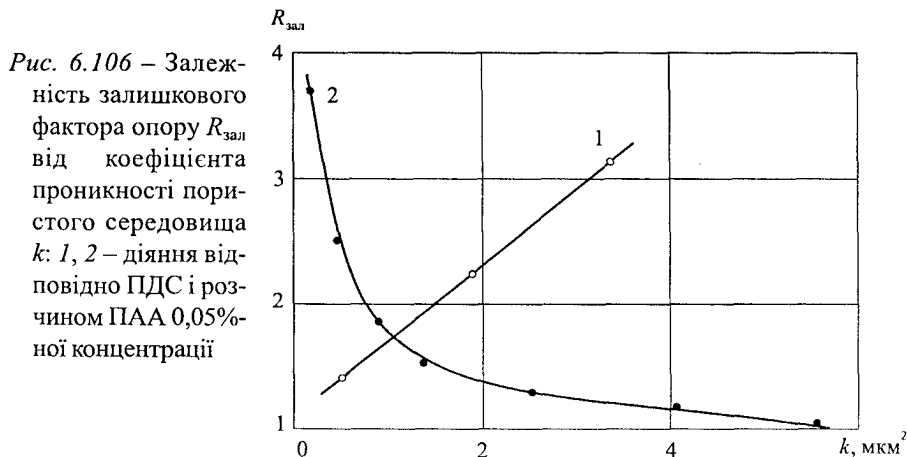
Результати моделювання пластових процесів із використанням ПДС показали наступне: а) залишковий фактор опору  $R_{\text{зал}}$ , що створюється

ПДС у високопроникному пористому середовищі, зі збільшенням коефіцієнта його проникності, зростає на відміну від полімерного діяння (рис. 6.106); б) блокування високопроникних обводнених зон колектора ПДС призводить до збільшення охоплення пласта діянням та підвищення кінцевого коефіцієнта нафтовилучення; в) приріст коефіцієнта нафтовилучення із зростанням ступеня неоднорідності колектора та об'єму облямівки ПДС збільшується. За нафтовитіснювальною здатністю ПДС не перевершує воду, на що вказує постійність коефіцієнта нафтовитіснення у високопроникному пласті після повного обводнення його і після запомповування ПДС. Отже, приріст видобутку нафти в ході запомповування ПДС в неоднорідний пласт базується на збільшенні охоплення діянням нафтоводонасиченого пласта внаслідок зростання фільтраційного опору в обводнених зонах.

Технологія з використанням полімердисперсних систем призначена для обмеження руху води в промитих зонах пласта і, як наслідок, підвищення охоплення його заводненням [178, 273].

Необхідність вирівнювання неоднорідності пластів за проникністю шляхом керування рухомістю рідин – нафти і води – є очевидною, як показано вище, через утворення в колекторі великих промитих водою зон з високою проникністю на пізній стадії розробки нафтових родовищ. Вирівнювання проникності реалізується збільшенням фільтраційного опору промитих водою високопроникних зон.

Стосовно до пористих колекторів рекомендовано запомповувати хімічно активні речовини, зокрема водорозчинні полімери – карбоксиметилцелюлозу і поліакриламіді із зшиваючими катіонами типу  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Fe}^{3+}$ ,  $\text{Cu}^{2+}$  тощо, розчини поліакриламідів катіонного та аніонного типів для підвищення залишкового фактору опору. Для збільшення охоплення



пластів заводненням у тріщинуватих пластах рекомендовано запомповувати суспензію тонкоподрібнених твердих частинок легких матеріалів (див. також гл. 5). Дана технологія передбачає використання полімердисперсної системи (ПДС) на основі ПАА і дисперсії твердих частинок глини.

Ця технологія базується як на флокуляційній здатності частково гідролізованого поліакриламід, котра призводить до утворення в пластових умовах стійких до розмивання полімердисперсних агломератів, так і на властивості полімеру модифікувати поверхню порід. Останнє сприяє зчепленню завислих у запомповуваній воді частинок і твердих порід у пористому середовищі.

Вибір глинистої суспензії як компонента в системі оснований на доступності її в промислових умовах і специфічних властивостях, які залежать від концентрації твердої фази, дисперсності та йонообмінних властивостей у водному середовищі. Вона належить до полідисперсних систем, в яких густини дисперсної фази і дисперсійного середовища є різними. Структурування глини і фільтрація її частинок у потоці води залежить від концентрації твердої фази. При цьому частинки твердої фази з розмірами 12 мкм знаходяться в завислому стані, а осадження більших залежить від швидкості руху в пористому середовищі. У результаті гравітаційного розділення суспензій відбувається седиментація завислих частинок, які на поверхні тріщин утворюють малопроникні плівки. Це, на наш погляд, ізолює нафту в порах матриці (див. вище §§ 1.4, 5.1). Найдрібніші частинки також проникають у пористе середовище із тріщин. Під час руху суспензії глини в тріщинуватих і пористих пластах внаслідок гравітаційного розділення і проникнення в пори в завислому стані об'ємна швидкість фільтрації води зменшується від 5 до 25 разів.

Результати промислових досліджень глинистої суспензії високої концентрації (густина 1150-1220 кг/м<sup>3</sup>) для умов Ромашкінського нафтового родовища показали можливість використання її для обмеження фільтрації запомповуваної води у високопроникних пластах – після нагнітання 40-60 м<sup>3</sup> інтенсивність приймальних ділянок пласта зменшилася на 10-20 %. В умовах родовищ Західного Сибіру глинисту суспензію з густиною 1150-1160 кг/м<sup>3</sup> використали для обмеження припливу води із пласта у видобувні свердловини. У той же час було встановлено обмежену фільтрацію висококонцентрованих суспензій у пласт і нестійкість їх під час руху води, на що вказувало відновлення попередніх профілів приймальності пластів через 0,5-2,5 міс.

На відміну від робіт із локального вирівнювання профілю приймальності пласта за даною технологією передбачається транспортування водоізоляційних матеріалів у зони, віддалені від вибою свердловини. Згідно з

результатами модельних досліджень вибрано схему окремого запомповування в пласт кожного із компонентів, розділених буферною рідиною – прісною водою. Послідовність запомповування була такою: розчин поліакриламід – прісна вода – глиниста суспензія. Даний цикл може повторюватися декілька разів у залежності від ступеня зміни фільтраційного опору пласта. При цьому відбуваються наступні етапи взаємодії запомпованої системи з породами пласта:

- модифікація поверхні порід частинками поліакриламід, які адсорбуються;
- взаємодія глинистих частинок з адсорбованими на поверхні пористого середовища частинками поліакриламід;
- флокуляція та осадження глинистих частинок, котрі перебувають у завислому стані, частинками поліакриламід (початок процесу флокуляції в пластових умовах регулюється об'ємом буферної рідини, запомпованої між полімерним розчином і суспензією глини, що дає змогу контролювати глибину проникнення ПДС у колектор).

Такий принцип обмеження фільтрації води однаково успішно можна застосовувати як у теригенних, так і в карбонатних відкладах.

Методикою промислових експериментів із розробки технології використання ПДС для діяння на обводнені ділянки пласта передбачалося:

- а) проведення випробувань ПДС на високообводнених ділянках продуктивного пласта;
- б) випробування технології обмеження припливу води запомповуванням ПДС через експлуатаційний фільтр видобувної свердловини;
- в) випробування технології використання ПДС на окремих ділянках обводненого пласта запомповуванням через нагнітальну свердловину, тобто за схемою підвищення нафтовилучення із використанням нафтовитіснювальних агентів;
- г) проведення геофізичних та промислових досліджень нафтонасиченості пласта, профілю припливу і приймальності рідин з метою вивчення охоплення пласта діянням;
- г) оцінювання ефективності діяння ПДС на пласт за зміною припливу нафти і води у видобувні свердловини, а при обробленні окремих ділянок – за характеристиками витіснення.

На першому етапі випробувань запомповування поліакриламід у глинистої суспензії проводили у видобувні свердловини. Основна задача їх полягала у вивченні практичної можливості запомповування ПДС у пласт через експлуатаційний фільтр і впливу оброблення на приплив рідини.

Для приготування полімерного розчину використовували поліакриламід марки РДА-1020 з молекулярною масою  $6,2 \cdot 10^6$ , розчинений у прісній

воді (концентрація  $c = 0,05 \%$ ). Суспензію твердих частинок готували з глинопорошку за масового вмісту їх до  $1\%$ . Обидва компоненти готували на прісній воді. У пласт послідовно запомпували розчин ПАА і глинисту суспензію за об'ємного співвідношення  $1:1$ . Протягом кожного циклу запомповували від  $50$  до  $70 \text{ м}^3$  того чи іншого компонента технологічної рідини за продуктивності насосів  $2,8-3,15 \text{ м}^3/\text{хв}$ . Тиск нагнітання при цьому змінювався від  $10$  до  $15 \text{ МПа}$  у пластах девонського горизонту і в межах  $6-8 \text{ МПа}$  у бобриківському горизонті Ромашкінського родовища Татарстану. За таких режимів в обводнені пласти запомпували  $160-220 \text{ м}^3$  ПДС або  $20-44 \text{ м}^3$  ПДС на  $1 \text{ м}$  товщини пласта. Свердловини освоїли через  $48-72$  год. після оброблення. Успішність робіт становила  $75\%$ , зменшився відбір води на  $10-22 \%$ , дебіт нафти збільшився на  $10-210\%$ , додатково видобуто із свердловин  $100-388 \text{ т}$  нафти, а об'єм відібраної води зменшено на  $1,7-20,7$  тис.  $\text{м}^3$ . У трьох з них відбулося зменшення відбору супутної води на  $10-22 \%$  і приріст дебіту нафти від  $10\%$  до  $210$  (табл. 6.74). Одне оброблення виявилось неефективним (свердловина №16375). У результаті за  $4$  місяці ефективної роботи зі свердловини №8073 додатково з обводненого пласта було видобуто понад  $100 \text{ т}$  нафти, об'єм супутної води зменшено на  $1700 \text{ м}^3$ , а зі свердловини №6627 видобуто  $388 \text{ т}$  нафти за зменшення об'єму супутної води на  $20,7$  тис.  $\text{м}^3$ . Водонафтовий фактор при цьому знизився з  $30$  до  $4$  одиниць.

Таблиця 6.74 – Геолого-промислові і технічні показники використання ПДС у видобувних свердловинах Ромашкінського родовища

№№ свердловин	Індекс продуктивного горизонту	Кількість ПДС, $\text{м}^3$		Обводненість, %		Дебіт нафти, т/доб.	
		всього	на $1 \text{ м}$ товщини пласта	до оброблення	після оброблення	до оброблення	після оброблення
5799*	D <sub>1</sub>	210	20	98,4	63,3	0,2	0,22
8073*	D <sub>1ВВ</sub>	170	27	96,1	91,7	0,9	1,00
16375	C <sub>1ВВ</sub>	160	40	99,0	99,0	0,03	0,03
6627	C <sub>1</sub>	220	44	96,8	80,1	1,9	4,2
13124	D <sub>1</sub>	422	92	100	76**	–	–

Примітки: \* Свердловини, що підлягали виключенню з роботи. \*\* Приплив води знизився на  $33 \%$

У свердловині №13124 Холмівської площі цього ж родовища з метою вивчення можливості обмеження фільтрації у пласті високонапірної запомповуваної води і впливу оброблення ПДС на перерозподіл потоків у привибійній зоні пласта в повністю обводнений пласт з аномальним тиском ( $18,2 \text{ МПа}$ ) було запомповано  $422 \text{ м}^3$  ПДС, що складається з  $0,05 \%$  розчину ПАА марки РДА-1020 і  $1 \%$  суспензії глини по  $211 \text{ м}^3$  кожного компонента. За умови об'ємної швидкості запомповування  $2-4 \text{ м}^3/\text{хв}$ . тиск



зріс від 10 до 14 МПа. У результаті приплив запомповуваної води зменшився з 92,2 до 62,3 м<sup>3</sup>/доб. Як показали дослідження глибинним дистанційним потокоміром, інтервали прийнятності змінилися, що вказує на перерозподіл потоків запомповуваної рідини в пласті.

Таким чином, промисловими експериментами встановлено фільтрівність полімердисперсної системи на основі ПАА і глин у теригенних відкладах продуктивних горизонтів, а оброблення обводненого пласта ПДС дає змогу вибірково впливати на обводнені зони колектора за збереження припливу нафти і здійснювати в продуктивному пласті перерозподіл потоків.

На другому етапі дослідно-промислових робіт полімердисперсну систему в обводнений пласт запомповували через нагнітальні свердловини, тобто обробляли окремі його ділянки. Перед запомповуванням ПДС обводненість видобуваної продукції за коефіцієнтів нафтовилучення 0,279-0,595 змінювалася в межах 76-86 %.

У колектор девонського горизонту запомпували 1300 м<sup>3</sup> розчину ПАА 0,05% концентрації і глинистої суспензії з густиною 1050 кг/м<sup>3</sup> по 250 м<sup>3</sup> кожного компонента в окремому циклі. Між полімерним розчином і суспензією глин запомповували 5-10 м<sup>3</sup> прісної води як роздільну рідину для регулювання фільтрації усієї системи в пласті. Всього в пласт з водою запомпували 0,69 т порошкоподібного ПАА марки РДА-1020 і 6,5 т глинопорошку. Тиск при цьому зріс до 10,5 МПа. Дослідженнями дистанційним глибинним потокоміром встановили збільшення коефіцієнта охоплення по товщині пласта з 84,2% до 100%; зміна інтервалів розміщення максимально поглинальних пластів вказує на перерозподіл потоків у привибійній зоні. Результат обмеження руху води у пласті після оброблення його ПДС у видобувних свердловинах даної ділянки встановили через 4 місяці після закінчення запомповування за зростанням дебіту нафти і зменшенням або стабілізацією надходження води у свердловини. Додатковий видобуток нафти, визначений за характеристиками нафтовитіснення за 16 міс. ефективного періоду їх роботи, становив 6738 т.

За аналогічною технологічною схемою проводили випробування методу в обводнених ділянках бобриківського горизонту. Протягом 14-19 місяців після оброблення ПДС з обводнених ділянок додатково видобуто від 5575 до 7872 т нафти. Зведена до 1 т полімерів кількість нафти становила 16,5 тис. т, що в 20 разів перевищує середні показники полімерного заводнення на тих же покладах, де динамічний коефіцієнт в'язкості нафти рівний 20-35 мПа·с.

На відміну від названих робіт на даній ділянці оброблення пласта здійснювали також після безрезультатних спроб діяння на пласт фізико-хімічними методами підвищення нафтовилучення із використанням

сірчаної кислоти та поверхнево-активних речовин. Окрім того, після відновлення початкових показників видобування, у свердловині провели повторне оброблення ПДС, яке вдруге призвело до зростання видобутку нафти з обводненої ділянки.

Аналіз діаграм, записаних глибинним дистанційним потокоміром, показав, що запомповування ПДС як у девонському, так і в бобріківському горизонтах призводить до значних змін профілю приймальності і підвищення коефіцієнта охоплення пласта по товщині. Коефіцієнт охоплення по товщині зріс з 0,54 до 1, тобто запомповування ПДС призвело до перерозподілу потоку рідини в привибійній зоні. Значне збільшення видобутку нафти з обводненого колектора вказує на підвищення охоплення його ділянками у зонах, віддалених від свердловини.

Приріст коефіцієнтів охоплення і нафтовилучення розраховували за балансовим методом, тобто  $\Delta\eta_{ох} = Q_{дод} / (Q_{бал}\eta_{вит})$ , де  $Q_{дод}$  – кількість додатково видобутої нафти;  $Q_{бал}$  – балансові запаси нафти експериментальної ділянки;  $\eta_{вит}$  – коефіцієнт витіснення нафти для колектора, який обробляли. Коефіцієнт нафтовилучення при цьому зріс на 0,3-1,8 %, а коефіцієнт охоплення заводненням – на 0,5-2,9 %. На кожен тону запомпованого полімеру додатково видобуто 3,7 тис. т нафти, що в 5-6 разів перевищує аналогічний показник для полімерного заводнення. Збільшення коефіцієнта нафтовилучення високообводнених пластів девонського і бобріківського горизонтів становило 0,5-1,8 %.

Результати робіт підтвердили реальність підвищення нафтовилучення із колекторів і після обводненості видобуваної продукції понад 90-98 %, які є критичними для традиційних методів регулювання заводнення і збільшення нафтовилучення.

