

Техніка і технології

УДК 622.276.1/6

ТЕОРЕТИЧНІ ОСНОВИ ВИКОРИСТАННЯ КЕРОВАНИХ ДИСПЕРСНИХ СИСТЕМ ДЛЯ СТВОРЕННЯ ПОТОВОЇДХИЛЮВАЛЬНИХ БАР'ЄРІВ У МІЖСВЕРДЛОВИННИХ ЗОНАХ ПОКЛАДУ: УЗАГАЛЬНЕННЯ ТЕОРЕТИЧНИХ ОСНОВ І НАПРЯМКИ ПОДАЛЬШИХ ДОСЛІДЖЕНЬ (частина 2)

В.С.Бойко¹, Р.В.Бойко², Р.В.Грибовський¹, В.М.Юрчишин¹, Р.Ф.Лагуш¹, Т.М.Пастухова¹

¹ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 994196, e-mail: public@nuing.edu.ua

²ГПУ „Львівгазвидобування” ДК „Укргазвидобування”, 79026, м. Львів, вул. І. Рубчака, 27, тел. 8(0322) 233664, e-mail: R Boyko@LGV.com.ua

Обобщены теоретические основы создания новых способов тампонирования высокопроводных трещин на расстоянии от скважины в глубине пласта (в межскважинных зонах) и показаны направления дальнейших исследований.

The theoretical bases of creation the new methods plugging high-conductant cracks distanced from well in the bed depth (in crosshole zones) are summarized and have been shown the routing of subsequent researches.

У нафтовидобувній галузі на сьогоднішній день найбільш ефективною технологією є заводнення нафтових родовищ попри відомі його негативні наслідки [1, 2], при цьому досягнуте нафтовилучення у випадку заводнення родовищ, колекторам яких притаманна тріщинуватість (а це понад половини світового видобутку нафти із них і близько 60% покладів вуглеводнів), є на 25-30% нижчим порівняно із пористими колекторами. Раніше нами висвітлено гідромеханічні засади і теоретико-імовірнісне обґрунтування створення нових способів тампонування (закупорювання) високопровідних тріщин на відстані від свердловин у глибині пласта (у міжсвердловинних зонах) і технологічного оформлено їх [2]. Тут узагальнено теоретичні основи таких способів і показано напрямки подальших досліджень.

Отже, запропонована ймовірно-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).

Закон розподілу (спектр розподілу) діаметра частинок d дисперсної системи визначається відомими методами за фракційним (гранулометричним) складом, а діаметра пор d_n пористого середовища – за експериментальними даними вивчення керна на основі диференціальної кривої розподілу радіусів порових каналів або за коефіцієнтами пористості та проникності і питомою поверхнею пористого середовища. Для встановлення закону розподілу розкриття тріщин у нафтовому (чи газовому) пласті необхідно знати закон розподілу коефіцієнта проникності тріщин. Розкриття тріщин δ є функцією коефіцієнта тріщинної проникності k_1 [3], у яку можна ввести поправку Г.М. Ломізе [4] для урахування шорсткості стінок, клиноподібності тріщин, їх звивистості і місцевих опорів.

Відомий 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 $k_1 = k - k_2$ [5].

Зауважимо, що розподіл коефіцієнта тріщинної проникності k_1 можна встановити за розподілами коефіцієнта проникності k_2 матриць (блоків) (кернові дослідження) і коефіціє-

ента загальної проникності k (гідродинамічні і промислово-геофізичні дослідження), використовуючи апарат математичної статистики. Певною мірою тут можуть бути придатними методи розділення складного неоднорідного багатомодального розподілу параметрів пласта (чи, точніше, об'єднаних в один експлуатаційний об'єкт пластів), зокрема коефіцієнтів пористості, проникності, товщини [6].

Стосовно тріщинувато-пористого пласта, коли маємо в кожній точці (елементі) пласта наявність двох випадкових визначуваних значин k і k_2 , необхідно не розділяти інтегральну сукупність на дві частини, а за розподілом (емпіричним або підібраним теоретичним) одної випадкової величини k встановити розподіл її складової k_1 за відомого розподілу другої складової k_2 . Тут ми адаптували відомі статистичні методи для визначення розподілу складової k_1 для двох випадків, коли k_1 і k_2 є корельованими та залежними (виходили із факту, що в основному чим щільніша порода, тобто менший коефіцієнт k_2 , тим вища тріщинуватість або більший коефіцієнт k_1) і незалежними випадковими величинами (за умови композиції законів) [7]. У результаті отримали закони розподілу випадкової величини k_1 за одним із методів: 1) для незалежних випадкових величин скористались: а) апаратом характеристичних функцій; б) властивістю стійкості законів розподілу; в) апаратом функцій, що перетворюють асиметричний розподіл у нормальний, і властивістю стійкості нормального (чи іншого) закону; 2) для залежних випадкових величин – способами пунктів в) і а). При цьому розглянуто задачі, пов'язані з композицією багатьох стійких законів дискретних і неперервних законів, із нестійкими і різними законами.

З метою безпосереднього визначення коефіцієнта тріщинної проникності за результатами гідродинамічного дослідження свердловин нами розроблено методику оброблення індикаторних діаграм за наявності тріщин у пласті [8].