Ефективність технологій доказано в умовах розробки нафтоносних площ Ромашкінського, Ново-Єлховського, Бавлінського, Ямашького, Первомайського та інших родовищ Татарстану, Південно-Арланського, Аксаковського, Шкаповського, Четирманського родовищ Башкортостану, Самотлорського та багатьох інших родовищ Західного Сибіру. Промислово-експериментальні дослідження на цих родовищах показали можливість ефективного діяннн ПДС на обводнені ділянки пласта циклічним запомповуванням компонентів системи у великих об'ємах за технологічною схемою застосування фізико-хімічних методів підвищення нафтовилучення із пластів, тобто запомповуванням її через нагнітальні свердловини. Дослідження підтвердили результати теоретичних і лабораторних робіт: підвищення фільтраційного опору в обводнених зонах нафтоводонасиченої ділянки водоізоляційними матеріалами призводить до збільшення охоплення пластів діянннн, що проявляється в підключенні раніше непрацюючих прошарків (рис. 6.107, 6.108). Збільшення зональ-

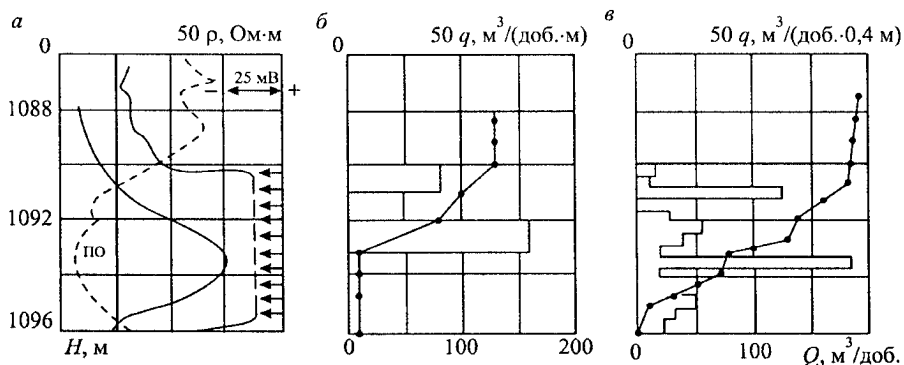


Рис. 6.107 – Зміна профілю приймальності свердловини №15829 після оброблення ПДС: а – стандартний електрокаротаж; б, в – профіль приймальності відповідно перед і після запомповування ПДС ( $q$  – приймальність;  $Q$  – дебіт свердловини)

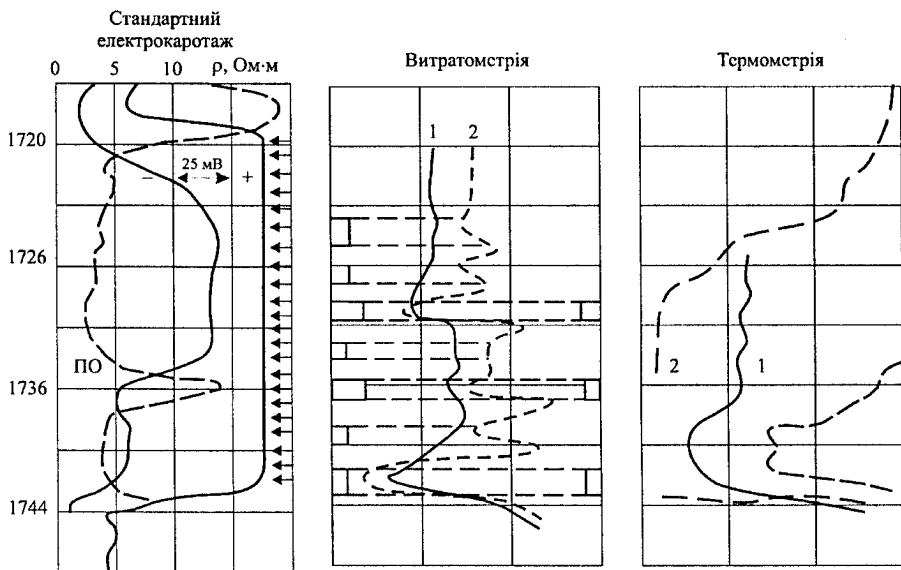


Рис. 6.108 – Результати геофізичних досліджень свердловини №409-Самотлор до (1) і після (2) запомповування ПДС

ного охоплення пластів заводненням при цьому підтвердилось на багатьох ділянках підвищенням продуктивності видобувних свердловин при незмінному профілю приймальності після оброблення ПДС (рис. 6.109). Було встановлено, що застосування такої технології при середній обводненості видобуваної продукції ділянки 95-99% дає змогу видобути додатково до 10-26 тис. т нафти на одну оброблену ділянку (елемент), що

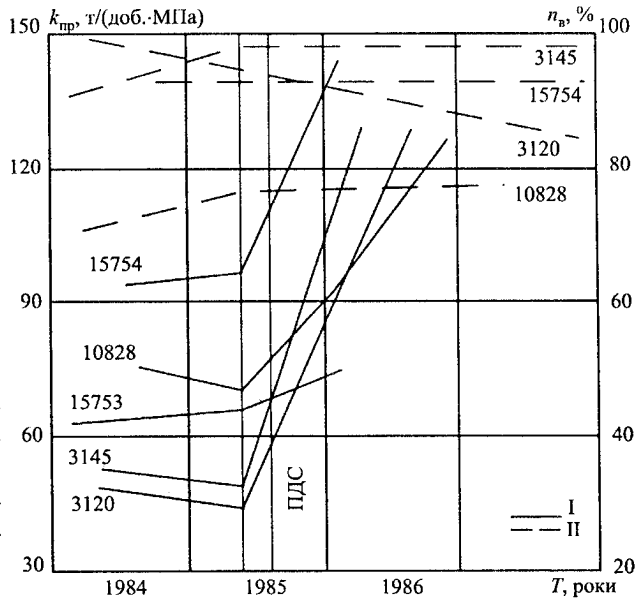


Рис. 6.109 – Зміни коефіцієнта продуктивності  $k_{пр}$  (I) і обводненості  $n_{в}$  (II) до і після запомповування ПДС: арабськими цифрами позначено номера свердловин

складеться з однієї нагнітальної та чотирьох видобувних свердловин (густота сітки свердловин 350x350 м), забезпечити підвищення коефіцієнта нафтовилучення на 0,5-3,5%.

Встановлено, що використання ПДС дає змогу збільшити видобуток нафти в умовах граничної обводненості видобуваної продукції (95-99%), коли традиційні методи заводнення та підвищення нафтовилучення є мало- або неефективними. Технологія діяння на пласти ПДС є ефективною і на пізній стадії розробки нафтових родовищ; вона не потребує додаткових енергетичних витрат для заводнення, тобто є енергоощадною. Використовується незначна кількість дорогих полімерів – не більше 1-2 т на оброблення однієї ділянки (елемента); решту водоізолювальної маси складає доступна і недорога суспензія із гірських порід. На 1 т запомпованого полімеру додатково видобувають від 4 до 10 тис. т нафти в складних умовах обводнених пластів, що перебувають на пізній стадії експлуатації, а застосування методу забезпечує високий економічний ефект.

Такі переваги технології діяння ПДС на нафтоводонасичені пласти дали змогу широко впровадити її на нафтових родовищах Урало-Поволжжя та Західного Сибіру. За допомогою цього методу оброблено 449 ділянок, які охоплюють діянням понад 1800 свердловин із високообводненою продукцією, видобуто додатково у складних умовах обводнення понад 1 млн. т нафти.

Авторами розробки зроблено висновок, що ефективним фактором підвищення нафтовилучення у ході запомповування водоізоляційних хімічних реагентів у пласт є забезпечення технології нафтовитіснення з одночасним блокуванням промитих каналів нафтоводонасиченого колектора. Зростання фільтраційного опору обводнених зон нафтоводонасиченого колектора при цьому призводить до перерозподілу потоків у пласті, і, як наслідок, до збільшення охоплення його заводненням та підвищення кінцевого коефіцієнта нафтовилучення. На цьому принципі базуються водоізоляційні роботи при розробці нафтових родовищ заводненням шляхом введення у пласт хімічних реагентів через видобувні і нагнітальні свердловини, що забезпечує вибіркове (селективне) збільшення фільтраційного опору обводнених його ділянок.

#### ***6.13.4 Технологія створення потоковідхилювальних бар'єрів із використанням композиції глинистих дисперсних систем***

Практика розробки нафтових родовищ показує, що в разі заводнення родовищ зі складною геологічною будовою, нафтонасичені пласти яких неоднорідні по товщині і площі залягання, великі запаси нафти не залучаються до розробки. Вода, яка характеризується значно більшою рухомістю, ніж нафта, надходить, у першу чергу, у високопроникні зони, утворюючи промиті фільтраційні канали. У низькопроникних об'ємах пласта залишаються важковидобувні цілики нафти. Для більшості великих родовищ Російської Федерації (Туймазинське, Ромашкінське, Самотлорське, Федоровське, Мамонтовське та ін.) на останній стадії розробки ефективним методом збільшення нафтовилучення є широкомасштабне впровадження потоковідхилювальних технологій, найбільше впровадження із яких отримали силікатно-лужне та полімерно-силікатно-лужне заводнення, запомповування в'язко-пружних полімерних систем та ін. [241].

Одним із найефективніших способів регулювання проникності вироблених неоднорідних пластів є нагнітання полімернодисперсних систем (ПДС) на основі бентонітової глини і ПАА (див. вище § 6.13.3). Однак для запомповування ПДС використовується дорогий імпортований реагент – ПАА, а глибина проникнення полімернодисперсних систем на основі ПАА у високопроникні зони пласта є недостатньою. При розвиненій неоднорідності продуктивного пласта по площі залягання композиція стає малоефективною, оскільки вода, обгинаючи об'єми ПДС, продовжує фільтруватись по високопроникних ділянках, а нафта залишається у низькопроникних об'ємах, які не дренуються. Окрім того, розчини ПАА нестійкі при температурах понад 70°C, легко піддаються окислювальній, біологічній і механічній деструкції [412].

Аналіз даних роботи [176] дав змогу сформулювати вимоги [241], які висуваються до композицій для регулювання проникності на основі глинистих дисперсних систем: а) доступність та стійкість використовуваних реагентів; б) за можливості велика глибина проникнення композиції в пласт; в) наявність у композиції складних реологічних властивостей, таких як в'язкопружність та гранична (пластична) напруга зсуву. Із урахуванням цього проведено випробування інших композицій на основі бентонітової глини, водорозчинних полімерів і деяких низькомолекулярних реагентів [241].

Глибина проникнення композиції в пласт у більшості випадків залежить від стійкості дисперсної системи та розподілу частинок за розмірами (див. вище § 5.1). Автори роботи [241] вважають, якщо в композиції міститься значна кількість великих частинок, розміри яких набагато перевищують розміри пор у породі, то така композиція повинна подолати великий механічний опір зі сторони породи, що істотно знижує її проникальну здатність (див. вище § 5.2). З другої сторони, недостатня стійкість композиції (тобто висока швидкість осідання частинок) також зменшить її ефективність, так як лінійна швидкість руху рідини в пласті невелика і композиція зруйнується, не проникнувши в пласт на достатньо велику відстань. Для ізолювальної композиції важливими є пластичні властивості, оскільки в міру проникнення суміші в пласт швидкість течії знижується, а напруга зсуву прямує до граничної значини  $\tau_0$ . За рахунок цього зростає гідродинамічний опір течії композиції, що зумовлює її ізолювальні властивості.

Для вивчення таких властивостей дисперсій проведено експерименти з дослідження седиментації глини в різних розчинах на приладі „Седиграф-5000ЕТ” фірми „Колтер”. Прилад дає змогу встановити відсотковий вміст частинок глини різних розмірів та швидкості їх осідання. У табл. 6.75 подано результати розрахунку розподілу частинок за розмірами, а на рис. 6.110 – криві седиментації бентонітової глини в різних розчинах.

Встановлено, що розчини гідроксиду натрію NaOH, поліакриламід (ПАА), полігліцерину (ПГ) і ЛПЕ-11 збільшують стабільність дисперсії, а розчини ВПК-402 і поліаміносольфону (ПАС) руйнують її. Так, у розчині ПГ протягом дослідження (приблизно 5 хв.) у завислому стані залишилось біля 70% глинистих частинок, а у розчині ПАС за тих же умов осіло 70-75% частинок, у той час як у пластовій воді на початку процесу седиментації осіло лише 20-25% частинок.

Окрім однокомпонентних розчинів випробувано композиції ЛПЕ-11 + NaOH і ЛПЕ-11 + NaOH + ПГ, які також показали високу стійкість та великий вміст дрібних частинок. Виявилось, що для цих композицій на кінетику седиментації особливо великий вплив має температура (рис. 6.111). Очевидно, що за її зростання збільшується броунівський рух

частинок глини, а це сприяє рівномірнішому розподілу частинок в об'ємі, і, як наслідок, стабілізації дисперсії.

Відтак відібрані колоїдні системи випробовували на ротаційному віскозиметрі. Для отриманих кривих залежності напруги зсуву  $\tau$  від

Таблиця 6.75 – Результати розрахунку розподілу частинок глини за розмірами в різних розчинах

Розчин	Вміст, %	Розподіл частинок бентонітової глини, %, при діаметрі частинок, мкм										
		<1	1-2	2-4	4-6	6-8	8-10	10-20	20-40	40-60	60-100	>100
Пластова вода		2	2	2	1	69	4	10	2			8
NaOH	0,5	90	2	1,5	1	1	1	0,5	0,5	1	1,5	–
ПАА	0,05	78	2,5				2	2	1,5	1,5	1,5	7
ВПК-402	0,5	9	9	7	4	4	3	9	15	12	23	5
ПАС	0,5	8	5	4	4	1	3	11	27	8	24	5
ПГ	0,5	75	3	3	1,5	1	1	3	3,5	2	3	4
ЛПЕ-11	0,5	11	54	8	2	2,5	3	5	5	5	4	0,5
ЛПЕ-11+NaOH	0,5+0,5	68	7	5	1	6	2	–	3	3	4	1
ЛПЕ-11 + NaOH + ПГ	0,5+0,5+0,5	63	7	6	1,5	1,5	1,5	4	4	4	7	0,5

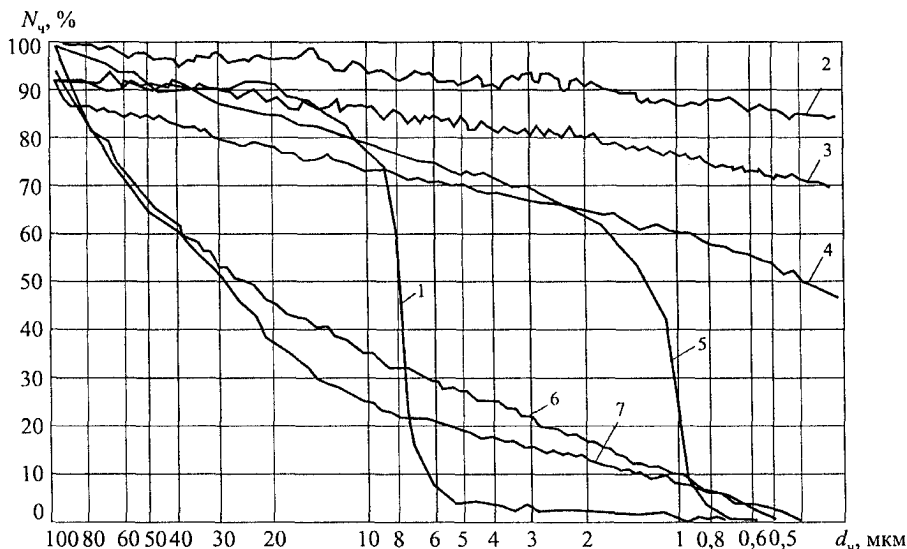


Рис. 6.110 – Криві седиментації бентонітової глини в різних розчинах ( $N_{ч}$  – вміст частинок;  $d_{ч}$  – діаметр частинок): 1 – пластова вода (Мамонтовське родовище, пласт Б<sub>11</sub>); 2 – NaOH (0,5%); 3 – ПАА (0,05%); 4 – ПГ (0,5%); 5 – ЛПЕ-11 (0,5%); 6 – ВПК-402 (0,5%); 7 – ПАС (0,5%)

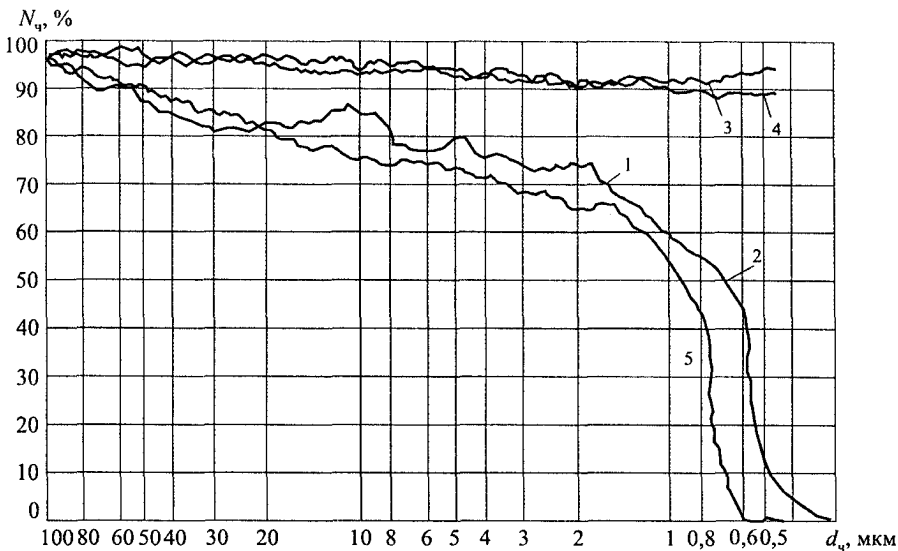


Рис. 6.111 – Криві седиментації бентонітової глини в різних розчинах залежно від температури: 1, 2 – відповідно ЛПЕ-11 (0,5%) + NaOH (0,5%) + ПГ (0,5%) і ЛПЕ-11 (0,5%) + NaOH (0,5%) при температурі 20 °С; 3, 4 – відповідно ЛПЕ-11 (0,5%) + NaOH (0,5%) і ЛПЕ-11 (0,5%) + NaOH (0,5%) + ПГ (0,5%) при температурі 30 °С ( $N_q$  – вміст частинок;  $d_q$  – діаметр частинок)

швидкості деформації  $j$  підбирали одну із трьох реологічних моделей: 1) Оствальда –  $\tau = K j^n$ ; 2) Шведова-Бінгама –  $\tau = \tau_0 + \eta j$ ; 3) Гершеля-Балклі –  $\tau = \tau_0 + K j^n$ ; де  $K$  – консистентність;  $\tau_0$  – гранична напруга зсуву;  $\eta$  – коефіцієнт структурної в'язкості;  $n$  – показник неньютоновості.

Реологічні параметри – консистентність, гранична (пластична) напруга зсуву, коефіцієнт структурної в'язкості і показник неньютоновості – визначали шляхом математичної апроксимації за допомогою ЕОМ. Результати розрахунків подано в табл. 6.76, звідки слідус, що всі композиції показали нелінійно-в'язкі властивості та володіють пластичними властивостями.

На рис. 6.112 подано криву течії композиції бентоніт + ЛПЕ-11 + NaOH. Із нього видно, що на кривій є дві характерні ділянки. За малих градієнтів швидкості зсуву напруга  $\tau$  швидко збільшується із ростом  $j$ . При  $j \approx 10 \text{ с}^{-1}$  підняття кривої різко сповільнюється. Пояснити це можна існуванням у композиції просторової структури, а відтак, тиксотропних властивостей. При досягненні напруг зсуву біля 0,5 Па структура руйнується і в'язкість рідини різко знижується. У зв'язку з цим при високих швидкостях зсуву дана композиція буде текти, як бінгамівська рідина.



Таблиця 6.76 – Результати розрахунків реологічних параметрів розчинів

Розчин	Вміст, %	$\tau_0$ , мПа
Дистильована вода		0,4
NaOH	0,5	1,5
ПАА	0,5	3,9
ПАА	0,05	4,1
Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	0,5	0,8
Гіпан	0,5	0,3
ЛПЕ-11	0,5	1,5
КМЦ-700	0,5	0,4
Чистий ПГ		0,6
Амінооцтова кислота	0,5	0,6
Етаноламін	0,5	0,0
1,2-пропандіамін	0,5	0,3
Мортолін	0,5	0,2
Анілін	0,5	0,2
АФ <sub>9-12</sub>	0,5	0,6
ЛПЕ-11 + NaOH	0,5+0,5	2,1

Очевидно, відносну седиментаційну стійкість і реологічні властивості розглянутих дисперсних систем, котрі містять тільки низькомолекулярні компоненти, можна пояснити структурною складовою розклинювального тиску. Зокрема, адсорбовані полярні молекули систем ЛПЕ-11 і ПГ на

поверхні глинистих частинок перешкоджають коагуляції бентоніту і призводять до появи структурно-механічних властивостей.

На основі отриманих результатів для регулювання проникності середовища запропоновано дві композиції: 1) ЛПЕ-11 (0,5%) + NaOH (0,5%) + бентоніт; 2) ЛПЕ-11 (0,5%) + NaOH (0,5%) + ПГ (0,5%) + бентоніт.

Процес фільтрації даних композицій моделювали також на натурному кернавому матеріалі. У досліді використовували керни з коефіцієнтом проникності близько 0,1 мкм<sup>2</sup> для газу. Випиляні

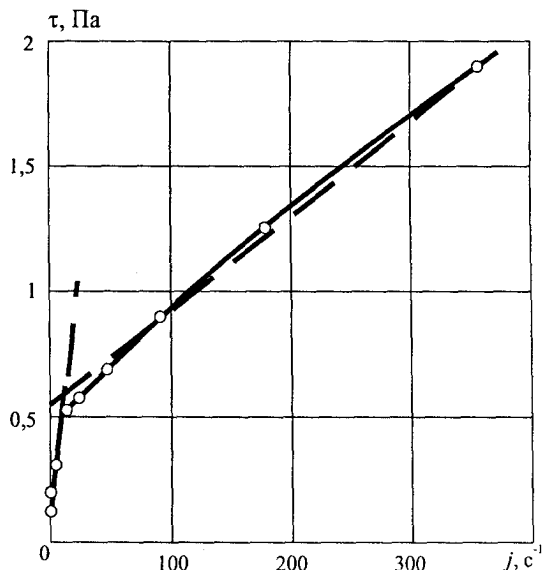


Рис. 6.112 – Реологічна крива течії композиції ЛПЕ-11 (0,5%) + NaOH (0,5%) + бентоніт (3%)

у формі циліндрів висотою 50 мм та діаметром 30 мм керни насичували пластовою водою і розміщували в кернотримачі, в якому створювали тиск 3 МПа і температуру 20°C. Після визначення коефіцієнта проникності для води запомповували систему з метою створення облямівки розміром  $0,3 V_{\text{пор}}$ , відтак фільтрували воду, де  $V_{\text{пор}}$  – об’єм порового простору керна. За критерій ефективності ПДС брали залишковий фактор опору при встановленні постійного перепаду тиску. Найкращою для регулювання проникності є система, запомповування якої призводила б до створення фактора залишкового опору  $R_{\text{зал}}$  того ж порядку, що й реальне співвідношення проникностей високо- і низькопроникних інтервалів. Занадто високий фактор опору  $R_{\text{зал}}$  свідчить про те, що відбувається торцеве глушіння і ПДС не значно впливає на віддалені від нагнітальної свердловини ділянки. Низький фактор опору  $R_{\text{зал}}$  показує, що або система не зустрічає значного механічного опору зі сторони породи, або легко руйнується. Отримані в результаті експериментів значини фактора залишкового опору подано в табл. 6.77.

Таблиця 6.77 – Значини фактора залишкового опору  $R_{\text{зал}}$

Композиція	Вміст, %	$R_{\text{зал}}$
ПАА+бентоніт	0,05	12,33
ЛПЕ-11 + NaOH+бентоніт	0,5+0,5	10,08
ЛПЕ-11 + NaOH+ПГ+бентоніт	0,5+0,5+0,5	15,85

Як видно, такі композиції дають змогу досягти фактора залишкового опору  $R_{\text{зал}}$  того ж порядку, що й система бентоніт + ПАА, яка стала вже класичною. Окрім того, є можливість регулювати  $R_{\text{зал}}$ , змінюючи концентрацію глини та хімічних реагентів, а також об’єм облямівки композиції. Важливим є те, що отримано композиції на основі значно дешевших реагентів, ніж ПАА.

Таким чином, на основі низькомолекулярних реагентів отримано глинисті дисперсії, які перспективні для регулювання заводнення в неоднорідних пластах.

### **6.13.5 Технологія регулювання фільтраційних потоків із використанням гелеутворювальних неорганічних композицій ГАЛКА і ГАЛКА-ПАР**

Одним із шляхів підвищення нафтовилучення та інтенсифікації розробки нафтових родовищ є застосування фізико-хімічних методів регулювання фільтраційних потоків. Основною формою реалізації цих методів є запомповування в нафтовий пласт флюїдів, які характеризуються властивостями вільно- чи зв’язанодисперсних систем або забезпечують їх утворення безпосередньо в пласті. Такими системами можуть бути золі,

гелі, розчини полімерів, емульсії, піни та їх комбінації. Бажано, щоб системи могли бути реалізовані у вигляді запомповуваної єдиної, цілісної порції флюїду. Технології, які базуються на послідовному запомповуванні порцій хімічних реагентів із розрахунку на їх змішування в певному місці пласта з утворенням необхідних систем, виявились малоефективними в промислових експериментах.

Серед фізико-хімічних методів підвищення нафтовилучення є метод, який оснований на здатності системи сіль алюмінію-карбамід-вода безпосередньо в пласті генерувати неорганічний гель і діоксид вуглецю  $\text{CO}_2$  [6]. У цьому методі реалізовано відомий в аналітичній хімії принцип виникаючих реагентів (гомогенного осадження). У пласт запомповується гомогенний водний розчин, що містить гелеутворювальну систему. За температури понад  $70^\circ\text{C}$  у ньому відбувається гідроліз карбаміду  $\text{CO}(\text{NH}_2)_2$ . При цьому утворені продукти гідролізу викликають зсув протолітичної рівноваги йонів алюмінію, у результаті через певний час за механізмом кооперативного явища відбувається гідролітична поліконденсація гідросокомплексів алюмінію і у всьому об'ємі розчину практично миттєво утворюється гель. Його утворення призводить до перерозподілу фільтраційних потоків, вирівнювання профілю приймальності нагнітальних свердловин та зниження обводненості видобувних свердловин.

Метод реалізовано з використанням гелеутворювальних композицій ГАЛКА і ГАЛКА-ПАР, які являють собою малов'язкі розчини з  $\text{pH} = 2,5-3$  і містять сіль алюмінію, карбамід та деякі домішки, котрі покращують їх технологічні параметри. Вони здатні розчиняти карбонатні мінерали породи пласта, знижувати набухання глин. У пласті за рахунок теплової енергії або енергії запомпованого теплоносія карбамід  $\text{CO}(\text{NH}_2)_2$  гідролізується з утворенням аміаку  $\text{NH}_3$  і діоксиду вуглецю  $\text{CO}_2$ , що поступово підвищує  $\text{pH}$  розчину. Коли  $\text{pH} = 3,8-4,2$ , відбувається практично миттєве утворення гелю гідроксиду алюмінію  $\text{Al}(\text{OH})_3$  у всьому об'ємі розчину (рис. 6.113). Це проявляється в стрибкоподібному зростанні  $\text{pH}$  та динамічної напруги зсуву гелеутворювального розчину.

Час гелеутворення залежить від температури і співвідношення компонентів гелеутворювальної системи. Розчини солі алюмінію без карбаміду гелів не утворюють. Час гелеутворення для композицій ГАЛКА і ГАЛКА-ПАР при температурах 100, 90, 80, 70 і  $60^\circ\text{C}$  становить відповідно 6 год., 1, 3, 6 і 30 діб. При зміні температури на кожні  $10^\circ\text{C}$  час гелеутворення змінюється в середньому в 3,5 рази. Енергія активації гідролізу карбаміду в гелеутворювальному розчині рівна 115 кДж/моль, за відсутності солі алюмінію сягає 134 кДж/моль, що вказує на каталіз кислотою, яка утворюється в результаті гідролізу солі алюмінію. Таким чином, кінетика гелеутворення в системі сіль алюмінію-карбамід-вода визна-

часться гідролізом карбаміду, який відбувається набагато повільніше коагуляційного процесу гелеутворення гідроксиду алюмінію.

Присутність ПАР у гелеутворювальних системах ГАЛКА-ПАР покращує змочування породи нафтового колектора, проникальну і нафтовитіснювальну здатності їх. ПАР здійснюють пластифікувальне діяння на гель гідроксиду алюмінію і можуть утворювати піну з діоксидом вуглецю  $CO_2$  і аміаком  $NH_3$ , які виділяються в ході гідролізу карбаміду.

Методами капілярної, ротаційної і вібраційної віскозиметрії досліджено реологічні властивості гелів та золів, які утворюються в системі сіль алюмінію - карбамід - ПАР - вода в інтервалі температур 70-120 °С. Встановлено, що гель гідроксиду алюмінію  $Al(OH)_3$  є тиксотропним псевдопластичним твердоподібним тілом коагуляційної структури. Визначено параметри рівняння Балклі-Гершеля, що описує залежність напруги зсуву  $\tau_d$  від швидкості зсуву  $\gamma$ ,

$$\tau_d = \tau_s + k_s \gamma^n = 4,38 + 0,40 \gamma^{0,584}, \quad (6.126)$$

де  $\tau_s$  – статична напруга зсуву, Па;  $k_s$  – константа;  $n$  – показник степеня ( $n < 1$ , що дає підставу віднести гель до псевдопластичних твердоподібних тіл). Реологічна поведінка гелів, для яких спостерігається „корковий” („пробковий”) режим течії з розривом суцільності, характеризується статичною напругою зсуву, експоненціально зменшуваною в разі розбавлення гелеутворювального розчину. Вимірюваннями на ротаційному віскозиметрі встановлено, що мінімальна напруга зсуву, яка викликає розрив суцільності, становить 4-5 Па.

Залежність коефіцієнта в'язкості гелів  $\eta$  від температури  $T$  задовільно описується рівнянням Френкеля-Ейрінга:

$$\eta = \eta_0 \exp(E/RT), \quad (6.127)$$

де  $\eta_0$  – передекспоненціальний множник, Па·с;  $E$  – енергія активації в'язкої течії, кДж/моль;  $R$  – газова постійна, кДж/(моль·К);  $T$  – температура, К. Для гелю з двократно розбавленої композиції ГАЛКА, який

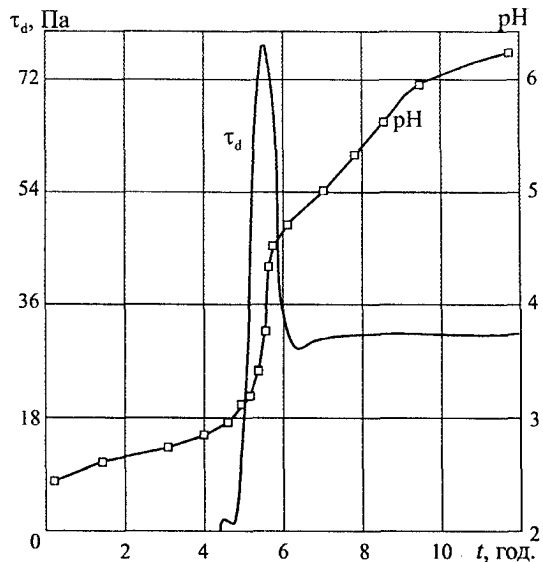


Рис. 6.113 – Зміна напруги зсуву  $\tau_d$  і рН композиції ГАЛКА в часі  $t$  при термостатуванні за температури 97°C

володіє плинністю без розриву суцільності в інтервалі температур 20-100 °С,  $\eta_0 = 2,31 \cdot 10^{-5}$  Па·с і  $E = 19,81$  кДж/моль.

На лінійних монолітних і насипних моделях пласта з природних кернів родовищ Західного Сибіру досліджено вплив гелю гідроксиду алюмінію на фільтрацію пластових флюїдів. Коефіцієнт проникності монолітних кернів становив 0,07-0,53 мкм<sup>2</sup>. Фільтрація води через моделі з гелем підлягала відомому співвідношенню для в'язкопластичних тіл із граничним (початковим) градієнтом тиску  $G$ :

$$G = \alpha \tau_s / \sqrt{k}, \quad (6.128)$$

де  $\alpha$  – безрозмірна константа;  $k$  – коефіцієнт проникності пористого середовища. У результаті утворення гелю коефіцієнт проникності породи для води знижується у 2-70 рази (табл. 6.78, рис. 6.114). Ступінь зниження коефіцієнта проникності є тим вищим, чим більші початкові водонасиченість і коефіцієнт проникності породи пласта. Статична напруга зсуву для гелю гідроксиду алюмінію в моделях пласта залежить від концентрації гелеутворювального розчину і дорівнює 3-8 Па для гелів без ПАР і 10-40 Па для гелів з ПАР.

Таблиця 6.78 – Характеристики моделей пласта до і після діяння гелю гідроксиду алюмінію

Коефіцієнт проникності, мкм <sup>2</sup>		$G$ , кПа/м
початковий	кінцевий	
Моделі зі зв'язаною водою		
0,05	0,02	120
0,58	0,21	43
1,65	0,09	11
5,00	0,07	5
Нафтонасичені моделі		
0,10	0,11	68
3,00	0,36	66

Досліджено нафтовитіснювальну здатність гелеутворювальних систем ГАЛКА, ГАЛКА-ПАР в умовах первинного витіснення і довідмивання нафти з неоднорідних моделей пласта, які складаються з двох паралельних колонок. Коефіцієнт проникності монолітних взірців керна становив 0,064-0,880 мкм<sup>2</sup>, а дезінтегрованого керна дорівнював 0,2-20 мкм<sup>2</sup>. Коефіцієнти проникності колонок відрізнялись у 2,5-6 рази. Після утворення гелю рухомість води при фільтрації через високопроникну колонку знижувалась у 4-8 рази, що призводило до перерозподілу фільтраційних потоків, вирівнювання профілю приймальності моделі, забезпечення довитіснення залишкової нафти з низькопроникної колонки (рис. 6.115) та збільшення коефіцієнта витіснення нафти на 12-20%.

Рис. 6.114 – Вплив гелю, утвореного з композиції ГАЛКА-ПАР, на фільтрацію води за температури 90 °С через модель пласта з коефіцієнтом проникності 1,796 мкм²:

$Q_p$  – витрата рідини;  
 1, 3 – витрати води відповідно до і після утворення гелю; 2 – витрата композиції до утворення гелю

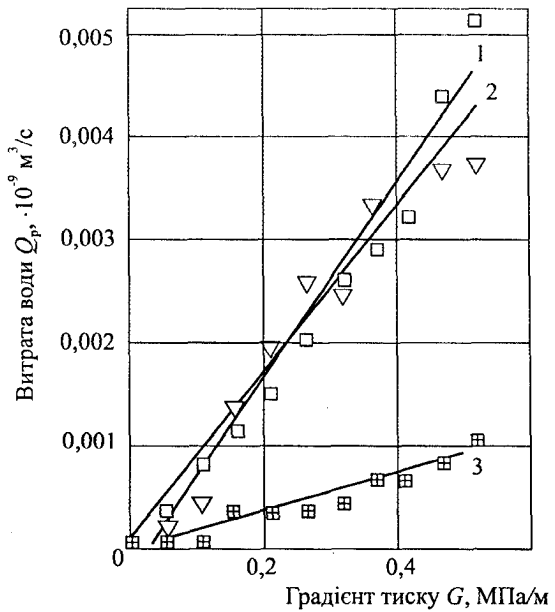
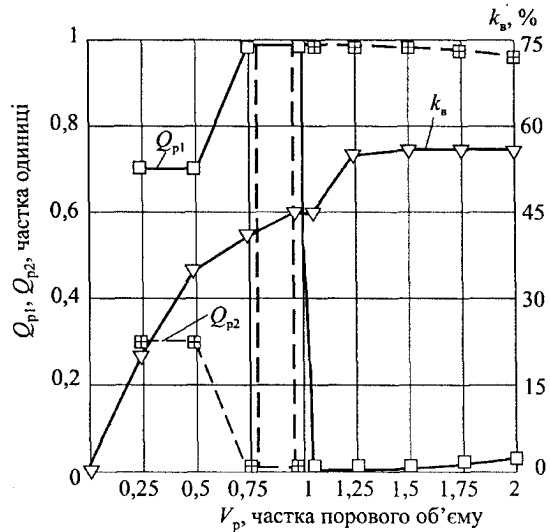


Рис. 6.115 – Регулювання фільтраційних потоків гелеутворювальною композицією ГАЛКА в процесі витіснення нафти з неоднорідної моделі пласта Талінського родовища за температури 95°С:

$Q_{p1}$ ,  $Q_{p2}$  – частки витрати рідини відповідно через першу і другу колонки;  
 $k_b$  – коефіцієнт нафтовитіснення;  
 $V_p$  – об'єм рідини



Для регулювання фільтраційних потоків у продуктивних пластах, збільшення охоплення пласта заводненням, підвищення нафтовилучення розроблено дві технології із використанням композицій ГАЛКА і ГАЛКА-ПАР. У 1990-1992 рр. успішно проведено їх дослідно-промислові дослідження на родовищах Західного Сибіру. Об'єм запомповування композицій становив біля 3 тис. т. У ВО „Лангепаснефтегаз” здано відомчій комісії у

1991 р. і рекомендовано для промислового застосування технологію підвищення нафтовилучення шляхом вирівнювання фронту витіснення та обмеження припливу води при заводненні з використанням вказаних композицій. У ВО „Нижневартовскнефтегаз” спільно з інститутом НижневартовскНИПИнефть здано відомчій комісії у 1992 р. і рекомендовано до промислового використання технологію із використанням гелеутворювальних сумішей (ГАЛКА) на основі неорганічних сполук для підвищення нафтовилучення із неоднородних за проникністю пластів.

Геофізичні і гідродинамічні дослідження показали, що в результаті використання композицій ГАЛКА і ГАЛКА-ПАР змінюється профіль приймальності нагнітальних свердловин за рахунок підключення раніше непрацюючих прошарків, відбувається перерозподіл об'ємів запомповування води між працюючими інтервалами пласта. Видобувні свердловини, які гідродинамічно пов'язані з нагнітальними, реагують стабілізацією або зниженням обводненості на 10-50%, збільшенням дебітів нафти, що свідчить про технологічну ефективність методу (рис. 6.116). Додатковий видобуток нафти становив 40-60 т/т запомпованих композицій, тільки у 1991 р. було додатково видобуто понад 20 тис. т нафти. Термін окупності витрат 1-2 роки.