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 вибійний тиск p_b є не меншим тиску насичення нафти газом $p_{нас}$ ($p_b \geq p_{нас}$), а також ще й виділення газу із нафти (газована нафта) за умови, коли $p_b < p_{нас}$ [5]. Викривлення індикаторних діаграм водонагнітальних свердловин можуть бути зумовлені порушенням закону Дарсі або деформацією тріщин [5], 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 Христіановича або фіктивної в'язкості (безрозмірні кое-

фіцієнти ξ , α_p , A_p , які залежать від властивостей нафти і газу) [9].

Під час усталеної фільтрації рух рідини в тріщинах і порах відбувається незалежно, а дебіт свердловини Q відповідно дорівнює сумі припливів із тріщин (Q_T) і пор (Q_P), тобто

$$Q = Q_T + Q_P. \quad (1)$$

Якщо врахувати одночасний вплив інерційного опору і деформації фільтраційних каналів відповідно в пористих блоках і системі тріщин, то

$$A_i Q_i + B_i Q_i^2 = \Delta p - \frac{\alpha_i}{2} \Delta p^2, \quad (2)$$

де: A , B – коефіцієнти фільтраційного опору в рівнянні припливу, які враховують відповідно в'язкісні сили опору та геометрію потоку, а також інерційні сили та геометрію потоку; Δp – перепад тиску; α_i – реологічний параметр (коефіцієнт) зміни коефіцієнта проникності від тиску; i – індекс, що означає відповідно систему тріщин („т”), пористі блоки („п”) і тріщинувато-пористе середовище (не позначено).

Тут можна виділити чотири випадки (їм відповідають чотири типи свердловин): 1) відсутні впливи інерційного опору і деформації пор та тріщин (індикаторна діаграма $Q(\Delta p)$ є прямою лінією); 2) відсутність деформації фільтраційних каналів; 3) наявність тільки впливу деформації каналів; 4) наявність впливів інформаційного опору і деформації тріщин.

Тоді за даними гідродинамічного дослідження конкретної свердловини на усталених режимах роботи будуюмо індикаторну діаграму

$$Q(\Delta p) \text{ та її модифікації } \frac{\Delta p}{Q}(Q), \frac{Q}{\Delta p},$$

$$\frac{Q}{\Delta p}(Q), \frac{\Delta p}{Q}(\Delta p), \text{ а відтак візуально або, краще,}$$

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. 1). Можна використати і відомий усім метод найменших квадратів у традиційній формі.

Класифікувавши індикаторні діаграми, приступаємо до їх оброблення, за формулами, які впливають із (2) після нехтування відповідними членами в ній.

Для загального випадку 4, коли враховано вплив інерційного опору і деформації фільтраційних каналів, у рівнянні припливу невідомими є три величини: A , B і α . Із системи трьох рівнянь:

$$\left. \begin{aligned} A Q_1 + B Q_1^2 &= \Delta p_1 - \frac{\alpha}{2} \Delta p_1^2 \\ A Q_2 + B Q_2^2 &= \Delta p_2 - \frac{\alpha}{2} \Delta p_2^2 \\ A Q_3 + B Q_3^2 &= \Delta p_3 - \frac{\alpha}{2} \Delta p_3^2 \end{aligned} \right\}, \quad (3)$$

Таблиця 1 – 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	Крива висхідна	Пряма висхідна	Крива спадна	Крива спадна	Крива висхідна
3	- // -	Крива висхідна	Пряма спадна	- // -	- // -
4	- // -	- // -	Крива спадна	- // -	- // -

які записано для трьох будь-яких режимів, зокрема тут для першого, другого і третього режимів, визначаємо A_γ , B_γ і α_γ , де $\gamma = 1, 2, 3, \dots, \lambda$; λ – кількість систем рівнянь, записаних для визначення шуканих величин A , B і α .

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 α як середньоарифметичні величини:

$$A = \frac{1}{\lambda} \sum_{j=1}^{\lambda} A_j; \quad B = \frac{1}{\lambda} \sum_{j=1}^{\lambda} B_j; \quad \alpha = \frac{1}{\lambda} \sum_{j=1}^{\lambda} \alpha_j. \quad (4)$$

Аналіз свідчить, що такий підхід не забезпечує достатньої точності визначення шуканих коефіцієнтів. Доцільніше коефіцієнти A , B і α отримувати з умови забезпечення мінімуму відхилень даних досліджень від теоретичної залежності.

Із залежності (3) із умови мінімуму запишемо матриці коефіцієнтів системи рівнянь

$$M = \begin{pmatrix} \sum_i Q_i^2 & \sum_i Q_i^3 & \frac{1}{2} \sum_i \Delta p^2 Q_i \\ \sum_i Q_i^3 & \sum_i Q_i^4 & \frac{1}{2} \sum_i \Delta p^2 Q_i^2 \\ \sum_i \Delta p^2 Q_i & \sum_i \Delta p^2 Q_i^2 & \frac{1}{2} \sum_i \Delta p^4 \end{pmatrix};$$

$$N = \begin{pmatrix} \sum_i \Delta p Q_i \\ \sum_i \Delta p Q_i^2 \\ \sum_i \Delta p^3 \end{pmatrix}. \quad (5)$$

Матриця невідомих має вигляд:

$$X = \begin{pmatrix} A \\ B \\ \alpha \end{pmatrix}, \quad (6)$$

звідки знаходимо:

$$X = M^{-1}N; \quad A = X_1, \quad B = X_2, \quad \alpha = X_3. \quad (7)$$

Розшифровуючи структуру коефіцієнтів A і B , а також α , отримуємо необхідні величини.