Технології мають матеріально-технічну базу для широкомасштабного промислового впровадження. У гелеутворювальних сумішах можливе використання багатотоннажних алюмовмісних відходів промислових виробництв. Здійснено підбір алюмовмісних відходів, розроблено технологію приготування на їх основі у промислових умовах композицій ГАЛКА і ГАЛКА-ПАР. Успішно виконано дослідно-промислові роботи з

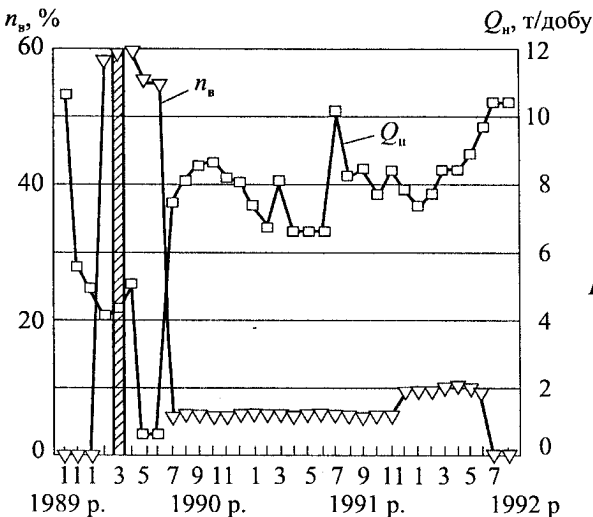


Рис. 6.116 – Зміни в часі дебіту нафти  $Q_n$  і обводненості  $n_b$  свердловини №2213, розташованої на дослідній ділянці Нівагальського родовища, у результаті запомповування 50 т композиції ГАЛКА

приготування та запомповування даних композицій на основі алюмо-вмісних відходів виробництва синтоміцину (м. Усоль'є-Сибірське) і нафтохімічного виробництва (м. Новокуйбишевськ) у ВО „Нижневартівск-нефтегаз” і „Красноленинскнефтегаз”.

Для полегшення промислової реалізації технологій збільшення нафтовилучення з використанням неорганічних гелів розроблено гелеутворювальні системи ГАЛКА у вигляді твердої товарної форми і регламент отримання такої форми. Процес розчинення твердої речовини у воді є ендотермічним, гігроскопічність значно менша, ніж безводного хлористого алюмінію  $AlCl_3$ .

Композиції ГАЛКА і ГАЛКА-ПАР можуть бути приготовлені із використанням води будь-якої мінералізації і запомповані в пласт із застосуванням стандартного обладнання. Тиск запомповування є таким же, як і в ході нагнітання води або нижчим. Композиції ГАЛКА і ГАЛКА-ПАР не змішуються з нафтою і не утворюють з нею стійких емульсій, є екологічно чистими. Технології застосовуються для високонеоднорідних пластів, з низькою або невисокою ефективністю заводнення, на ранній і пізній стадіях розробки, у тому числі для високообводнених родовищ із пластовою температурою понад  $70^{\circ}C$ .

### ***6.13.6 Технологія зміни напрямку фільтраційних потоків із використанням полімерно-гелевої системи „Темпоскрін”***

Поточний стан розробки багатьох нафтових родовищ Росії, Казахстану та інших країн характеризується прогресуючим зростанням обводненості видобуваної продукції (до 70-98%) і зниженням відбору нафти внаслідок вироблення запасів нафти родовищ та настання пізньої стадії розробки. У той же час понад 50% запасів нафти залишаються не вилученими [318]. Практика розробки родовищ показала, що стабілізації видобутку нафти, збільшення нафтовилучення можна досягти застосуванням технологій діяння на пласт, які ґрунтуються на використанні гідродинамічних, фізичних, фізико-хімічних, біотехнологічних і хімічних методів підвищення нафтовилучення. Для усунення деяких негативних наслідків заводнення продуктивних пластів, залучення до розробки низькопроникних колекторів та підвищення ступеня вироблення запасів нафти із неоднорідних пластів застосовують різні фізико-хімічні технології діяння на пласт, які скеровані на зміну напрямку фільтраційних потоків запомповуваної води, ізоляцію її припливу та вирівнювання профілів приймальності нагнітальних свердловин. Найбільш поширеними технологіями є полімерне заводнення, використання в'язкопружних сумішей (ВПС) та полімерних гелеутворювальних систем, лужно-полімерне заводнення, запомповування великих об'ємів ПАА із зшивачами (хромкалієвими галунами) [318].



Однак поряд із позитивними результатами впровадження цих технологій недоліками є те, що практично всі вони основані на взаємодії двох і більше реагентів (наприклад, ПАА і реагент-зшивач). Внаслідок цього: а) виникають труднощі управління процесом гелеутворення; б) відзначається нерівномірність утворення гелю по об'єму (якість зшивки залежить від концентрації полімеру і зшивального агента); в) використання солей важких металів (хрому) підвищує небезпеку забруднення довкілля і можливість поразення персоналу; г) є потреба у використанні дорогих дозувальних пристроїв (вартість мобільної станції становить 300 тис. дол. США); г) застосовувані технології мають порівняно низьку технологічну ефективність; д) необхідні значні виробничі витрати на реалізацію технології (свердловино-операції); е) необхідні порівняно високі питомі витрати реагентів на видобуток 1 т нафти.

За таких умов новим напрямком фізико-хімічного діяння на пласт полімерно-гелевими системами (ПГС) є використання ПГС „Темпоскрін” [318], яка є однокомпонентною системою, утворює гідрогелі з об'ємною решітчастою структурою і в'язкопружними властивостями (див. також § 6.12.17).

Реагент „Темпоскрін” призначений для отримання додаткового видобутку нафти на родовищах складної геологічної будови з неоднорідними піщано-глинистими колекторами, які експлуатуються із застосуванням методів заводнення і вступили в пізню стадію розробки з високою (60-96%) обводненістю видобуваної продукції. Запомповуваний у нагнітальні свердловини розчин реагенту „Темпоскрін” протискується в пласт нагнітальною водою. При цьому через свої особливі властивості реагент вибірково діє на високопроникні, обводнені пласти, різко знижуючи їх проникність та забезпечуючи вирівнювання профілів приймальності свердловин, збільшення охоплення пласта заводненням, видобуток нафти і нафтовилучення, зниження обводненості. Від багатьох технологій, які застосовуються із такими ж цілями, дана технологія відрізняється великою технологічною ефективністю, простотою застосування і високими техніко-економічними показниками (низькими питомими витратами при отриманні 1 т додаткової нафти).

ПГС „Термоскрін” готується на свердловині шляхом змішування однокомпонентного реагенту „Темпоскрін” з прісною або мінералізованою водою звичайним насосним агрегатом типу ЦА-320. Для оброблення однієї свердловини необхідно від 0,2 до 1,0 т сухого реагенту. Приготовлений розчин запомповується у свердловину протягом 20-30 год., відтак продовжується нагнітання в пласт води.

Видобувні свердловини починають реагувати через 1,5-2 місяці після запомповування реагенту. Тривалість дії реагенту становить 10-17 мі-

сяців; 1 т сухого реагенту „Темпоскрін” дає змогу отримати додатково 2000-5000 т нафти в залежності від геологічної будови пласта і величини його залишкових запасів.

Новизна технології використання ПГС „Темпоскрін” полягає в тому, що вона являє собою поєднання двох різних способів введення гелів у пласт: а) способу синтезу гелів у пласті; б) способу безпосереднього запомповування гелю в пласт. Завдяки дисперсній структурі гелю „Темпоскрін”, який складається із великої кількості дрібних гелевих частинок розміром 0,2-4 мм, він володіє високою рухомістю та проникальною здатністю стосовно до тріщин та великих пор. Однак гель не проникає у низькопроникні та гідрофобні ділянки пласта, оскільки розміри гелевих частинок є більшими від розмірів пор таких порід. Цим пояснюються селективні властивості „Темпоскріну”. Окрім того, гелеві частинки володіють в'язкопружними і флокуляційними властивостями. Витіснювальна здатність облямівок із ПГС „Темпоскрін” у лабораторних умовах на моделях сягає 85-95%.

Технологія дає змогу ввести в розробку раніше непрацюючі пласти та прошарки; збільшити коефіцієнт охоплення пластів заводненням; змінити напрямок фільтраційних потоків рідини; вирівняти профіль приймальності нагнітальної свердловини і пласта; підвищити витіснювальну здатність запомповуваної системи; за рахунок флокуляційних властивостей створити умови для виникнення додаткового залишкового опору воді; зменшити обводненість видобуваної продукції; підвищити нафтовилучення із високообводнених пластів на пізній стадії експлуатації.

У складі реагенту „Темпоскрін” не містяться хімічні домішки – солі важких металів та інші шкідливі компоненти, що забезпечує його екологічну безпеку.

ПГС „Темпоскрін” мало чутлива до дії солей та стійка до деградації в пластових умовах. Система випробувана в широкому діапазоні зміни гірничо-геологічних умов: при температурі пласта до 80 °С, динамічному коефіцієнті в'язкості нафти до 25 мПа·с та мінералізації пластової води до 150 г/л. Реагент „Темпоскрін-Т” призначений для використання в пластових умовах при температурі до 100 °С.

Реагент „Темпоскрін” і технологія захищені патентами Російської Федерації і офіційно дозволені для використання в нафтовій промисловості. Реагент випускається у відповідності з ТУ, зареєстрованими в Державному комітеті стандартів Росії (ТУ 2216-00105966916-93). На даний час реагент виготовляється у НТФ „Атомбиотек”.

Вперше промислові дослідження даної технології для зниження обводненості та збільшення поточного дебіту нафти із використанням ПГС „Темпоскрін” проведено в НГВУ „Узеннефть” у 1989 р. на дослідній

ділянці родовища Узень, що включає одну нагнітальну і п'ять видобувних свердловин. Колектор теригенний, пласт А складається із поліміктових пісковиків та алевролітів, коефіцієнт пористості 22,7-22,8%, коефіцієнт проникності 0,2-0,26 мкм<sup>2</sup>. Після запопсування в пласт 150 м<sup>3</sup> ПГС (800 кг у розрахунку на сухий полімер) приймальність нагнітальної свердловини знизилась із 1300 до 800 м<sup>3</sup>/добу, було вирівняно профіль приймальності, знижено обводненість видобуваної продукції та збільшено дебіт нафти. За 4 місяці отримано 1,3 тис. т додаткової нафти. У 1992 р. на цьому ж родовищі в результаті застосування технології на трьох дослідних ділянках за 5 місяців додатково отримано 2,4 тис. т нафти. Середня ефективність робіт становила 1,5-2,5 тис. т додатково видобутої нафти в розрахунку на 1 т запопованого в пласт реагенту „Темпоскрін”.

У 1992-1993 рр. проведено промислові дослідження на Бобровському родовищі ВО „Оренбургнефть”. На дослідній ділянці знаходились одна нагнітальна і чотири видобувні свердловини. За 4 місяці отримано 2472 т додатково видобутої нафти.

У вересні 1995 р. на Барсуковському і Ново-Пурнейському родовищах (ВАТ „Пурнефтегаз”) з ініціативи АТ „РІТЕК” проведено дослідно-промислові випробування. За 5 місяців отримано 6560 т додатково видобутої нафти при запоповуванні 1,2 т реагенту „Темпоскрін”, або 5000 т нафти на 1 т запопованого реагенту. На основі отриманих результатів з вересня 1996 р. АТ „РІТЕК” і ВАТ „Пурнефтегаз” розпочали впровадження технології на четвертому блоці Барсуковського родовища (22 нагнітальні свердловини і 95 видобувних). За 12 місяців отримано 44000 т додатково видобутої нафти. У 1997 р. дана технологія впроваджена на третьому блоці Барсуковського родовища (оброблено 16 нагнітальних свердловин) і на Ново-Пурнейському родовищі (оброблено 25 нагнітальних свердловин).

У 1996-1997 рр. на Усть-Баликському родовищі (НК „Юкос”, ВАТ „Юганскнефтегаз”) виконано промислові випробування даної технології. За 8 місяців (з листопада 1996 р. по червень 1997 р.) отримано 8-10 тис. т додатково видобутої нафти при обробленні шести нагнітальних свердловин ПГС „Темпоскрін” у кількості 3,5 т. Середня технологічна ефективність перевищила 2 тис. т додатково видобутої нафти на 1 т реагенту „Темпоскрін”. Рішенням НТС „Роспром-Юкос” (секція „Видобувна промисловість”) технологію рекомендовано для впровадження на всіх нафтовидобувних підприємствах НК „Юкос”.

У 1997 р. проведено дослідно-промислові роботи на родовищі Північний Самотлор (АТ „Черногорнефть”) на ділянці, що містить п'ять нагнітальних свердловин. Свердловино-операції виконало в червні-липні ЗАТ „Нижевартовскнефтегаз”. За серпень-вересень отримано 3600 т додатково видобутої нафти.

Автор провів оцінку техніко-економічної ефективності даної технології на родовищах Західного Сибіру [318]. В основу покладено результати промислових випробовувань, реальні витрати на проведення свердловино-операції та вартість реагенту „Темпоскрін”. При оцінці технологічного ефекту враховувалось, що ПГС „Темпоскрін” використовується на нафтових родовищах, які перебувають на пізній стадії розробки з обводненістю 60-96%; на оброблення однієї нагнітальної свердловини витрачається від 300 до 1000 кг реагенту „Темпоскрін” у залежності від параметрів продуктивного пласта і приймальності свердловини; середня тривалість дії реагенту становить 10-12 місяців. Припускалося, що продуктивний пласт характеризується середньою приймальністю нагнітальних свердловин 600-1200 м<sup>3</sup>/доб. Для їх оброблення необхідно біля 700 кг реагенту на свердловину, а очікуваний додатковий видобуток нафти становитиме 3000 т/т реагенту. Для розрахунку витрат на впровадження методу діяння на пласт ПГС „Темпоскрін” визначено такі питомі показники:

Витрати на виготовлення, транспортування 1 т реагенту, у т. ч. вартість сировини для виготовлення реагенту „Темпоскрін”, тис. дол.	3,87
Об’єм запомповування реагенту на одну свердловино-операцію, т	0,7
Вартість свердловино-операції, тис. дол.	1,5
Податки з реалізації додатково видобутої нафти, дол./т:	
за користування надрами і на ВМСБ	15
ПДВ	15
акциз	14
на користувачів автодоріг	0,75
на утримання житлового фонду і об’єктів соціальної інфраструктури	0,12
Всього	44,87

Розрахунковий об’єм додатково видобутої нафти визначено співвідношенням: на 1 т реагенту „Темпоскрін” отримують 2000, 3000 або 5000 т додатково видобутої нафти. Розрахунок виконано із урахуванням оброблення різної кількості нагнітальних свердловин (свердловино-операцій). Середню ціну реалізації нафти на внутрішньому і світовому ринках прийнято рівною 90 дол. США (без ПДВ – 75 дол. США). Результати розрахунків подано у табл. 6.79.

Повернення інвестиційних витрат (кредиту) можливе на четвертий місяць з початку реалізації та здійснюється протягом 3 місяців. Термін окупності не перевищує 5 місяців. Ставка дисконтування взята рівною 6%, але допускається до 15%. Економічна ефективність істотно збільшується за рахунок заміни існуючих методів підвищення нафтовилучення, наприклад, методу великооб’ємних запомповувань ПАА+галун. Економічну оцінку різних технологій подано у табл. 6.80. При цьому слід мати

Таблиця 6.79 – Результати розрахунку прогнозної ефективності використання ПГС „Темпоскрін”

Показники	Кількість свердловинно-операцій (нагнітальних свердловин)				
	10	100	500	1000	1500
Кількість реагенту „Темпоскрін”, т	7	70	350	700	1050
Сума кредиту, тис. дол.	52,1	521	2605	5210	7815
Додатковий видобуток нафти 2000 т/т					
Кількість додатково видобутої нафти, тис.т	14	140	700	1400	2100
Чистий прибуток, тис. дол.	272	2720	13600	27200	40800
Сума виплачених податків, тис. дол.	630	6300	31500	63000	94500
Додатковий видобуток нафти 3000 т/т					
Кількість додатково видобутої нафти, тис.т	21	210	1050	2100	3150
Чистий прибуток, тис. дол.	463	4630	23150	46300	69450
Сума виплачених податків, тис. дол.	1073	10730	53650	107300	160950
Додатковий видобуток нафти 5000 т/т					
Кількість додатково видобутої нафти, тис.т	35	350	1750	3500	5250
Чистий прибуток, тис. дол.	976,9	9769	4884,5	97690	146535
Сума виплачених податків, тис. дол.	1575	15750	78750	157500	236250

Таблиця 6.80 – Зіставлення ефективності різних методів підвищення нафтовилучення

Технології	Витрати на свердловинно-операцію, дол. США	Об'єм запомпювання, т	Кількість додатково видобутої нафти, т/т	Економічний ефект від проведення однієї свердловинно-операції, дол. США	Прибуток, дол. США
Фізико-хімічне діяння реагентом „Темпоскрін”	5500	0,7	3000	52500	9,5
Великооб'ємні запомпювання ПАА + галун	85000	5,0	800	100000	1,16
Запомпювання реагенту „Екстракт-700” фірми „Ваккер-Хемі ГмБХ” (Німеччина)	25000	1,0	1280	32000	1,28

на увазі, що заміна технології великооб'ємних запомпювань виключає як використання „зшивачів”, що містять важкі метали, даючи змогу зекономити 2-3 т ПАА на кожній свердловинно-операції, так і придбання, а також застосування спеціальних дозувальних систем вартістю 300 тис. дол США і більше, скорочує кількість операторів у 2 рази, строки проведення свердловинно-операцій – у 5-6 разів. Наприклад, при проведенні 100 свердловинно-операцій із застосуванням технології „Темпоскрін” замість запом-

повувань ПАА+галун зекономиться 200-300 т ПАА (вартість 1 т ПАА становить 300 дол. США), 40-50 т галуни (1 т коштує 2000-3000 дол.), вартість одної свердловино-операції зменшується на 60-75 тис. дол. США, строки реалізації свердловино-операції скорочуються у 5-6 разів. У цілому економічний ефект може скласти декілька мільйонів доларів США.

За оцінками автора роботи, потреба в реагенті „Темпоскрін” для фізико-хімічного діяння на пласти нафтових родовищ Росії може становити 4000-12000 т/рік. У результаті застосування даної технології можна отримати велику кількість додаткової нафти, а також стабілізувати її видобуток у Росії.

### ***6.13.7 Технологія підвищення ефективності розробки нафтових покладів із використанням водної дисперсії гамма-опроміненого поліакриламід***

Технологічний процес розроблено з метою підвищення ефективності видобування нафти з тріщинуватих і тріщинувато-пористих пластів шляхом запоповування облямівок водної дисперсії гамма-опроміненого ПАА, що дає змогу понизити рухомість запоповуваної рідини в тріщинуватому пласті, збільшити гідравлічні опори в тріщинах, забезпечити часткове блокування їх із одночасним просуванням введеної облямівки вглиб пласта без погіршення провідності матриць колектора і, відповідно, збільшити охоплення пласта діянням [4, 292].

Зростання гідравлічних опорів у тріщинах пласта перешкоджає випереджувальному просуванню по них води, збільшує градієнти тиску, який діє на матрицю колектора. У результаті відбувається збільшення охоплення пласта розробкою, інтенсифікується витіснення нафти з матриць колектора, знижується обводненість продукції видобувних свердловин і, як наслідок, досягається підвищення нафтовилучення із пласта. Тимчасово заблокувавши тріщину, запопована облямівка перешкоджає просуванню води вздовж тріщини. Обходячи створений бар'єр, вода витісняє нафту із порового простору. Крім того, володіючи здатністю просуватися в тріщинах, введена облямівка уможливить повніше охопити нафтонасичений пласт заводненням. Збільшення охоплення заводненням призведе до зростання нафтовилучення із пласта.

Гамма-опромінені ПАА одержують із гелеподібного ПАА (за ТУ 6-01-1049-81) шляхом радіаційного оброблення на спеціальному стаціонарному устаткованні УКП-250000. Потужність дози випромінювання 0,1-1,0 Гр/с при поглиненій дозі 5-10 кГр. Відтак гамма-опромінені ПАА подрібнюють на спеціальних апаратах типу К-6-ФВП-120 на гранули розміром менше 5 мм, якщо їхній розмір не обумовлений спеціальними вимогами (див. § 2.5.2).

Гамма-опромінений ПАА має властивості драглистої нетекучої структури, нерозчинний у воді, але при взаємодії з водою набухає, багаторазово збільшуючись в об'ємі.

Температура виявляє неістотний вплив на набухання полімеру. Підвищення температури від 20 до 80°C зменшує набухання на 10%. На рис. 6.117 подано залежності зміни кратності набухання гамма-опроміненого ПАА від часу при різних поглинених дозах випромінювання. Визначення набухання виконано ваговим методом за постійної температури. Кратність набухання охарактеризовано відношенням нової ваги до початкової. Процес набухання закінчується через 4-6 годин.

На процес набухання істотно впливає мінералізація води. На рис. 6.118 показано кратність набухання гамма-опроміненого ПАА в залежності від дози опромінювання і значини мінералізації води. Збільшення мінералізації води призводить до зниження набухання гамма-опроміненого ПАА.

Набухання спочатку збільшується, а відтак, пройшовши через максимум при дозі опромінювання 10 кГр, зменшується. Оптимальною дозою опромінювання, яка уможливило одержання полімеру з найбільшим набуханням у воді, є доза 7,5-10,0 кГр.

Для підвищення ефективності заводнення рекомендовано водні розчини гамма-опроміненого ПАА концентрацією 0,5-0,8 % по основній речовині. Цей розчин проявляє аномально в'язкі і в'язкопружні властивості, що виражається в значному збільшенні коефіцієнта ефективної

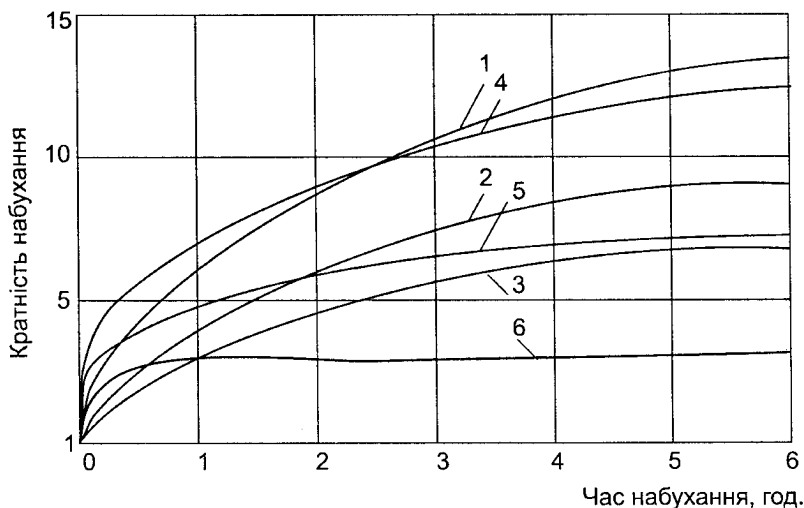


Рис. 6.117 – Залежності зміни кратності набухання гамма-опроміненого ПАА в часі за температури 20°C і різних поглинених дозах випромінювання, в кГр: 1 – 1,25; 2 – 2,5; 3 – 5,0; 4 – 10,0; 5 – 25,0; 6 – 50

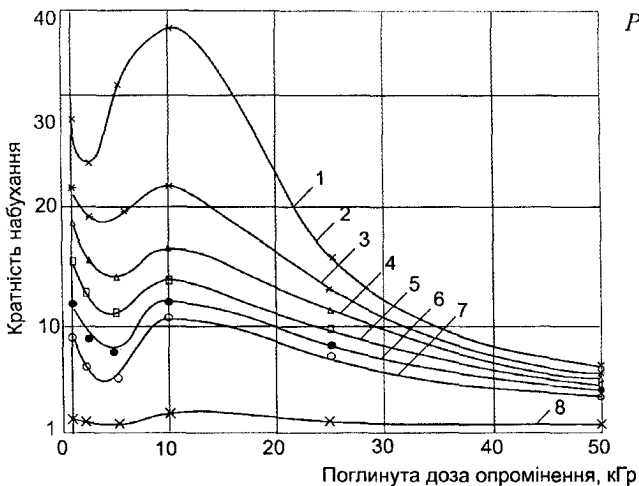


Рис. 6.118 – Залежності зміни кратності набухання гамма-опроміненого ПАА від поглинутої дози опромінення за різної мінералізації води:

1 – дистильована вода; 2-7 – розчини NaCl відповідно концентрацій 0,1; 0,25; 0,75; 0,5 і 1,0 г/л; 8 – пластова вода Битківського родовища (загальна мінералізація 130 г/л)

в'язкості, яка забезпечує досягнення необхідного опору в тріщинах пласта при збереженні фільтраційних властивостей матриці пласта.

На рис. 6.119, 6.120, показано отримані на ротаційному віскозиметрі „Reotest-2” залежності напруги зсуву від швидкості зсуву водних дисперсій неопроміненого (звичайного) і гамма-опроміненого ПАА.

Коефіцієнт ефективної в'язкості водних дисперсій гамма-опроміненого ПАА при порівнянних концентраціях і швидкостях зсуву в 20-30 разів є вищим коефіцієнта ефективної в'язкості розчину необробленого (неопроміненого, звичайного) полімеру. Водні дисперсії гамма-опроміненого ПАА належать до неньютонівських рідин: їх коефіцієнти ефективної в'язкості змінюється в залежності від швидкості зсуву (рис. 6.121). У залежності від концентрації ПАА у водній дисперсії змінюються її реологічні характеристики. При концентрації менше 0,4 % водна дисперсія поводить як псевдопластична рідина, при концентрації від 0,4 до 0,8 % – як в'язкопластична, а при концентраціях понад 0,8 % – як в'язкопружно-пластична.

Стабільність водних дисперсій гамма-опроміненого ПАА вивчено шляхом періодичного визначення реологічних характеристик розчинів, які приготовлено на водах різної мінералізації і які зберігалися в кімнатних умовах на світлі. Установлено, що протягом трьох років не спостерігається зміна реологічних характеристик полімерних дисперсій у водах із загальною мінералізацією до 130-150 г/л.

Термостійкість розчинів визначено на консистометрі КЦ-3 і дериватографічним методом. Деструкція полімеру настає при температурі 180°C незалежно від мінералізації води. При нижчих температурах водні дисперсії гамма-опроміненого ПАА термостійкі.



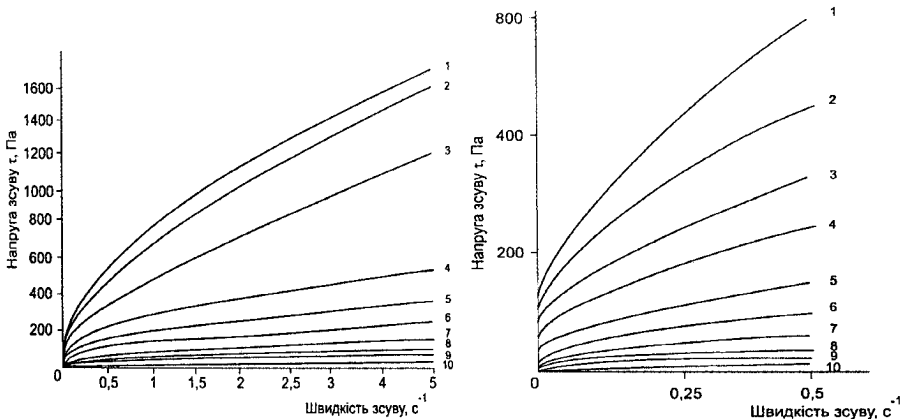
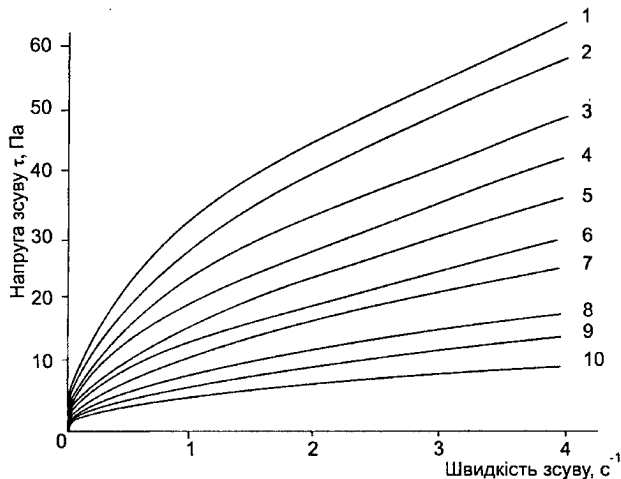


Рис. 6.119 – Залежності напруги зсуву від швидкості зсуву водної дисперсії гамма-опроміненого ПАА за різних концентрацій, %: 1 – 1,0; 2 – 0,9; 3 – 0,8; 4 – 0,7; 5 – 0,6; 6 – 0,5; 7 – 0,4; 8 – 0,3; 9 – 0,2; 10 – 0,1

Рис. 6.120 – Залежності напруги зсуву від швидкості зсуву водного розчину ПАА (ТУ 6-01-1049-81) за різних концентрацій, %:  
 1 – 1,0; 2 – 0,9; 3 – 0,8;  
 4 – 0,7; 5 – 0,6; 6 – 0,5;  
 7 – 0,4; 8 – 0,3; 9 – 0,2;  
 10 – 0,1



Механічної деструкції, яку оцінювали за наявності гістерезисних явищ при реологічних дослідженнях в області швидкостей зсуву до  $4 \text{ с}^{-1}$ , не спостережено.

Отже, використання водних дисперсій гамма-опроміненого ПАА обмежується пластовою температурою до  $180^\circ\text{C}$  і не обмежується величиною мінералізації пластових вод.

Технологічний процес із використанням розчинів гамма-опроміненого ПАА призначений для підвищення ефективності розробки тріщинуватих і тріщинувато-порових покладів нафтових родовищ з великою неоднорідністю продуктивних пластів і пластовою температурою до  $180^\circ\text{C}$ .

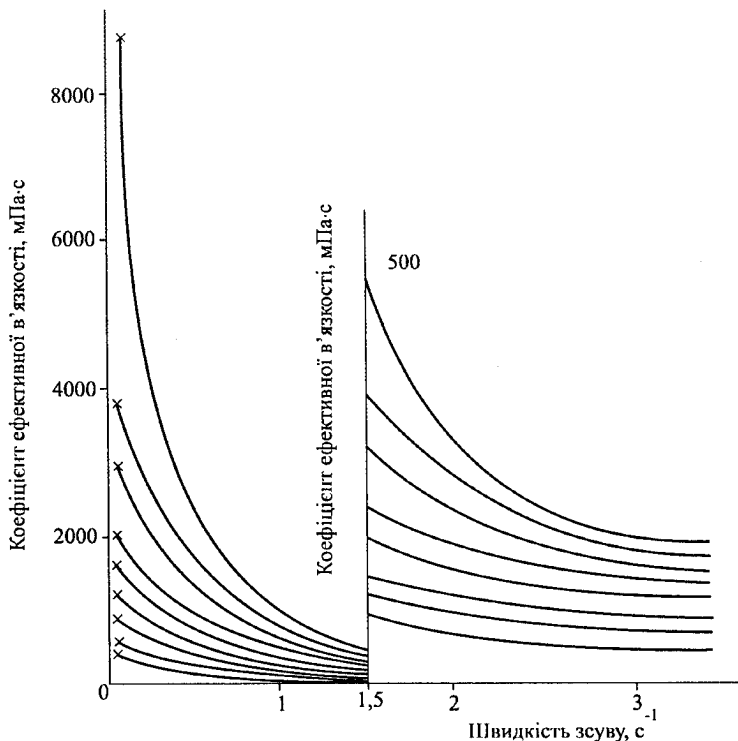


Рис. 6.121 – Залежності коефіцієнта ефективної в'язкості водної дисперсії гамма-опроміненого ПАА від швидкості зсуву за концентрацій, %: 1 – 1,0; 2 – 0,9; 3 – 0,8; 4 – 0,7; 5 – 0,6; 6 – 0,5; 7 – 0,4; 8 – 0,3; 9 – 0,2

Найбільший ефект при використанні водної дисперсії гамма-опроміненого ПАА може бути досягнуто на ранній стадії проривання нагнітальної води до видобувних свердловин. Технологічний процес забезпечує стабілізацію поточного видобутку нафти і підвищення коефіцієнта нафтовилучення на 5-8 % порівняно зі звичайним заводненням за рахунок збільшення охоплення заводненням продуктивних відкладів і вирівнювання контуру витіснення. Водну дисперсію гамма-опроміненого ПАА з метою підвищення нафтовилучення із покладів необхідно запомповувати в нагнітальні свердловини, які розташовані всередині контуру нафтоносності, за наявності яскраво виражених проривань води по високопровідних локальних тріщинах і каналах. Запомповувати водну полімерну дисперсію в законтурні нагнітальні свердловини недоцільно через непродуктивну витрату полімеру.

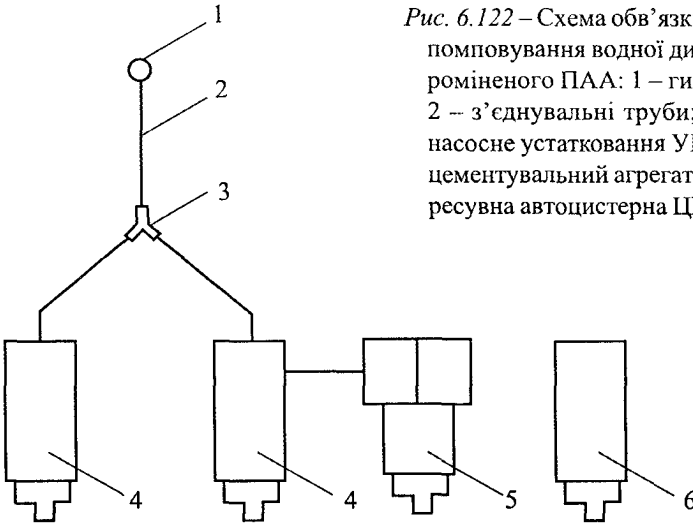
Нагнітальні свердловини не повинні мати порушень цементного кільця вище і нижче інтервалу перфорації, експлуатаційні колони повинні бути герметичними.

Запомповування водної дисперсії гамма-опроміненого ПАА в продуктивні пласти не вимагає додаткового захисту нафтопромислового устаткування, тому що дисперсії використовуваного реагенту мають корозійну активність однакову із запомповуваною водою.

Для реалізації запомповування дисперсного розчину гамма-опроміненого ПАА необхідно: а) провести контрольне вимірювання дебітів і обводненості видобувних свердловин, які реагуватимуть на запомповування реагенту в нагнітальну свердловину об'єкта діяння; б) провести термометричні випробування свердловин з метою визначення інтервалів приймальності в нагнітальній свердловині та інтервалів припливу у видобувних свердловинах; в) завчасно (за 1-2 місяця до початку робіт) здійснити запомповування індикаторної рідини в нагнітальну свердловину (наприклад, 5-10 %-ний розчин аміачної селітри в об'ємі 20-25 м<sup>3</sup>); г) після запомповування індикатора періодично відбирати проби води із продукції видобувних свердловин і досліджувати їх для контролю за рухом індикатора (за затвердженням графіком); г) виміряти пластові тиски в ряді свердловин; д) розрахувати необхідну кількість реагентів, техніки для виконання робіт і режимів запомповування реагентів; е) скласти план виконання робіт з обов'язковим затвердженням в органах Держгіртехнагляду.