Можливість створення бар'єрів визначається умовами перенесення частинок дисперс-

ної системи (тампонуального матеріалу) в тріщинах і механізмом утворення зернистого малопроникного чи непроникного шару.

Під час руху вільнозв'язної дисперсної системи – суспензії – кожному її компоненту притаманні свої швидкості і траєкторія руху [2, 10]. Вектор швидкості \vec{v} руху частинки (гранули) дисперсної системи можна розкласти на дві складові, рівні горизонтальній швидкості руху носія (дисперсійного середовища) \vec{u} і вертикальній швидкості додатної (чи від'ємної) седиментації \vec{w} . Можна записати

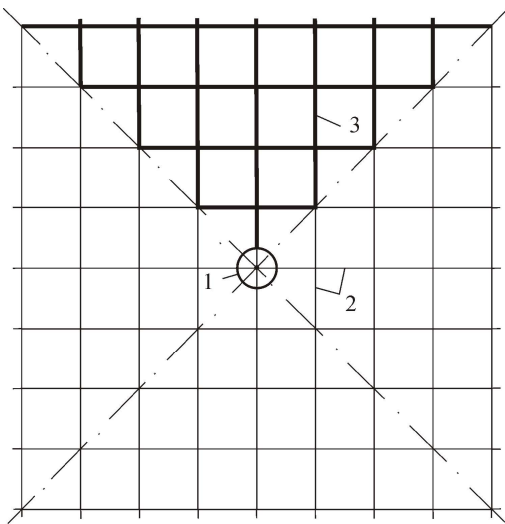
$$v = \frac{u}{\cos \alpha_{\text{шв}}} = \frac{u}{\cos \left(\arctg \left| \frac{\vec{w}}{\vec{u}} \right| \right)}, \quad (8)$$

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 η_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. Щоб забезпечити „необмежену” глибину перенесення гранул у тріщину, треба для апіорі заданих гранул (точніше, до його густини) підібрати відповідну густину носія, або навпаки, а тоді $\Delta \rho = 0$.

При ненульовій плавучості гранул ($|Dc| > 0$, $|w| > 0$) утворення шару відбувається 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 [10, 11].

Для переходу до радіальної течії пропонуємо модель *розгалужених вертикальних тріщин* (рис. 1), коли при деякому збільшенні радіуса одна тріщина розділяється (розгалужується) на дві чи більше тріщин, однак їх густина в пласті залишається сталою (по площі або об'єму). Така модель дає змогу дискретну зміну витрати потоку в тріщинах вздовж радіуса замінити неперервною.



1 – контур свердловини;
2 – сітка перпендикулярних тріщин;
3 – умовна гілка розгалуження тріщини

Рисунок 1 – Схема моделі вертикальних тріщин, що розгалужуються (в плані), стосовно до радіальної течії

Звідси загальна об'ємна витрата Q_0 дисперсної системи, котру запомповують через свердловину в тріщинуватий пласт із товщиною, яка дорівнює висоті тріщини η_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.

Відповідно до цього створено математичну модель транспортування гранул і утворення зернистого шару в тріщинах тріщинного пласта, яка як основні рівняння включає диференціальні рівняння матеріального балансу (окремо дисперсійного середовища для дисперсної фази), кінетики кольтматації тріщин і руху дисперсної системи в тріщині, а саме:

$$\frac{\partial q_p}{\partial x} = -\eta_0 \delta \frac{\partial x}{\partial t}; \quad (9)$$

$$-\frac{q}{\eta_0 \delta} \frac{\partial \phi}{\partial x} = (1 - \zeta) \frac{\partial \phi}{\partial t} + (1 - m_{ш} - \phi) \frac{\partial \zeta}{\partial t}; \quad (10)$$

$$\frac{\partial \zeta}{\partial t} = \frac{a_1 w_0 \phi}{\eta_0} (1 - \zeta) - \frac{a_2 u_0}{\eta_0} \zeta; \quad (11)$$

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

де: q_p, q – об'ємні витрати в тріщині рідини і суспензії; $q_p = q(1 - \phi)$; ϕ – об'ємна концентрація гранул у суспензії; δ – розкриття тріщини; χ, ζ – об'ємні насиченості тріщини рідиною фазою і зернистим шаром (об'ємна частка шару в тріщині); x, t – просторова і часова координати; μ_p – динамічний коефіцієнт в'язкості рідини; m_0 – коефіцієнт пористості шару; a_1, a_2 – постійні дослідні коефіцієнти.

Для замикання системи рівнянь додатково вводимо залежність зміни розкриття тріщин від тиску в них [12]:

$$\delta(p) = \delta_0 \exp[-\beta_p(p_0 - p)], \quad (13)$$

де: δ_0 – розкриття тріщин при тиску p_0 , причому $p_0 = p_k$; p_k – тиск на кінці тріщини (лінії відбирання рідини); β_p – реологічний параметр тріщинуватого середовища, який залежить від пружних властивостей і геометрії тріщин.

Якщо в рівнянні (10) для дисперсної фази припустити, що об'ємна насиченість тріщини рухомими гранулами $\alpha \equiv \phi$ (при $1 \gg \zeta$) і об'ємна насиченість гранулами, які вже осіли (чи сплили), $\beta = \zeta$ (при $m_{ш} \equiv 0$), то приходимо до відомого рівняння сорбції газу, отриманого в роботі [13].