При виконанні робіт із запомповування водної дисперсії гамма-опроміненого ПАА необхідно: а) зупинити нагнітання води в нагнітальну свердловину, яка вибрана для виконання робіт; б) встановити пакер для запобігання розриву експлуатаційної колони під час запомповування водно-полімерної дисперсії; в) підготувати свердловину до проведення запомповування реагенту (підтягнути фланцеві з'єднання; встановити манометри зі шкалою 0-40 МПа для вимірювання тиску запомповування в колоні насосно-компресорних труб і затрубному просторі); г) забезпечити наявність на свердловині розрахованої кількості реагенту, прісної води і промислової техніки; г) обв'язати агрегати (рис. 6.122) й опресувати лінії на півторакратний робочий тиск; д) замішати реагент у прісній воді з перемішуванням і додатковим подрібнюванням набухлого ПАА до створення водної полімерної дисперсії підвищеної в'язкості (для замішування 1 т гамма-опроміненого гелеподібного ПАА необхідно 10-12 м<sup>3</sup> прісної води); е) запомпувати у свердловину приготовлену водну полімерну дисперсію гамма-опроміненого ПАА (приготування і запомповування облямівок водних дисперсій гамма-опроміненого ПАА здійснюється безпосередньо на гирлі нагнітальної свердловини з використанням техніки нафтогазовидобувного підприємства; запомповування облямівок водних дисперсій гамма-опроміненого ПАА з концентрацією 0,6-0,8 % по основній речовині необхідно проводити при тисках, що не перевищують

Рис. 6.122 – Схема обв'язки агрегатів для за-  
помповування водної дисперсії гамма-опро-  
міненого ПАА: 1 – гирло свердловини;  
2 – з'єднувальні труби; 3 – трійник; 4 –  
насосне устаткування УН 1-630х700А; 5 –  
цементувальний агрегат ЦА-320М; 6 – пе-  
ресувна автоцистерна ЦР-20



величину тиску опресування експлуатаційної колони, у кількості 0,5-1,0 м<sup>3</sup> на 1 метр приймаючого інтервалу нагнітальної свердловини; обсяг облямівки уточнюється за результатами гідродинамічних розрахунків і дослідних робіт на даному родовищі чи на родовищах з подібними геолого-промисловими умовами); є) протиснути розчин прісною водою в обсязі 15-20 м<sup>3</sup>; ж) перевести свердловину під нагнітання води.

Після запомповування водної дисперсії гамма-опроміненого ПАА необхідно провести дослідження об'єкта діяння, а також здійснити оцінку ефективності процесу. Для оцінки ефективності виконаних робіт на об'єкті необхідно: а) виміряти дебіти і обводненості продукції усіх видобувних свердловин об'єкта; б) провести термометричні дослідження нагнітальної і сусідніх видобувних свердловин; в) зняти профіль приймальності нагнітальної свердловини. Для оцінки ефективності процесу використовується залежність середньодобового видобутку нафти на відпрацьований свердловино-день від часу і характеристики витіснення.

Дослідно-промислове випробування технології проведено в полях нагнітальних свердловин №4-Довб. Довбушанського родовища і №905-Сх. Східницького родовища.

У полі нагнітальної свердловини №4-Довб. менілітового покладу Довбушанського нафтового родовища знаходяться навколишні видобувні свердловини № 9-Довб., 70-Довб., 88-Довб., 93-Довб., 128-Довб. Поле знаходиться в південно-західній частині Делятинського блоку Довбушанско-Бистрицької складки. Складка крутоспадна. Перепад висот між свердловинами №№9-Довб. і 128-Довб. при відстані між ними 625 м

становить 300 м. Падіння складки поширюється з північного заходу на південний схід. Глибина залягання 2400-2700 м. Поклад складений піско-виками і алевролітами з коефіцієнтами проникності  $10,5 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> і пористості 13%. Товщина відкладів змінюється в межах від 5,6 до 42,2 м за середньої значини 23,9 м. Введенням у нагнітальну свердловину № 4-Довб. індикатора встановлено наявність окремих високопровідних тріщин, що знижують ефективність заводнення.

Запомповування водної полімерної дисперсії гамма-опроміненого ПАА розпочато 06.07.1987 р. і здійснювалося з використанням існуючої техніки нафтовидобувного підприємства. Приготування водної дисперсії гамма-опроміненого ПАА виконували змішуванням попередньо подрібненого полімеру з водою безпосередньо перед його запомповування. Для приготування полімерної дисперсії використали 2 тонни гелеподібного гамма-опроміненого ПАА і 16 м<sup>3</sup> прісної води.

Дослідно-промислова реалізація технологічного процесу забезпечила покращення процесу витіснення нафти водою, що виразилось у зниженні обводненості видобуваної продукції і збільшенні видобутку нафти по свердловинах. Математичне оброблення фактичних даних до запомповування водної полімерної дисперсії з виведенням прогнозних показників (рис. 6.123) і зіставлення останніх із фактичними даними показало, що протягом дев'яти місяців після запомповування у свердловину № 4-Довб.

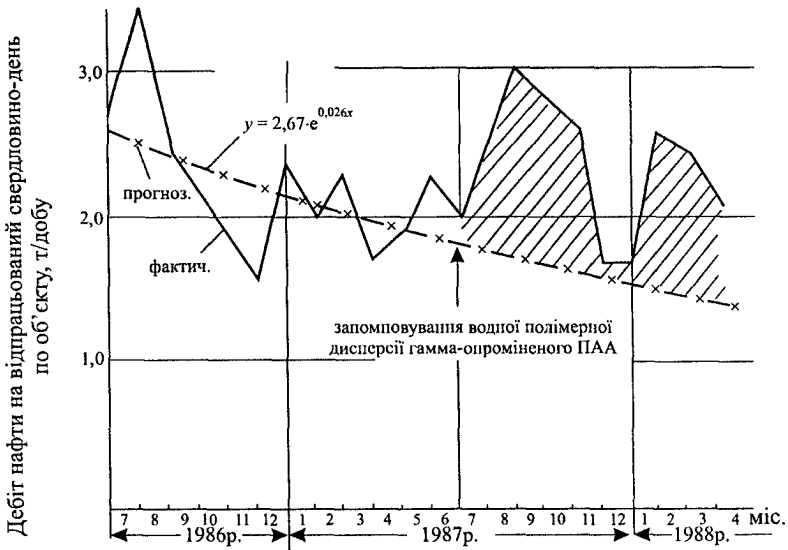


Рис. 6.123 – Залежність дебіту нафти у часі по дослідній ділянці свердловини №4-Довб. Довбушанського нафтового родовища до і після запомповування водної дисперсії гамма-опроміненого ПАА

водної полімерної дисперсії із свердловин №№ 9-Довб., 70-Довб., 88-Довб., 93-Довб. і 128-Довб. додатково видобуто 891 т нафти.

У полі нагнітальної свердловини № 905-Сх. ямненських відкладів Урицького покладу Східницького родовища знаходяться навколишні видобувні свердловини № 892-Сх., 693-Сх., 893а-Сх., 894-Сх., 895-Сх., 911-Сх., 915-Сх. і 917-Сх. Ці відклади є основним нафтонасиченим горизонтом на Східницькому нафтовому родовищі, складені світлим товстоплитчастим або масивним, порівняно сипким, кварцевим пісковиком з чергуванням із підлеглими пропластками світло-сірих, дуже щільних дрібнозернистих пісковиків, глинистих алевролітів, в яких розсіяні гравій, дрібна галька страмбергських вапняків і кварцового сланцю; зустрічаються прошарки аргелітів. Пачка порід ямненської свити добре прослідковується по площі даного родовища. Повна товщина відкладів ямненської свити становить більше 100 м. Глибина залягання нафтового покладу – 200-500 м. Коефіцієнт пористості ямненських пісковиків коливається від 10,6 до 20,8 % (в середньому 14,8 %), коефіцієнт проникності – від 0,001 до 0,68 мкм<sup>2</sup>, залишкова водонасиченість – від 0 до 49,8 % (в середньому 22,8 %). Промисловими дослідженнями встановлено наявність у даному об'єкті окремих високопровідних тріщин і каналів. Так, у свердловині №892-Сх., яка розташована на відстані 75 м від нагнітальної свердловини № 905-Сх., спостерігається підняття рівня рідини через 15-20 хв. після запомповування води.

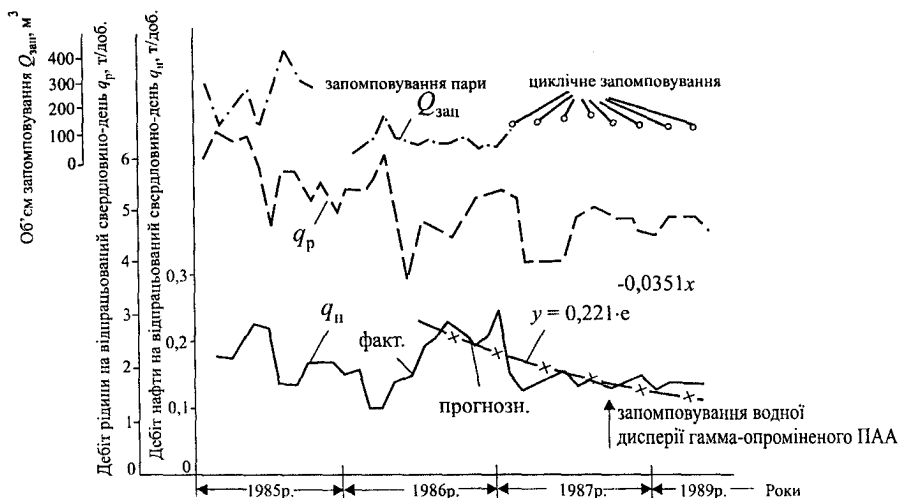


Рис. 6.124 – Показники розробки дослідної ділянки свердловини №905-Сх. на Східницькому нафтовому родовищі до і після запомповування водної дисперсії гамма-опроміненого ПАА

Роботи розпочали 22.12.1987 р. Для приготування розчину використали 3,5 т гамма-опроміненого ПАА і 40 м<sup>3</sup> прісної води. Всього у свердловину запомпували 43,5 м<sup>3</sup> полімерної водної дисперсії.

Дослідно-промислова реалізація технології уможливила покращити процес витіснення нафти водою, що виразилось у деякій стабілізації видобутку нафти по свердловинах даного об'єкта (рис. 6.124).

## **6.14 Технології ізоляції пластів із застосуванням пакерів**

### ***6.14.1 Технологія розмежування пластів за допомогою вибухових пакерів***

У процесі ремонту свердловини для розмежування (відділення, ізоляції) різних пластів або для забезпечення оперативного і успішного виконання окремих технологічних операцій іноді виконують спеціальні геофізичні роботи, мета яких встановити розмежувальні корки (пробки, мости) у стовбурі свердловини за допомогою вибухових пакерів. Розмежувальні корки у видобувних і нагнітальних свердловинах уможливають ізолювати обводнені інтервали продуктивного пласта, відремонтувати зношені ділянки труб, а також створити штучний вибій у свердловині [390].

Вибуховий пакер являє собою герметичний металевий корпус, який містить заряд вибухового порошу з електрозапалювачем, і опускається у свердловину на геофізичному кабелі. Під час вибуху тиском порохових газів корпус пакера незворотно деформується до міцного зчеплення з внутрішньою стінкою обсадної труби, створюючи надійне розмежування. Одночасно відбувається автоматичне від'єднання корпусу від кабельного наконечника і вантажу.

За способом з'єднання з внутрішньою поверхнею обсадної труби і за технологічними можливостями вибухові пакери підрозділяються на такі типи: а) безманжетні з деформівним корпусом – призначені для встановлення в колоні розмежувальних корків (пробок, мостів); б) безманжетні, кільцеві з наскрізними отворами – призначені для ізоляції (відділення) окремих інтервалів пласта; в) манжетні і шліпсові – для встановлення систем розмежувальних елементів, штучних вибоїв і для ремонту зношених ділянок труб.

Вибухові пакери витримують заданий перепад тиску і тривало зберігають герметичність свердловини. Для підвищення надійності розмежувального корка над пакером із допомогою желонки, яка опускається

разом із ним, встановлюють додатковий цементний корок висотою 2-3 м. У даний час застосовуються наступні вибухові пакери.

*Вибуховий пакер* ВП (табл. 6.81) є найбільш простим і надійним. Вибухові пакери призначені для встановлення у свердловинах, закріплених обсадною колоною, з метою відокремлення пластів у розвідувальних та експлуатаційних свердловинах, для ізоляції інтервалу або його частини в експлуатаційних і нагнітальних свердловинах, для уможливлення почергового їх випробування знизу вгору, тобто вони застосовуються для встановлення розмежувальних корків з метою переходу на експлуатацію вищезалеглого пласта, оперативного регулювання обводненості продукції свердловини, виключення надходження витіснювальних агентів у нижні об'єкти розробки тощо. Найбільш доцільним є застосування пакерів з одночасним заливанням зверху цементним розчином за допомогою желонки.

Таблиця 6.81 – Технічні характеристики вибухових пакерів типу ВП

Параметр	ВП88	ВП92	ВП102	ВП110	ВП118	ВП135
Зовнішній діаметр корпусу, мм	88	92	102	110	118	135
Внутрішній діаметр обсадної труби, мм:						
мінімальний	93,6	100,3	109	117,7	125,2	144
максимальний	98,3	102,3	115	124	133	152
Максимально допустимий гідростатичний тиск, МПа	60	60	60	60	60	60
Максимальна різниця гідростатичних тисків над і під пакером, МПа	15	15	15	15	15	15
Максимальна допустима температура навколишнього середовища, °С	120	120	120	120	120	120
Максимально допустиме осьове навантаження, кН	1140	1230	1560	1810	2080	2720
Довжина, мм	475	490	535	570	605	605
Маса, кг	5,15	6,30	7,90	9,64	11,62	15,68

Вибухові пакери мають корпус, виготовлений із алюмінієвого сплаву, який на заданій глибині у свердловині під час вибуху деформується під дією тиску порохових газів до міцного зчеплення зі стінками обсадної труби. Вибухові пакери оснащені вузлом автоматичного відчеплення від геофізичного кабелю з кабельною голівкою, вантажем (корпус перфоратора) та перехідником, які витягуються зі свердловини та використовуються багаторазово. Залишені у свердловині деталі вибухових пакерів за необхідності ліквідують розбурюванням. Зарядом слугує димний порох, масу якого для кожного типорозміру пакера розраховують за спеціальними графіками в залежності від внутрішнього діаметра, товщини стінки обсадної труби і гідродинамічного тиску в інтервалі встановлення. Загоряння заряду здійснюють за допомогою електрозапалювача ЕВПТ.



Мінімальна і максимальна маси одного заряду становлять відповідно 0,4-0,62 і 0,65-1,03 кг. Шість типорозмірів пакера дають змогу встановлювати розмежувальні корки в переважній більшості свердловин.

*Пакер вибуховий експлуатаційний ПВЕ* (табл. 6.82) на відміну від пакера ВП має в центрі вздовж корпусу наскрізний отвір для проходження через нього насосно-компресорних труб і геофізичних приладів на кабелі. Він призначений для ізоляції середніх і верхніх обводнених інтервалів продуктивного розрізу у свердловині, для переведення фонтанних свердловин на газліфтний спосіб експлуатації, для експлуатації високодебітних свердловин через додатковий стовбур, для запомповування рідини через насосно-компресорні труби, для ізоляції місць порушення герметичності експлуатаційної колони.

Таблиця 6.82 – Технічні характеристики експлуатаційних вибухових пакерів типу ПВЕ

Параметр	ПВЕ118	ПВЕ135	ПВЕ146	ПВЕ182
Зовнішній діаметр корпусу, мм	118	135	146	182
Внутрішній діаметр обсадної труби, мм:				
мінімальний	125,7	144,7	155,8	195,1
максимальний	133,0	152,3	163,8	205,1
Максимально допустимий гідростатичний тиск, МПа	147	147	147	147
Максимально допустима температура навколишнього середовища, °С	150	150	15	150
Перепад тиску над і під пакером, МПа	50	50	35	35
Допустиме осьове навантаження на зсув, кН	500	500	750	1000
Довжина, мм	900	900	915	1000
Маса, кг	34,4	48,4	59,9	93,6

*Кільцевий вибуховий пакер КВП* (табл. 6.83), як і пакер ПВЕ, має наскрізний прохідний отвір і призначений для ізоляції верхнього чи середнього пласта або його частини в експлуатаційних і нагнітальних свердловинах, а також для розмежування (від'єднання, відділення) пошкодженої ділянки обсадних труб у цих свердловинах. Конструктивно він виконаний у вигляді двох вузлів, кожний з яких є самостійним ущільнювальним пристроєм. Під дією тиску порохових газів верхнє і нижнє ущільнення незворотно деформуються до повного прилягання до стінки свердловини, ізолюючи пошкоджену ділянку обсадної труби.

Пакер призначено для відключення верхніх або середніх пластів товщиною до 17 м. Після його встановлення діаметр прохідного отвору зменшується до 82 мм для 146-міліметрових колон і до 100 мм для 168-міліметрових колон.

*Шліпсовий вибуховий пакер ВПШ* (табл. 6.84) характеризується підвищеною прохідністю, завдяки малому зовнішньому діаметру, і максимальною уніфікацією з пакерами інших типів. Він призначений для вста-

Таблиця 6.83 – Технічні характеристики кільцевих вибухових пакерів типу КВП

Параметр	КВП 118	КВП 135
Зовнішній діаметр корпусу, мм	118	135
Внутрішній діаметр обсадної труби, мм:		
мінімальний	125,2	144
максимальний	133	152
Довжина верхнього вузла, мм	700	700
Довжина нижнього вузла, мм	700	740
Максимальний допустимий гідростатичний тиск, МПа	30	30
Максимальна температура навколишнього середовища, °С	120	120
Максимальний тиск у пласті, який підлягає ізоляції, МПа	20	20
Максимальне допустиме осьове навантаження на встановлений у свердловині пакер, кН	500	500
Максимальний діаметр прохідного перерізу у свердловині після встановлення пакера, мм	82	100
Маса, кг	45	65

Таблиця 6.84 – Технічна характеристика шліпсових вибухових пакерів типу ВПШ

Параметр	ВПШ 82	ВПШ 102
Зовнішній діаметр корпусу, мм	82	102
Внутрішній діаметр обсадної труби, мм:		
мінімальний	88	109
максимальний	98	122
Максимальний допустимий гідростатичний тиск, МПа	150	150
Максимальна допустима температура навколишнього середовища, °С	200	200
Максимальна різниця гідростатичних тисків у частинах свердловини, розділених пакером, МПа	50	50
Довжина, мм	375	404
Маса, кг	9,6	15,6

новлення розмежовувальних корків у разі поінтервального випробування експлуатаційних об'єктів у свердловинах за екстремальних геолого-технічних умов.

Пакер вибуховий цементувальний ПВЦ (табл. 6.85) призначений для ізоляції верхніх інтервалів продуктивного розрізу у свердловині з метою експлуатації нижніх пластів, для встановлення герметичного корка над пластом у разі переходу на випробування вищезалеглого об'єкта і для запомповування в привибійну зону цементного розчину під тиском. Завдяки наявності зворотного клапана, запомпований у свердловину цементний розчин після скидання тиску не вимивається із-під пакера. Герметичність посадки насосно-компресорних труб на пакер забезпечується встановленням додаткової гумової кулі. Прохідний канал після встановлення пакера може залишатися відкритим, або герметично перекривається в залежності від виду використовуваної з'єднувальної шпильки. Вид і типорозмір вибухового пакера вибирається в залежності

від мети технологічної операції, яка передбачена ремонтними роботами у свердловині, з урахуванням внутрішнього діаметра колони в інтервали встановлення корка.

Таблиця 6.85 – Технічні характеристики цементувальних вибухових пакерів типу ПВЦ

Параметр	ПВЦ 110	ПВЦ 118	ПВЦ 135
Зовнішній діаметр корпусу, мм	110	118	135
Внутрішній діаметр обсадної труби, мм:			
мінімальний	117,7	125,2	144
максимальний	124	133	152
Максимальний допустимий гідростатичний тиск, МПа	150	150	150
Максимальний допустимий тиск цементування, МПа	30	30	30
Максимальна допустима температура навколишнього середовища, °С	150	150	150
Мінімальний діаметр прохідного отвору в штоку пакера, мм	25	25	25
Довжина, мм	605	605	625
Маса, кг	22,5	24,6	31,7

Застосування вибухових пакерів є неефективним в інтервалах деформованих, зруйнованих, зношених, необчищених від цементної кірки і відкладів солей обсадних колон. Тому перед роботами з їх встановлення повинні здійснюватись шаблонування і дослідження технічного стану колони.

Розглянемо *приклад застосування* вибухових пакерів типу ВП для ізоляції обводнених пластів у свердловинах Гнідинцівського родовища, яке характеризується високим ступенем проникнісної неоднорідності продуктивних горизонтів по розрізу, пошировим характером вироблення запасів нафти із пластів від низу до верху. До ускладнень, які характерні цементним заливанням (див. вище), застосування пакерів не призводило [211].

Спочатку для дослідження умов застосування на поверхні відстріляли пакер і його корпус діаметром 88 мм попередньо випробовували на міцність зчеплення з колоною та на герметичність розмежування [211]. Для цього з одного боку до відрізка колони, в якій він був запресований, приварювали фланець, і в порожнині, що утворилася, підвищували тиск. Така конструкція витримала тиск 25 МПа протягом 1 год. При підвищенні тиску до 27,5 МПа пакер почав витискуватися з труби, причому в процесі витискування тиск підвищувався до 45 МПа. Порушення цілості колони не відбулося.

Глибини встановлення пакерів на Гнідинцівському родовищі вибирали після ретельного аналізу результатів дослідження свердловин і пластів.

Пакер, як правило, встановлювали навпроти природних екранів – глинистих ущільнених прошарків.

Вибухові пакери типу ВП були встановлені в 53 видобувних свердловинах [211]. Для виконання ізоляційних робіт у корпус пакера засипали необхідну масу порошу. Пакер опускали у свердловину на одножильному броньованому кабелі. Після опускання пакера на задану глибину від поданого по кабелю електроімпульсу спрацьовує електрозапальник, який запалює пороховий заряд. Під дією надлишкового тиску порохових газів корпус пакера необоротно деформується до міцного зчеплення з внутрішніми стінками колони. Це створює надійне розмежування пластів в експлуатаційній колоні. Деталі вибухового пакера (корпус, корок і накидна гайка), які залишаються у свердловині, виконано з алюмінієвого сплаву і за необхідності вони можуть бути легко розбурені.

На Гнідинцівському нафтовому родовищі ізоляція пластових вод у свердловинах за допомогою вибухового пакера дала позитивні результати. Сумарний технологічний ефект від ізоляції обводнених пластів становив 487,7 тис. т нафти. Дані про результати встановлення пакерів типу ВП по деяких видобувних свердловинах Гнідинцівського родовища приведено в табл. 6.86.

Вибуховий пакер за відповідних умов (пошарова фільтрація в неоднорідному об'єкті) можна застосовувати для оперативного регулювання вироблення запасів нафти із складних неоднорідних покладів. Ізоляція обводнених пластів пакерами типу ВП на відміну від цементних заливань не погіршує колекторських властивостей нефтонасиченої частини пласта. Неодмінною умовою успішного застосування вибухових пакерів є якісна ізоляція пластів цементним кільцем за колоною.

Аналіз результатів регулювання процесу розробки покладів нафти горизонтів П-1+2, П-3, К-1 і К-2 Гнідинцівського родовища шляхом ізоляції у свердловинах обводнених пластів (прошарків) цементним заливанням під тиском і встановленням вибухових пакерів показав вищу ефективність застосування пакерів порівняно із цементними заливаннями для геолого-фізичних умов витіснення нафти із покладів горизонтів П-1+2, П-3 і К-1. У цілому по родовищу фактичні відбори нафти значно перевищували проектні.

На стадії регулювання розробки із застосуванням вибухових пакерів обводненість видобуваної рідини була в 2-3 рази нижчою від розрахункової. По всіх горизонтах простежувалося зниження технологічного ефекту від повторних робіт. Ефективність робіт по свердловинах горизонту П-1+2 і горизонту П-3 приблизно однакова, а по покладах горизонтів К-1 і К-2 вона є набагато нижчою. Це пояснюється шаруватою (чергування пластів пісковиків і глини) будовою продуктивних горизонтів. Анізотропія горизонтів К-1 і К-2 є значно нижчою, ніж анізотропія горизонтів

Таблиця 6.86 – Результати відключення обводнюваних пластів вибуховими пакерами на Гнідинцівському родовищі

Номер свердловини	Інтервал перфорації, м	Глибина встановлення пакера ВП, м	Внутрішній діаметр колони, мм	До встановлення ВП		Після встановлення ВП	
				Дебіт нафти, т/добу	Обводненість продукції свердловини, %	Дебіт нафти, т/добу	Обводненість продукції, %
19	1728-1765	1740	130	7	97	96	0
						150	0*
						95	17**
24	1748-1770	1762	126	5	98	81	48
38	1758-1770	1762	126	28	86	177	19
39	1754-1778	1768	130	Простоювання через обводнення		121	0
						130	0*
						121	0**
48	1744-1779	1769	126	19	91	110	41
		1774	130	54	40	128	30*
55	1724-1754, 1768-1784	1774	130	54	40	145	11**
						192	18
						206	37*
55	1724-1754 1768-1774	1772	130	27	55	196	20**
						191	15
56	1740-1755	1745	132	6	98	215	2
62	1772-1785	1777	126	80	62	162	2
91	1774-1788	1783	150	45	80	123	10
124	1775-1772	1764	132	20	90	110	13

Примітки – \* Другий місяць роботи. \*\* Третій місяць роботи

П-1+2, П-3. Певна закономірність у зміні колекторських властивостей (підвищення коефіцієнта проникності порід зверху вниз по розрізу) і експлуатація свердловин з низькими депресіями тиску на вибоях виявилися сприятливими геолого-фізичними чинниками для регулювання розробки покладів відключенням обводнених пластів (прошарків) шляхом встановлення цементних мостів під тиском або вибухових пакерів типу ВП. На пізній стадії розробки цей метод регулювання процесу розробки продуктивних пластів себе вичерпав, оскільки залишкові нафтонасичені товщини порівняно однорідні по розрізу, приурочені до покрівельних частин нафтових покладів.

Енергія вибуху використовується не тільки для встановлення пакерів, але і для деформування обсадних колон з метою усунення затрубної

циркуляції, а також для протискування в пласт тампонувального матеріалу, котрий доставляється у колоні на вибій [5].

#### **6.14.2 Технологія відключення високонапірних пластів із застосуванням розбурюваних пакерів-відсікачів**

Розбурювані пакери-відсікачі конструкції інституту ТатНИПІнефть (Татарстан) призначені для тимчасового відключення обводнених верхніх, проміжних і нижніх пластів теригенних і карбонатних відкладів із високим пластовим тиском (вище гідростатичного), а також для герметизації експлуатаційних колон у видобувних і нагнітальних свердловинах. Вони дають змогу забезпечити нагнітання ізоляційного матеріалу в конкретно вибраній обводнений пласт, виключити ефект „поршнювання”, який виникає під час піднімання пакера, забезпечити твердіння ізоляційного матеріалу під тиском і, як результат, якісно відключити пласт [172, 290].

*Принцип спрацювання пакера* полягає в наступному. Пакер у зібраному вигляді на колоні НКТ опускають у свердловину на задану глибину. Тоді в колону НКТ нагнітають рідину, під тиском якої деформуються ущільнювальні манжети, які притискаються до стінки обсадної колони і герметизують кільцевий простір між корпусом пакера і обсадною колоною. За тиску 16-17 МПа зрізаються штифти і пакер шліпсами фіксується в обсадній колоні. За тиску 18-20 МПа пакер кінцево заякорюється, а внаслідок зрізання штифтів відокремлюється посадочний інструмент від пакера. У той же час відкривається засувка відсікаючого клапана, що дає змогу нагнітати тампонажний матеріал у підпакерну зону без витягування приймального клапана із колони НКТ.

Пакери випускаються у двох модифікаціях: із відсікаючим клапаном (ПР-К) і з заглушкою (ПР-Г) для умовних діаметрів обсадних колон 146 і 168 мм (відповідно діаметри 118, 122, 136 і 140 мм).

Для відключення нижнього пласта опускають тільки один пакер; для відключення верхнього і проміжного пластів опускають два пакери; у випадку усунення пошкоджень експлуатаційної колони в конкретному випадку опускають один або два пакери.

*Технологія робіт* у випадку відключення верхнього або проміжного пластів є такою. Спочатку шаблонується експлуатаційну колону, застосовуючи суцільний шаблон довжиною 2 м і діаметром 124 мм для 146-мм колони і 144 мм для 168-мм колони, опресовують НКТ на тиск 20 МПа, райбером (або щіткою) проробляють інтервал встановлення пакера і промивають стовбур свердловини.

Відтак пакер (із заглушкою) з'єднують із посадочним інструментом, репером і на НКТ зі швидкістю не більше 0,5 м/с опускають пакер на таку глибину, щоб гумовий елемент пакера знаходився на 1,5-2 м нижче

пласта, який підлягає відключенню. За репером перевіряють глибину розміщення пакера, протягом 5-10 хв. промивають інтервал посадки пакера шляхом нагнітання рідини в НКТ. У свердловинах, які заглушені обважненим глинистим розчином густиною 1300-1500 кг/м<sup>3</sup>, здійснюють промивання стовбура пластовою водою так, щоб перед посадкою пакера глинистий розчин піднявся вище місця встановлення пакера на 150-200 м. Відтак створюють тиск у НКТ до 18-20 МПа і тим самим здійснюють посадку пакера і заякорювання його в експлуатаційній колоні та звільняють посадочний інструмент від пакера.

Після цього піднімають НКТ з посадочним інструментом та репером і аналогічно встановлюють другий (верхній) пакер (з відсікаючим клапаном). Гумовий елемент пакера повинен знаходитися на відстані 3-5 м вище покрівлі відключуваного верхнього пласта або 1,5-2 м вище відключуваного проміжного пласта. За репером перевіряють глибину розміщення пакера, кидають у НКТ приймальний клапан, створюють тиск до 20 МПа для посадки і заякорювання пакера, перевіряють герметичність пакера за відкритого затрубного простору на тиск 15 МПа і визначають приймальність відключуваного пласта за тисків 10; 12,5; 15 МПа.

Тоді припіднімають НКТ на 2,5-3 м, нагнітають у них ізоляційний матеріал до моменту підходу його до вільного кінця НКТ, опускають НКТ на 2,5-3 м і затискують ізоляційний матеріал в перфорований інтервал між обома пакерами, не залишаючи його в НКТ. Потім припіднімають НКТ на 2,5-3 м вище верхнього пакера, здійснюють зворотне промивання, а відтак повністю піднімають НКТ з посадочним інструментом і залишають свердловину для твердіння ізоляційного матеріалу.

Тоді за допомогою секційного турбобура з фрезою розбурюють верхній пакер і корок із ізоляційного матеріалу до нижнього пакера, промивають свердловину, перевіряють герметичність відключеного пласта, наприклад, методом зниження рівня.

У випадку якісного відключення також розбурюють нижній пакер і освоюють свердловину.

Якщо відключення виявилось неякісним, то повторюють операції зі встановленням верхнього пакера, нагнітання ізоляційного матеріалу та розбурювання нижнього пакера.

Допускається замість встановлення нижнього пакера заповнювати експлуатаційну колону піском до нижніх перфораційних отворів відключуваного пласта.

Для встановлення пакера відстань між двома перфорованими пластами повинна бути не меншою 3 м, а товщина відключуваного пласта – більшою 1,5 м.

## ГЛАВА 5

**НАУКОВІ ОСНОВИ УПРАВЛІННЯ МІЖСВЕРДЛОВИНИМИ ПОТОКАМИ  
 ФЛЮІДІВ І СПОСОБИ СТВОРЕННЯ МІЖСВЕРДЛОВИНИХ  
 ПОТОКОВІДХИЛЮВАЛЬНИХ БАР'ЄРІВ** ..... 5

<b>5.1 Теоретичні основи процесу тампонування тріщин</b> .....	5
5.1.1 Гідравлічна модель руху дисперсної системи й утворення шару твердих частинок у вертикальній тріщині .....	6
5.1.2 Математична модель руху гранул дисперсної системи в тріщинах ...	12
Рівняння матеріального балансу .....	13
Математична модель кінетики кольматації тріщин .....	15
Рівняння руху дисперсної системи в тріщині .....	22
5.1.3 Нелінійна фільтрація рідини до свердловини в деформівному тріщинувато-пористому пласті .....	24
5.1.4 Аналіз математичних моделей процесу тампонування тріщин ....	28
Математична модель процесу тампонування тріщин (нерівноважні умови) .....	28
Математична модель тампонування тріщин (рівноважні умови) ...	34
5.1.5 Імовірнісно-статистична модель надходження дисперсних систем у тріщинувато-пористе середовище і його кольматації .....	40
5.1.6 Імовірнісно-статистичне обґрунтування та розрахунок допустимої концентрації дисперсної фази для надходження її в пористе середовище пласта .....	49
Ідеалізована модель .....	53
Реальна модель – полідисперсна система і полірозмірне пористе середовище .....	55
Нормальний закон статистичного розподілу розмірів пор і частинок .....	58
Визначення параметрів розподілу розмірів пор пористого середовища .....	61
Визначення дисперсного складу матеріалів і оброблення результатів .....	63
5.1.7 Аналітичне обґрунтування складних статистичних розподілів коефіцієнта проникності тріщинувато-пористого пласта і розподілу розкриття тріщин .....	66
Розподіл розкриття тріщин .....	66
Аналіз фактичних даних дослідження ядерного матеріалу і свердловин .....	69
Розділення складного неоднорідного .....	81
розподілу параметрів пласта .....	81
Розділення неоднорідних розподілів коефіцієнтів проникностей стосовно до тріщинувато-пористого пласта .....	86
Деякі задачі, пов'язані з нестійкими законами розподілу випадкових величин і з різними законами .....	94
Узагальнення отриманих результатів .....	97



5.1.8	Методика оброблення індикаторних діаграм свердловин за наявності тріщин у пласті і визначення коефіцієнта тріщинної проникності .....	97
5.1.9	Розрахунок приросту коефіцієнта нафтовилучення після тампонування високопроникних каналів .....	116
<b>5.2</b>	<b>Фізичні основи процесу тампонування тріщин</b> .....	<b>118</b>
5.2.1	Дослідження впливу тампонування тріщин на обмеження припливу води і нафтовилучення .....	118
	Оцінка впливу різнотріщинуватості пласта на процес заводнення ....	119
	Оцінка повноти витіснення нафти в залежності від ступеня тампонування тріщин і місця встановлення бар'єру .....	123
5.2.2	Фізичне моделювання процесу утворення зернистого шару в тріщині .....	135
5.2.3	Тампонування високопровідних тріщин пласта при застосуванні методів підвищення нафтовилучення .....	141
5.2.4	Вимоги до дисперсних систем, які використовуються для вибіркового, керованого тампонування високопровідних тріщин тріщинувато-пористого пласта .....	147
	Класифікація дисперсних систем .....	147
	Відповідність дисперсної системи критеріям вибіркової і керованої кольматації .....	149
	Нульова плавучість дисперсної фази .....	151
	Вартісна вимога .....	152
	Технологічні вимоги .....	153
<b>5.3</b>	<b>Технологічні основи і способи тампонування керованими дисперсними системами високопровідних тріщин і каналів у між свердловинних зонах пласта</b> .....	<b>154</b>
5.3.1	Постановка проблеми .....	154
5.3.2	Спосіб розробки нафтових покладів із тріщинувато-пористими колекторами .....	159
5.3.3	Технологічні схеми і способи тампонування тріщин дисперсними матеріалами .....	165
	Запомповування дисперсної системи в нагнітальні свердловини ...	165
	Запомповування дисперсної системи у видобувні свердловини ...	165
	Системне запомповування дисперсної системи у видобувні і нагнітальні свердловини .....	166
	Спосіб тампонування окремих мегатріщин .....	173
	Спосіб тампонування тріщин композицією різнодисперсних систем .....	173
	Спосіб тампонування тріщин пластичними дисперсними матеріалами .....	174
	Спосіб тампонування тріщин пласта запомповуванням водної суспензії пом'якшувача і водонафтової емульсії .....	179
	Спосіб тампонування тріщин пласта дисперсними матеріалами з різною плавучістю .....	183
	Спосіб тампонування тріщин з використанням полівінілового спирту .....	187