Кольматацію тріщин, тобто утворення (накопичення) зернистого шару в тріщині, розглядаємо як сумарний результат двох явищ – кольтматації і декольтматації. Під кольтматацією розуміємо концентрування гранул у зернистому шарі (намивання шару) в результаті самовільного їх переходу (спливання, осідання) з об'єму дисперсної системи, а під декольтматацією – зворотний процес (розмивання шару потоком).

Апріорі припускали, що інтенсивність намивання товщини шару є пропорційною питомій витраті $w_0 \phi$ гранул, яка припадає на одиницю площі поперечного перерізу потоку у вертикальному напрямі (седиментаційному 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 ζ , причому $\frac{\partial \zeta}{\partial t} = \eta_0 \frac{\partial h_{ш}}{\partial t}$; $h_{ш}$ – товщина (висота) намитого шару.

Зауважимо справедливості закону діючих мас у даному випадку, коли кольтматації пропорційна насиченості рухомими гранулами (α), а декольтматація – насиченості зернистим шаром (ζ), оскільки $\phi(1 - \zeta) = \alpha$ і $\zeta = \frac{1}{1 - m_{ш}} \beta$.

Рівняння (34) у такому записі є найбільш загальним кінетичним рівнянням кольтматації пористого середовища і, як виявилось, може бути одержано, якщо цей процес вважати випадковим і описувати рівняннями стохастичних процесів [14].

Рівняння кінетики кольтматації тріщини (11) легко зводиться до безрозмірного вигляду

$$\frac{1}{a_1} \frac{\partial \pi_1}{\partial \pi_3} = 1 - (1 + a_3 \pi_2) \pi_1, \quad (14)$$

розв'язок якого за початкової умови $\pi_1 = 0$ при $\pi_3 = 0$ (або $\zeta = 0$ при $t = 0$) для елемента тріщини (зміна концентрації φ вздовж тріщини) має вигляд:

$$\pi_1 = (1 + a_3 \pi_2)^{-1} \{1 - \exp[-a_1 \pi_3 (1 + a_3 \pi_2)]\}, \quad (15)$$

де

$$\pi_1 = \zeta = \frac{h}{\eta_0}; \quad \pi_2 = \frac{u_0}{w_0 \varphi};$$

$$\pi_3 = \frac{w_0 \varphi t}{\eta_0}; \quad a_3 = \frac{a_2}{a_1}. \quad (16)$$

Величини π_1 і π_2 є симплексами відповідно геометричної і фізичної подібностей, а π_3 – критерієм гомохронності.

Згідно з π -теоремою процес кольматації описано такими ж трьома комплексами – π_1 , π_2 , π_3 , на основі факторного експерименту на фізичній моделі встановлено емпіричну залежність між ними і визначено, що $a_1 = 1,84$; $a_3 = 3,9 \cdot 10^{-4}$; $a_2 = 7,2 \cdot 10^4$, а адекватність отриманого рівняння перевірено за критерієм Фішера. Введення емпіричних коефіцієнтів у модель кольматації викликано феноменологічним підходом, що є звичним у гідродинаміці в'язких рідин і суспензій.

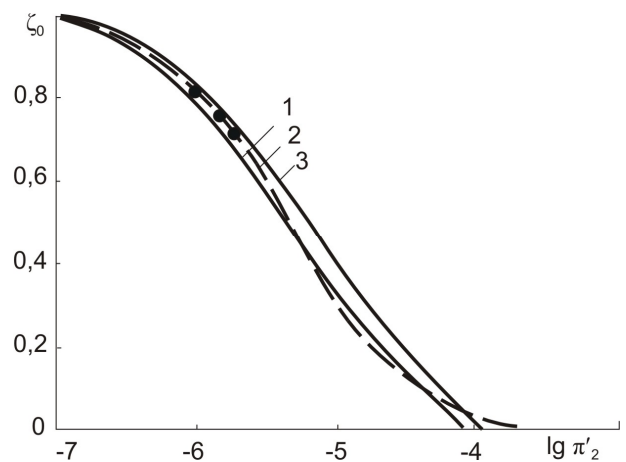
У роботах [15, 16, 17] введено також параметр $\pi_4 = d/\delta$, де d – середній ефективний діаметр частинок суспензії, а ми припускали, що $d \ll \delta$. Якщо відповідно ввести в нашу модель параметр π_4 , то це дає змогу нам записати новий параметр (симплекс структурної подібності)

$$\pi_2'' = \pi_2 \frac{0,1565 \delta d \varphi (1 - \varphi)^{n+1}}{18 \eta_0^2}, \quad (17)$$

де n – показник степені за П.В. Ляшенком у формулі швидкості седиментації частинок, який враховує стиснуте осідання частинок (за даними різних авторів у залежності від режиму обтікання частинки рідиною значина n змінюється в межах 2,25-4,8).

Тоді експериментальні дані [18] нами були перераховані [2] при $n = 4$ по параметру π_2'' і перенесені на графік Ю.В. Желтова. Цей графік відтворюється на рис. 2, на який додатково нанесено пунктирну лінію, що побудована згідно з нашим рівнянням (14), перерахована в координатах Ю.В. Желтова 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 [2]. Рух тільки таких малокоцентрованих суспензій є можливим у пористих і тріщинуватих середовищах [2, 18]. Звідси нами встановлено задовільне співпадання результатів нашої роботи [18] з експериментальними даними Ю.В. Желтова [15, 17], які одержано для рівноважних умов намівання піску, чим підтверджено кінетичну модель (11).