Спосіб тампонування тріщин матеріалом, розчинним у витіснювальному агенті при підвищенні температури .....	189
Спосіб тампонування тріщин високотемпературного тріщинувато-пористого пласта .....	190
Способи тампонування тріщин та інших порожнин спінованими дисперсними матеріалами .....	203
Спосіб створення потоковідхилювальних бар'єрів в охолоджених пластах запомповуванням теплоносія .....	208
Спосіб тампонування тріщин у поєднанні із внутрішньопластовим горінням .....	209
Спосіб вирівнювання штучної межі вуглеводнів (нафти, газу) і підшовної води шляхом створення екрана-блокади .....	210
Спосіб регулювання відбирання нафти із проникнісно-неоднорідного пористого колектора переміжним запомповуванням води і нафти чи водонафтової емульсії ....	210
Спосіб збільшення охоплення розробкою продуктивних пористих пластів шляхом запомповування амбарних емульсій .....	211
<b>5.4</b> Визначення напрямків, швидкості фільтрації і об'ємів водопровідних каналів за допомогою індикаторів .....	216
<b>5.5</b> Прогнозування технологічних параметрів процесу створення міжсвердловинних потоковідхилювальних бар'єрів .....	227
<b>ГЛАВА 6</b>	
<b>ТЕХНОЛОГІЇ РЕМОНТНО-ІЗОЛЯЦІЙНИХ РОБІТ</b> .....	232
<b>6.1</b> Методи і технологічні схеми виконання ремонтно-ізоляційних робіт шляхом тампонування .....	232
Методи тампонування .....	232
Вимоги до технології робіт .....	233
Технологічні схеми робіт .....	237
Водоізоляційні рідинні матеріали .....	238
<b>6.2</b> Технологія виконання водоізоляційних робіт із застосуванням колтюбінгових устатковань .....	241
Загальна характеристика колтюбінгових устатковань .....	241
Основні виконувані технологічні роботи з ремонту свердловин ..	249
Водоізоляційні роботи в газових свердловинах .....	263
<b>6.3</b> Технологія ізоляції водоприпливів без підняття ліфтових труб із використанням гелеутворювальної суміші (ГУС) або вуглеводнево-цементного розчину (ВЦР) .....	265
Характеристика технології .....	265
Використання ГУС .....	267
Використання ВЦР .....	271
Вимоги з безпеки робіт і охорони довкілля .....	277
<b>6.4</b> Технологія обмеження припливу пластових вод із попереднім охолодженням привибійної зони пласта і використанням гіпано-формалінової суміші .....	278
<b>6.5</b> Технологія створення в пласті гідроізолювального тампона із змінною напругою зсуву .....	280
<b>6.6</b> Технологія селективної ізоляції обводнених пластів із використанням обернених бітумно-емульсійних і вапняно-бітумних розчинів як високов'язких слабкофільтрівних буферів .....	294

<b>6.7</b>	<b>Технологія обмеження припливу води у фонтанних свердловинах із продовженням періоду фонтанування</b>	297
<b>6.8</b>	<b>Технології ремонтно-ізоляційних робіт із використанням неорганічних твердіючих тампонажних розчинів</b>	298
6.8.1	Технологія встановлення цементних корків у свердловинах	298
	Призначення корків	298
	Технологія встановлення корків	299
	Особливості роботи в поглинальних свердловинах з використанням спеціальних тампонувальних сумішей	300
	Приклад встановлення цементних корків	302
6.8.2	Технології цементування свердловин під час капітального ремонту	305
	Мета, способи і технології цементування	305
	Ізоляція водоносних пластів при поглинанні рідини	312
	Цементування свердловин з малою приймальністю	313
	Підвищення проникальної здатності цементного розчину	314
	Способи тампонування	318
6.8.3	Обмеження надходження вод та ізоляція їх із використанням піноцементного розчину	321
	Технологічні основи	321
	Технологія робіт із використанням піноцементних розчинів	322
	Досвід виконання робіт	326
6.8.4	Технологія ремонтно-ізоляційних робіт із використанням аеросиловмісних тампонажних сумішей	331
6.8.5	Технологія вибіркової ізоляції припливу пластової води розбавленим цементним розчином	334
<b>6.9</b>	<b>Технології ремонтно-ізоляційних робіт із використанням твердіючих в'язучих тампонажних матеріалів на основі органічних речовин</b>	335
6.9.1	Технологія ремонтно-ізоляційних робіт із використанням смол ТСД-9 і ТС-10	335
	Технологічні схеми робіт	336
	Забезпечення селективності ізоляції	342
	Вибір рецептур тампонажних сумішей	343
6.9.2	Технологія усунення заклонних перетікань води в нафтових свердловинах кремнійорганічним водоізоляційним реагентом – продуктом 119-204	347
	Умови використання продукту 119-204	347
	Підготовчі роботи	348
	Технологія усунення перетікань	349
	Усунення неполадок	354
	Безпечне виконання робіт	355
6.9.3	Технологія водоізоляційних робіт із використанням кремнійорганічного продукту 119-204	356
	Технологія водоізоляційних робіт	357
	Адаптація технології	358
6.9.4	Технологія обмеження припливу води в нафтові свердловини кремнійорганічним продуктом 119-296Т	360

6.9.5	Технологія комплексного підвищення продуктивності обводнюваних свердловин із використанням кремнійорганічних водоізоляційних сумішей і кислотних композицій .....	365
	Суть технології .....	365
	Хімічні реагенти .....	366
	Методика вибору рецептур водоізоляційних сумішей на основі глікольових ефірів етилсилікатів та контролювання їх якості ...	368
	Вибір свердловин .....	371
	Технічні засоби і схеми монтажу обладнання .....	372
	Приготування водоізоляційних кремнійорганічних сумішей .....	374
	Приготування буферних рідин .....	377
	Приготування водоізоляційних гелеутворювальних сумішей (ГУС) .....	378
	Приготування кислотних композицій .....	379
	Приготування сумішей кислотних перфораційних середовищ ...	382
	Вибір комплексу діяння в залежності від геолого-фізичних умов і способу експлуатації свердловини .....	382
	Технологія попередньої ізоляції обводнених зон глікольовими ефірами етилсилікатів .....	387
	Технологія попередньої ізоляції обводнених зон сумішами етилсилікатів із продуктом І19-204 .....	389
	Технологія попередньої ізоляції обводнених зон продуктом І19-204 .....	390
	Технологія попередньої ізоляції обводнених зон сумішами ГУС із дозакріпленням кремнійорганічними реагентами .....	390
	Технологія наступного оброблення привибійної зони кислотними розчинами .....	391
	Технологія кислотного діяння шляхом вторинного розкриття продуктивних інтервалів пласта в кислому середовищі .....	392
	Можливі відхилення від нормального перебігу технологічного процесу .....	392
	Вимоги з безпеки робіт і охорони довкілля .....	393
6.9.6	Технологія ізоляції припливу води з використанням гідрофобного тампонажного матеріалу ГТМ-3 .....	397
6.9.7	Технологія ізоляції припливу підшовної води з використанням реагентів ТСЕ і ТСМ .....	399
6.9.8	Технологія ізоляції водоприпливів із використанням композиції поліуретанового клею і вуглеводневого розчинника .....	400
6.9.9	Технологія ремонтно-ізоляційних робіт в обсаджених свердловинах із використанням тампонажних сумішей з каучуковою крихтою ..	402
<b>6.10</b>	<b>Технології ремонтно-ізоляційних робіт із використанням гелеутворювальних тампонажних сумішей .....</b>	<b>408</b>
6.10.1	Технологія водоізоляційних робіт із використанням гіпану з електролітом .....	408
	Ізоляція пластових вод .....	409
	Створення водонепроникного екрана у водонафтовому або водяному пласті .....	412
	Ізоляція припливу води через канали негерметичності експлуатаційної колони .....	413

Спосіб приготування гіпану в промислових умовах .....	414
Безпечне виконання робіт .....	414
6.10.2 Технологія водоізоляції з використанням гіпано-формалінової суміші (ГФС) .....	415
6.10.3 Технології водоізоляційних робіт із використанням акриламід (матеріалу АМ-9) .....	418
6.10.4 Комплексна технологія обмеження водоприпливів та підвищення нафтовилучення з використанням гелеутворювальних сумішей (ГУС) на основі ПАА чи КМЦ .....	421
Суть технології .....	421
Технологія приготування ГУС .....	422
Вирівнювання профілю приймальності .....	423
Усунення заколонного перетікання води в нагнітальній свердловині .....	424
Оброблення видобувної свердловини .....	424
Вимоги з безпеки робіт та охорони довкілля .....	426
6.10.5 Технологія водоізоляційних робіт із використанням в'язкопружних сумішей (ВПС) .....	426
6.10.6 Технологія обмеження припливу пластових вод із використанням поліакриламід і сірчаноокислого алюмінію .....	430
6.10.7 Технологія створення водоізолювальних екранів заземленими полімерними композиціями .....	432
6.10.8 Технологія ущільнення заколонного простору свердловини підземного сховища газу .....	439
6.10.9 Технологія вирівнювання профілів припливу і поглинання у свердловинах із використанням композиції ріпол .....	442
6.10.10 Технологія ізоляції водоприпливу у видобувну свердловину з використанням водонабухаючого полімеру полікар .....	447
6.10.11 Технологія водоізоляційних робіт із використанням к ополімеру МАК-ДЕА .....	450
6.10.12 Технологія обмеження водоприпливів із використанням полімерного тампонажного матеріалу АКОР-Б 100 .....	453
6.10.13 Технологія водоізоляційних робіт із використанням суміші АКОР МГ .....	456
6.10.14 Технологія обмеження припливу води з використанням нафтосірчаноокислотної суміші (НСКС) .....	458
6.10.15 Технологія ізоляції припливу води з використанням селективних ізоляційних матеріалів без піднімання свердловинного устаткування .....	463
6.10.16 Технологія обмеження водоприпливів із використанням силікатних сумішей стосовно до глибокозалеглих високотемпературних пластів .....	466
6.10.17 Технологія селективного блокування припливу високомінералізованих і немінералізованих вод у газоконденсатних свердловинах .....	470
Технічні засоби і матеріали .....	472
Рецептури робочих розчинів .....	473
Технологія робіт .....	475

Вимоги з безпеки робіт і охорони довкілля .....	482
6.10.18 Технологія ремонтно-ізоляційних робіт із використанням аеросильно-лужних кремнезелей .....	484
6.10.19 Технологія обмеження припливу пластових вод із використанням сульфатного чорного шолоку .....	486
Технологія із використанням СЧЩ і ГРО .....	486
Технологія із використанням СЧЩ .....	486
Технологія з використанням СЧЩ і ССБ .....	488
6.10.20 Технологія усунення негерметичності обсадних колон свердловин на підземному сховищі газу з використанням латексно-полімерної суміші із наповнювачами .....	491
<b>6.11 Технології водоізоляційних робіт із використанням піні і емульсій .....</b>	<b>494</b>
6.11.1 Технологія обмеження припливу води у свердловину та інтенсифікації видобування нафти з використанням багатокомпонентної піни .....	494
Вимоги щодо вибору свердловин .....	495
Поверхнево-активні речовини, реагенти і піноутворювальна суміш .....	495
Технологія приготування піноутворювальної суміші та піни .....	497
Технологічний процес обмеження припливу води та інтенсифікації видобування нафти .....	500
Заопловування багатокомпонентної піни в пласт .....	500
6.11.2 Технологія обмеження водоприпливу у видобувні свердловини високов'язкими емульсійними системами на основі поверхнево-активних реагентів СНПХ-9630 і СНПХ-9633 .....	504
6.11.3 Технологія селективної ізоляції водонасичених пропластків порового колектора оберненими водонафтовими емульсіями .....	505
6.11.4 Технологія ізоляції водоприпливу з використанням гідрофільних емульсій .....	506
Дослідження селективної дії гідрофільних емульсій .....	506
Технологія водоізоляції .....	508
Випробування гідрофільних емульсій .....	510
6.11.5 Технологія обмеження водоприпливу латексно-нафтовою емульсією .....	510
6.11.6 Технологія водоізоляційних робіт із використанням лужних відходів нафтопереробляння .....	516
6.11.7 Технологія ізоляції водоприпливу з використанням розчинів синтетичних жирних кислот у вуглеводнях .....	517
Розчини синтетичних жирних кислот у вуглеводнях .....	517
Технологія і випробування розчинів синтетичних жирних кислот ..	519
<b>6.12 Технології ізоляції припливу води і регулювання профілю приймальності із використанням суспензій .....</b>	<b>520</b>
6.12.1 Основні технологічні процеси з використанням гранульованого магнію .....	520
6.12.2 Технологічні основи і способи внутрішньосвердловинного обмеження припливу пластових вод із використанням гранульованого магнію .....	523
Способи відключення нижніх обводнених інтервалів .....	523

Ізолювальна здатність зернистого корка на вибої свердловини та умови його існування .....	527
Спосіб ВСОПВ з ущільненням ізолювального корка .....	531
Обґрунтування раціонального вмісту магнію в суміші з піском ..	534
6.12.3 Технологія внутрішньосвердловинного обмеження припливу води шляхом створення ущільненого дисперсного корка у свердловині .....	538
Суть технології і обґрунтування умов реалізації .....	538
Технологія процесу .....	542
Технологічні параметри процесу .....	542
Реалізація технології .....	547
6.12.4 Технологічні основи і способи внутрішньопластового обмеження припливу пластових вод із використанням гранульованого магнію .....	549
Суть способу ВПОПВ .....	549
Обґрунтування раціонального вмісту магнію в суміші з піском ..	550
Спосіб комплексного обмеження припливу води .....	556
Додаткове використання матеріалів із додатною плавучістю .....	557
6.12.5 Технологія внутрішньопластового обмеження припливу води з використанням гранульованого магнію .....	561
Технологія процесу .....	561
Оцінка ефективності робіт .....	566
Безпечне виконання робіт і охорона довкілля .....	567
Приклади промислової реалізації технології .....	568
6.12.6 Технологічні основи і способи комплексного діяння на привибійну зону з використанням гранульованого магнію .....	575
Спосіб і технологія комплексного внутрішньопластового термокислотного оброблення обводнюваної свердловини ...	575
Обґрунтування раціонального вмісту магнію в суміші з піском ..	577
Використання піно- і пороутворювачів .....	586
Приклади реалізації .....	587
6.12.7 Технологія тампонування тріщин сумішшю дисперсних систем із різною плавучістю .....	590
Суть технологічного процесу .....	590
Технологія робіт .....	592
Вимоги з безпеки робіт і охорони довкілля .....	595
Приклади реалізації .....	597
6.12.8 Технологія створення водоізоляційного моста у стовбурі свердловини .....	598
6.12.9 Технологія ізоляції заколонних перетікань магнітоактивними дисперсними системами .....	600
6.12.10 Технологія поінтервального тампонування продуктивного пласта з використанням поліетилену і відходів його виробництва та високоокисленого бітуму .....	601
6.12.11 Технологія ізоляції припливу пластової води із тріщинних колекторів нафтовою суспензією бентонітової глини .....	609
6.12.12 Способи регулювання профілю приймальності води в пористих колекторах .....	610

6.12.13	Способи і технології регулювання профілю приймальності в тріщинуватих і тріщинувато-пористих пластах .....	617
6.12.14	Технологія регулювання запомповування води по товщині пласта із використанням суспензій гашеного вапна .....	621
6.12.15	Технологія регулювання профілю приймальності у водонагнітальних свердловинах із використанням магнію, його окису і розчину хлоридів .....	624
6.12.16	Технологія тампонування зон інтенсивного поглинання робочих рідин із використанням гранульованого магнію .....	629
6.12.17	Технологія регулювання профілю приймальності з використанням полімерно-гелевої системи „Темпоскрін” .....	629
6.12.18	Технологія вирівнювання профілю приймальності з використанням інвертних емульсійних композицій .....	630
<b>6.13</b>	<b>Технології створення міжсвердловинних потোকскеровувальних бар’єрів у глибині пласта і регулювання процесу розробки родовищ .....</b>	<b>633</b>
6.13.1	Технологія створення міжсвердловинних потোকскеровувальних бар’єрів із використанням пом’якшувача, структуроутворювача і полістиролу .....	633
	Суть технології із використанням пом’якшувача .....	635
	Технологія виконання робіт із використанням пом’якшувача і структуроутворювача .....	638
	Технологія виконання робіт із використанням спінуваного полістиролу .....	648
	Комплексна технологія .....	648
	Промислове випробування і впровадження технології із використанням пом’якшувача і структуроутворювача .....	649
6.13.2	Технології створення міжсвердловинних потোকскеровувальних бар’єрів із використанням полівінілового спирту .....	704
	Суть технології .....	704
	Технологія робіт .....	709
	Модернізація технології стосовно до підвищених температур .....	711
	Промислові роботи .....	715
6.13.3	Технології обмеження руху води в промитих зонах продуктивного пласта з використанням полімердисперсних систем .....	717
6.13.5	Технологія регулювання фільтраційних потоків із використанням гелеутворювальних неорганічних композицій ГАЛКА і ГАЛКА-ПАР .....	733
6.13.6	Технологія зміни напрямку фільтраційних потоків із використанням полімерно-гелевої системи „Темпоскрін” .....	739
6.13.7	Технологія підвищення ефективності розробки нафтових покладів із використанням водної дисперсії гамма-опроміненого поліакриламідну .....	745
<b>6.14</b>	<b>Технології ізоляції пластів із застосуванням пакерів .....</b>	<b>754</b>
6.14.1	Технологія розмежування пластів за допомогою вибухових пакерів .....	754
6.14.2	Технологія відключення високонапірних пластів із застосуванням розбурюваних пакерів-відсікачів .....	761



Наукове видання

Бойко Василь Степанович  
Бойко Ростислав Васильович  
Кеба Леонід Миколайович  
Семінський Олег Валерійович

## ОБВОДНЕННЯ ГАЗОВИХ І НАФТОВИХ СВЕРДЛОВИН

*Монографія в трьох томах*

*За загальною редакцією  
професора, д-ра техн. наук В.С. Бойка*

Том другий

## СТВОРЕННЯ ПОТОКОВІДХИЛЮВАЛЬНИХ БАР'ЄРІВ І ТЕХНОЛОГІЇ ІЗОЛЯЦІЇ

*Комп'ютерний набір*

Пастухова Т.М.

*Комп'ютерна верстка:*

Юрій Пелех, Ростислав Рибчанський

**Обводнення газових і нафтових свердловин. Том 2. Створення потоковідхилювальних бар'єрів і технології ізоляції.** За редакцією В.С. Бойка / В.С. Бойко, Р.В. Бойко, Л.М. Кеба, О.В. Семінський. – Київ: “Міжнародна економічна фундація”, 2007. – 772 с.

**ISBN 978-966-96506-3-1**

У другому томі розглянуто наукові основи управління міжсвердловинними потоками флюїдів та способи створення міжсвердловинних потоковідхилювальних бар'єрів, а також технології ремонтно-ізоляційних робіт із використання твєрдуючих неорганічних тампонажних розчинів та в'язучих матеріалів на основі органічних речовин, гелеутворювальних сумішей, пін, емульсій, суспензій і технології створення міжсвердловинних потоковідхилювальних бар'єрів та інш.

Для інженерно-технічних і наукових працівників нафтової і газової промисловості, а також студентів та аспірантів вищих навчальних закладів нафтогазового профілю.

Т. 2: Створення потоковідхилювальних бар'єрів і технології ізоляції. – Київ: “Міжнародна економічна фундація”, 2007. с. 772. Іл.186. Табл.113.

ББК 877.3(2)

Підп. до друку 8.7.2007. Формат 60х90/16. Папір офс.

Гарнітура Times. Офс. тираж 44-тисяч арк. 48,3.

Ум. фар

36,3.