У тріщині, як розглядалося вище, одночасно існують два протилежні процеси – накопичення і розмивання шару (кольматації і декольматації). При досягненні швидкістю потоку



1 – 0,002-0,004; 2 – 0,00209; 3 – 0,004-0,006

Рисунок 2 – Залежність рівноважної насиченості ζ_0 тріщини зернистим шаром від критерію π'_2 для різних значин концентрацій φ потоку (суцільні лінії перенесено із роботи Ю.В. Желтова [22, 24] за експериментальним вивченням закріплення вертикальної тріщини піском; пунктирна лінія побудова згідно з рівнянням (16) і включає експериментальні точки стосовно до пом'якшувача)

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:

$$u_{кр} = \frac{q}{\delta(\eta_0 - h_{кр})}. \quad (18)$$

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

$$q = u_0 \eta_0 \delta = u_{кр} \delta (\eta_0 - h_{кр}), \quad (19)$$

знаходимо

$$u_{кр} = \frac{u_0}{1 - \zeta_{кр}} = u_0 \left(1 + \frac{1}{a_3 \pi_2}\right) = u_0 \left(1 + \frac{w_0 \varphi}{a_3 u_0}\right) = u_0 + a_3^{-1} w_0 \varphi. \quad (20)$$

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

Ю.В. Желтов експериментально для потоку в тріщині [15] 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 (14) або (15) (в диференціальній або інтегральній формах) описують 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 кольтматації і декольтматації не рівні між собою.

При $\pi \rightarrow \infty$ (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 кольтматації можна нехтувати і відповідно припускати, що розподіл гранул між шаром і дисперсною системою є рівноважним, а отже, інтенсивності кольтматації і декольтматації рівні між собою, тобто $\partial\zeta/\partial t = 0$.

Тоді для рівноважних умов із рівняння кінетики (11) при $\partial\zeta/\partial t = 0$ або із рівняння (38) при $\pi_3 \rightarrow \infty$ маємо рівняння типу рівняння ізотерми нелінійної сорбції Ленгмюра [19] (при граничній сорбційній ємності, рівній одиниці):

$$\zeta(\varphi) = \frac{1}{1 + \alpha_3 \pi_2}, \quad (21)$$

або

$$\zeta(\varphi) = \frac{\alpha_a \varphi}{1 + \alpha_a \varphi}, \quad (22)$$

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 кольтматації і декольтматації).

На цій підставі коефіцієнт $a_1 w_0 / \eta_0$ можна назвати коефіцієнтом кольтматації, а коефіцієнт $a_2 u_0 / \eta_0$ – коефіцієнтом декольтматації.

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

$$\zeta(\varphi) = b_a \varphi, \quad (23)$$

де b_a набуває поняття константи Генрі [3].

Зрозуміло, що у випадку нульової плавучості, коли $w_0 = 0$ і $\alpha_a = 0$, насиченість кольтматувальним шаром $\zeta = 0$. При $\pi_2 \rightarrow 0$, коли седиментаційний потік $w_0 \varphi \rightarrow \infty$, або початкова швидкість потоку $u_0 \rightarrow 0$, насиченість $\zeta \rightarrow 1$.

Таким чином, між процесами кольтматації 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 (полі розмірних) тріщин як суцільне середовище. Тоді рівняння кінетики кольтматації (13) можна записати як рівняння кінетики сорбції Ленгмюра, яке використовується при вивченні фільтрації водних розчинів активних домішок, наприклад поліакриламиду, стосовно до фізико-хімічних методів підвищення нафтовилучення [12], у вигляді

$$\frac{\partial\zeta}{\partial t} = \alpha_c (\varphi - \alpha_p \zeta), \quad (24)$$

де $\alpha_c = a_1 w_0 (1 - \zeta) / \eta_0$ – коефіцієнт швидкості сорбції; $\alpha_p = a_2 u_0 / [a_1 w_0 (1 - \zeta)]$ – коефіцієнт розподілу речовини (дисперсної фази), причому ці коефіцієнти в даному випадку є не постійними, а функціями швидкостей і насиченості тріщин пласта зернистим шаром.

Отже, запропонована модель кінетики кольтматації вертикальних тріщин підтверджена експериментами з використанням речовин як з додатньою, так і з від'ємною седиментацією. Вона дає змогу звести складний процес кольтматації 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 проблеми тампонування каналів проривання води до свердловин.

Оскільки тампонування тріщин доцільним можна вважати у колекторах з коефіцієнтом порової проникності понад 0,003 мкм² (крім одиничних мегатріщин), то це дає підстави користуватися основними положеннями методики ВНИИ-1 [5] (чи будь-якої іншої методики) для оцінки підвищення коефіцієнта нафтовилучення в зоні тампонування тріщин. В основу моделі неоднорідного (тріщинувато-пористого) пласта 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, за яким розраховуємо допоміжну функцію $F_1(\bar{k})$. Тоді коефіцієнт нафтовилучення із неоднорідного пласта

$$\eta_1 = \eta_n \frac{F_1(\bar{k}_j) - F_1(\bar{k}_{j-1})}{\bar{k}_j(t) - \bar{k}_{j-1}(t)}, \quad (25)$$

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; η_n – коефіцієнт потенційно можливого нафтовилучення в малому взірці 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:

$$\eta_{\Pi} = \frac{1 - s_{3B} - s_{3H}}{1 - s_{3B}}; \quad (26)$$

s_{3B} , s_{3H} – насиченості вмісту породи відповідно зв'язаною водою і залишковою нафтою.

Другий множник формули (25) враховує неповноту промивання водою макронеоднорідного (за проникністю) продуктивного пласта, можливе утворення малопромитих застійних зон в неоднорідному пласті і дорівнює коефіцієнту охоплення пласта заводненням:

$$\eta_0 = \frac{F_1(\bar{k}_j) - F_1(\bar{k}_{j-1})}{\bar{k}_j(t) - \bar{k}_{j-1}(t)}. \quad (27)$$

Відтак, використовуючи розглянуті вище підходи, із складного розподілу коефіцієнта загальної проникності виділяємо розподіл коефіцієнта проникності тріщин і будемо розподіл розкриття тріщин. Після тампонування високопроникних 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 $\delta > \delta'''$. Значині δ''' 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 проникності тріщин у частині високопроникних тріщин, які тампонуються в результаті запомповування гранульованих матеріалів.

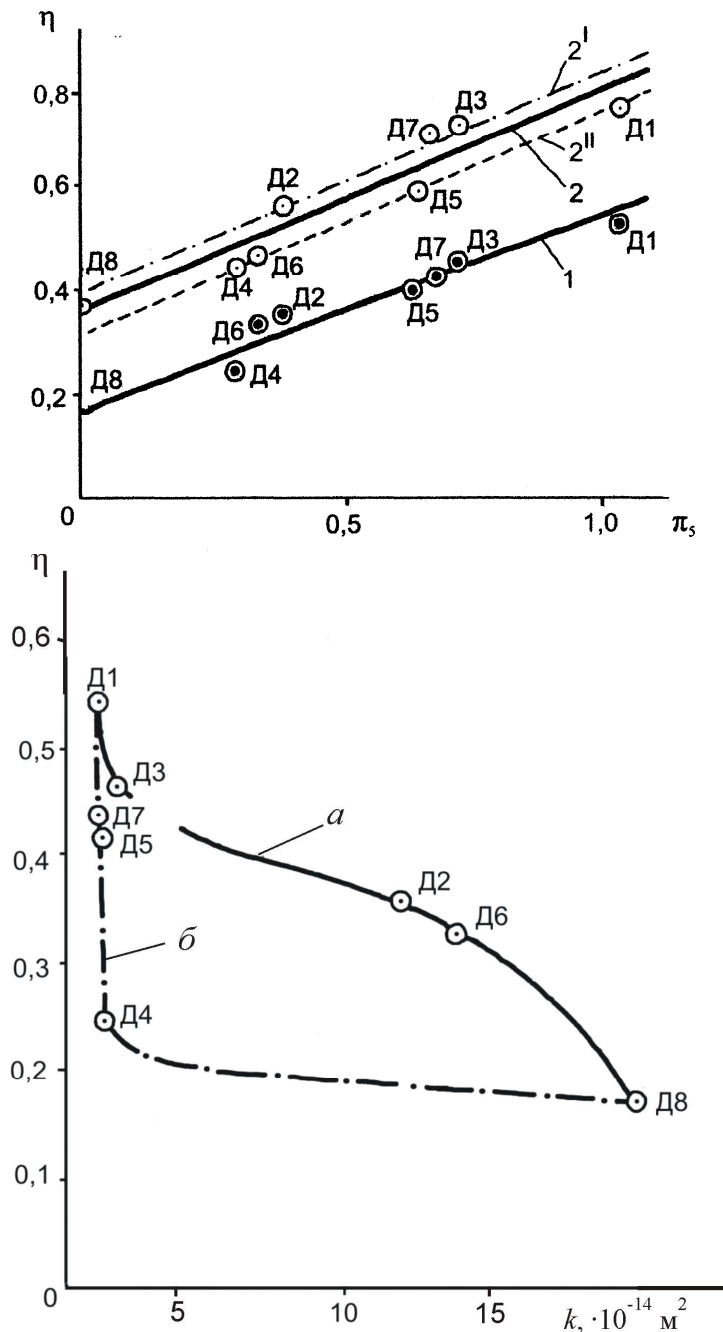


Рисунок 4 – Залежність кінцевого коефіцієнта нафтовилучення η від коефіцієнта загальної проникності k моделі тріщинувато-пористого пласта при різних ступенях тампонування тріщини відповідно номерам дослідів для випадків тампонування зі сторони відбирання (а) і зі сторони нагнітання (б)

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 η_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

$$\Delta z = z_2 - z_1. \quad (28)$$

Оцінку впливу різнотріщинуватості, тобто наявності в пласті тріщин різного розкриття на процес заводнення, раціональних розмірів тампонувального бар'єру і відносного (щодо ліній нагнітання і відбирання) його розміщення в тріщині виконано в дисертації [20] під науковим керівництвом одного із авторів. Аналітичними дослідженнями на основі моделі Каземі і методики поршневого витіснення із шаруватого

пласта встановлено, що тріщина з розкриттям $\delta = 2,5$ мкм повністю обводнюється через 41 рік (за взяття решти даних), тоді як для тріщини з розкриттям $\delta = 50$ мкм повне обводнення настає усього через 1 місяць. При $\delta > 20$ мкм час нагнітання повного обводнення практично не залежить від значини розкриття тріщин.

Перебіг обводненості продукції в часі на лінії відбирання залежить від статистичного розподілу тріщин у пласті за значинами розкриття (взято закони нормальний, логарифмічно-нормальний і гамма-розподілу). Зокрема встановлено, що після тампонування обводнених тріщин поточна обводненість зменшується, а 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 і меншому накопиченому об'ємі запомповуваної в пласт води. За граничної рентабельної обводненості, рівної, наприклад, 0,98 після тампонування тріщин коефіцієнт нафтовилучення підвищиться на 2,8%.

Експериментами за виконання умов подібності при моделюванні витіснення незмішуваних між собою рідин на фізичній моделі встановлено залежність параметрів витіснення нафти водою із елемента тріщинувато-пористого пласта від місця встановлення тампонування бар'єру і ступеня тампонування тріщини по її довжині (вісім дослідів).

Результати лабораторних дослідів показали, що значина приросту коефіцієнта кінцевого нафтовилучення, отриманого за рахунок тампонування тріщин, залежить від місця встановлення тампона (див. рис. 3 і 4). У досліді Д2 і Д4 ступінь тампонування тріщини – $\pi_5 = lx/l$, де lx , l – довжина тампона в тріщині і характерний розмір блоків, 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 досліді 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. У тому інтервалі, в якому ми працювали, трудно однозначно висувати про вплив швидкості витіснення. Однак досліди 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 засвідчив, що коефіцієнт кінцевого нафтовилучення із моделі елемента тріщинувато-пористого пласта без тампонування тріщини незначний і не перевищує 0,22. Тампонування тріщини заводненого нафтового пласта в разі витіснення вздовж простягання тріщини призводить

до підвищення коефіцієнта нафтовилучення. Приріст коефіцієнта нафтовилучення за рахунок тампонування 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.

При прогнозуванні технологічних параметрів процесу створення суспензіїю потоківидхилувальних бар'єрів необхідно розрахувати тиск (чи витрату) запомповування суспензії і розмір зони тампонування. Стосовно до тріщин одного розкриття слід розв'язати систему записаних вище рівнянь за нерівномірних умов.

За наявності каналів різного розміру і розкриття задача істотно ускладнюється так як відбувається перерозподіл потоку на високо- та малопрвідні тріщини і пори, а тампонуванням підлягають тільки високопрвідні тріщини. Тоді вводимо поняття частки коефіцієнта проникності високопрвідних тріщин із розглянутої вище імовірно-статистичної моделі, а процес тампонування описуємо як задачу із рухомою межею, у якій границі меж виражаємо балансовими рівняннями.

Стосовно до рівноважних умов маємо розв'язки, описані в роботах по розробці нафтових родовищ з використанням активних домішок (поверхнево-активних речовин, полімерних розчинів тощо).

При наближеному прогнозуванні процес кольтатації аналогічно розглядаємо як задачу з рухомою межею, а глибину перенесення частинок у тріщинах визначаємо із умови розкриття тріщин (залежно від тиску) і критичної швидкості радіального потоку, а за розрахунковий радіус зони тампонування беремо меншу величину із двох знайдених. Тиск рідини в будь-якій точці тріщинувато-пористого пласта розраховуємо за виведеними нами формулами, які враховують деформацію каналів та інерційний опір в обох середовищах (тріщини, матриці).

Таким чином, розроблено методи встановлення статистичних розподілів коефіцієнтів тріщинної проникності, розмірів розкриття тріщин з використанням апарату характеристичних функцій, властивості стійкості статистичних законів розподілу, композиції стійких і нестійких законів за керованими даними, результатами промислово-геофізичних і гідрогазодинамічних досліджень.

Розроблено метод безпосереднього визначення коефіцієнта тріщинної проникності за результатами гідродинамічного дослідження свердловин.

Створено математичну модель транспортування гранул і утворення зернистого шару в тріщинах тріщинного пласта, яка як основні рівняння включає диференціальні рівняння матеріального балансу, кінетики кольтатації тріщин і руху дисперсної системи в тріщині. Для

переходу до радіальної течії запропоновано модель розгалужених вертикальних тріщин. Рівняння кінетики виведено теоретично і обґрунтовано експериментально для матеріалів з різною плавучістю (додатня і від'ємна седиментація). Вперше встановлено, що критична швидкість дисперсної системи в каналі є лінійною функцією її концентрації. Складний процес утворення зернистого шару в багатьох тріщинах пласта в нерівноважних і рівноважних умовах зведено до процесу сорбції дисперсної фази з нелінійною (Ленгмюра) або лінійною (Генрі) ізотермою сорбції, які використовуються при вивченні витіснення нафти розчинами активних домішок (наприклад, ПАР чи ПАА).

Розроблено методику оцінки приросту коефіцієнта нафтовилучення із тріщинувато-пористого покладу після тампонування високопрвідних тріщин.

Модельними експериментами (з витриманням критеріїв подібності) досліджено залежність параметрів витіснення від місця встановлення бар'єру і ступеня тампонування тріщин.

Розроблено методику прогнозування технологічних параметрів процесу створення потоковідхилювальних (чи потоковирівнювальних) бар'єрів на основі розв'язування задачі витіснення з рухомою межею.

Розроблені основи послужили теоретичним підґрунтям для основного способу розробки нафтових родовищ, який реалізується за різними технологічними схемами запомповування керованих дисперсних систем у глибину пласта, в його міжсвердловинні зони і створення там потокоскеровувальних бар'єрів. Технології створення бар'єрів з різними параметрами запомповування і послідовністю виконання операцій передбачають урахування впливу тиску, температури, набухання і розчинення, гелеутворення тощо на тампонувальні властивості дисперсної системи, а також варіантів запомповування в різні свердловини, у т. ч. системно, з метою ізоляції припливу води, регулювання розробки родовищ, вирівнювання проникностей різних об'ємів продуктивного пласта, створення потоковідхилювальних і потокоскеровувальних бар'єрів. Технології базуються на використанні матеріалів з різною плавучістю, це спочатку пом'якшувач, структуроутворювач, полівініловий спирт, полістирол, гранульований магній і т. д., а відтак за розробками інших авторів темпоскрін, галка, полікар, бентонітова глина і т. ін., хоч не всі вони в повній мірі відповідають геометричному (у певному інтервалі зміни розміру частинок) і концентраційному критеріям, особливо щодо нижньої межі дисперсності в аспекті відсутності кольматації малопрвідних тріщин і пор блоків матриць гірської тріщинувато-пористої породи.

За результатами промислових робіт спосіб і технології виявились технологічно і економічно ефективними; отримано збільшення поточних дебітів нафти, підвищення нафтовилучення, зменшення обводненості видобуваної продукції, ресурсо- і енергоощадження.

Література

- 1 Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. – Москва: Недра, 1986. – 332 с.
- 2 Теоретичні основи використання керованих дисперсних систем для створення потоковідхилювальних бар'єрів у міжсвердловинних зонах покладу: гідромеханічні засади і теоретико-імовірнісне обґрунтування (частина 1) / В.С.Бойко, Р.В.Бойко, Р.В.Грибовський, В.М.Юрчишин, Р.Ф.Лагуш, Т.М.Пастухова // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2008. – № 1(26). – С. 5-13.
- 3 Бойко В.С., Бойко Р.В. Підземна гідрозомеханіка. – Підручник. – Львів: Априорі, 2005. – 452 с.
- 4 Ломизе Г.М. Фильтрация в трещиноватых породах. – Москва: Госэнергоиздат, 1961. – 127 с.
- 5 Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. – Москва: Недра, 1990. – 427 с.
- 6 Проектирование разработки крупных нефтяных месторождений / М.М. Сатаров, Е.А. Андреев, В.С. Ключарев, Р.К. Панова, Э.М. Тимашев. – Москва: Недра, 1969. – 240 с.
- 7 Пугачев В.С. Теория случайных функций и ее приложение к задачам автоматического управления. – Москва: Физматиздат, 1960.
- 8 Методика оброблення індикаторних діаграм свердловин за наявності тріщин у пласті / В.С.Бойко, І.А. Франчук, Р.В. Бойко, С.І. Иванов, С.П. Поліщук // Нафтова і газова промисловість. – №3. – 2004. – С.16-20.
- 9 Бойко В.С. Підземна гідромеханіка: Навчальний посібник для вищих навчальних закладів. – Київ: ІСДО Мін. освіти України, 1995. – 288 с.
- 10 Бойко В.С., Сергеева В.Б. Численный эксперимент по изучению кинетики образования зернистого слоя в трещине / ИФИНГ. – Ивано-Франковск, 1988. – 10 с. – Деп. в УкрНИИТИ 27.05.88, № 1324 – Ук-88.
- 11 Бойко В.С. Гидравлическая оценка условий образования намылов суспензии и параметров зернистого слоя в трещине / ИФИНГ. – Ивано-Франковск, 1988. – 17 с. – Деп. в УкрНИИТИ 30.05.88, №1334-Ук-88.
- 12 Бойко В.С., Бойко Р.В. Гідродинамічна характеристика підземного водозабору горизонтальними свердловинами // Матеріали українсько-польської наук.-техн. конф. „Сучасні проблеми водопостачання і знешкодження стічних вод”. – Львів, 1996.

13 Тихонов А.Н., Самарский А.А. Уравнения математической физики. 4-е изд. – Москва: Наука, 1972. – 736 с.

14 Litwiniszyn J. On some mathematical models of the suspension flow in porous medium // Chemical Engineering Science. – 1967. – Vol. 22. – P. 1315-1324.

15 Желтов Ю.В. Закрепление вертикальных трещин, образованных при гидравлическом разрыве пласта // Новости нефтяной и газовой техники. Нефтепромысловое дело: Сб. статей. – Москва: ГОСИНТИ, 1961. – №4. – С. 17-19.

16 Желтов Ю.В. Исследования по механизму образования и закрепления трещин при гидравлическом разрыве пласта: Автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.315. – Москва, 1961. – 14 с.

17 Желтов Ю.В. О закреплении песком трещин, образованных при гидроразрыве пласта // Экспериментальные исследования в области разработки глубоких нефтяных и газовых месторождений. – Москва: Наука, 1964. – С. 84-96. (Тр. ИГ и РГИ).

18 Бойко В.С., Купер І.М. Экспериментальне вивчення процесу намивання зернистого шару у вертикальній тріщині // Нафтова і газова промисловість. – 1993. – № 1. – С. 31-34.

19 Фролов Ю.Г. Курс коллоидной химии. Поверхностные явления и дисперсные системы. – Москва: Химия, 1982. – 400 с.

20 Купер И.Н. Совершенствование технологии тампонирувания высокопроницаемых трещин заводняемого нефтяного пласта: Дисс. ... канд. техн. наук: 05.15.06. – Иваново-Франковск: ИФИНГ, 1989. – 261 с.