

РОЗРОБКА ТА ЕКСПЛУАТАЦІЯ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ

УДК 622.276.5/7

ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ТЕПЛОВИХ ПРОМИВАНЬ ФОНТАННИХ СВЕРДЛОВИН З МЕТОЮ ДЕПАРАФІНІЗАЦІЇ ЛІФТОВИХ ТРУБ

В. С. Бойко, С. П. Поліщук, А. І. Піта, Р. В. Грибовський
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15,
тел. (0342) 994196, e-mail: public@ifdtung.if.ua.

І. М. Піта
СП "Бориславська нафтова компанія",
79005, м. Львів, вул. Акад. Богомольця, 9,
тел. (0322) 753510; e-mail: bncoil@litech.net

В. С. Орлів
ДП "Кримгеологія",
95007, м. Сімферополь, вул. Беспалова, 47, тел. (0652) 23-21-61,
e-mail: geology@sf.ukrtel.net

Обобщен опыт проведения промывок лифтовых труб теплоносителем с целью их депарафинизации, предложены пути повышения эффективности за счет осуществления ежедневных наблюдений за работой скважин, расчета глубины прогрева и объема теплоносителя.

The experience of holding the lift tubes irrigation by heat treatment with the aim of deparaffinization is summerized. The ways of increasing the efficiency by everyday watching well-work, calculating the heating depth and heat treatment volume are offered.

Ряд нафтових родовищ України характеризується значним вмістом парафіну (1,3–13,0%), а зміна термобаричних умов під час експлуатації свердловин зумовлює виділення парафіну й накопичення відкладів у привибійних зонах, свердловинах і збірних нафтопроводах [7]. Відомо багато методів видалення асфальтеносмолопарафінових відкладів зі стовбура свердловин, викидних ліній і нафтопромислового обладнання [1]. Хоч найперспективнішим, найефективнішим і технологічно простим слід вважати хімічний метод, але на промислах, здебільшого з екологічних міркувань, парафіністи відклади видаляють, в основному, тепловими методами [4]. У даній роботі висвітлюється промисловий досвід теплової депарафінізації насосно-компресорних труб і формуються напрямки підвищення її ефективності.

За умов значного вмісту парафіну в нафті та близькості значень температур насичення нафти парафіном, основними ускладненнями в процесі експлуатації свердловин є відкладання парафінових та асфальтено-смолистих компонентів у насосно-компресорних трубах і нафтопроводах. Відкладання призводить до закупорювання ліфтів і підземного обладнання, що зменшує пропускні спроможності насосно-компресорних труб, гирлового обладнання та викидних ліній – трубопроводів. За таких умов без здійснення теплових обробок гарячою нафтою чи газоконденсатом труб ліфта з метою їх депарафінізації відбувається подальше парафіно-відкладення в НКТ, яке призводить до цілковитого закупорювання ліфта і зупинки свердловин.

Промивання свердловин на одному з родовищ Передкарпаття здебільшого здійснюється щомісячно згідно з план-графіком нафтою (густина 835–845 кг/м³, у вигляді 3% емульсії, з вмістом смол 18%, солей 1900 мг/л, парафіну 5,2%). На основі промислового досвіду виявлено, що збільшення об'єму терморозчинника з 15,5–18 м³ до 22,5–27 м³ (в 1,5 рази) покращило ефективність цих робіт.

Технологічний транспорт, який використовується для промивання, включає в себе агрегат АДПМ-12/150, дві автоцистерни АЦНГ-11/250 і за необхідністю (коли тиски в затрубному просторі перевищують 15,0 МПа і більше) додатково використовуються один агрегат 4АН-700 і одне паропересувне устаткування ППУ-3М.



Принципова схема об'язування гирла фонтанної свердловини зображена на рис. 1. Об'єм запопмуваної нафти становить 18 – 22 м³. АДПМ-12/150 трубками високого тиску приєднується до затрубного простору за допомогою фланця зі швидкоз'єднувальною гайкою, а на вході гумовим шлангом до АДПМ-12/150 під'єднується автоцистерна, наповнена нафтою. Насосом, через котел для підігрівання нафти, запопмується в затрубний простір свердловини нафта, підігріта до температури $T=60-90^{\circ}\text{C}$, внаслідок чого проходить обігрівання НКТ, розтоплення парафіну, який частково вимивається через НКТ у викидну лінію.

У зв'язку з тим, що свердловини характеризуються низькими пластовими тисками (нижче гідростатичного тиску), то під час промивання свердловин спостерігається часткове глушіння, а для відновлення роботи необхідно 1–3 дні. Тому в даний час проводяться прямі промивання свердловин по НКТ, внаслідок чого зменшується об'єм запопмуваної нафти до 5–9 м³, що зменшує ймовірність глушіння свердловини, але вважається, що є небезпека створення парафінової пробки на глибині $H=400-700$ м в НКТ.

У свердловинах встановлені в основному 146-мм експлуатаційні колони і 73-мм насосно-компресорні труби на глибині 902–3624 м, а в деяких свердловинах вони комбінуються із 60-мм НКТ. Запопмування в затрубний простір 18–22 м³ нафти забезпечує надходження її на глибину (1273÷3090) м, а відповідно запопмування 5–9 м³ в НКТ – на глибину 1300÷3557) м, тобто запопмувана нафта перекиває глибину відкладання парафіну (1000 м), але при цьому не враховується ступінь охолодження самої нафти під час руху її у стовбурі свердловини.

Для встановлення моменту проведення промивань ми запропонували здійснювати щоденні спостереження за роботою свердловин. Відомо [1], що ретельне спостереження за роботою фонтанних свердловин під час їх експлуатації уможлиблює виявлення таких ускладнень у роботі:

за зменшення буферного тиску p_2 й одночасного підвищення затрубного тиску $p_{затр}$ – відкладання парафіну і солей в НКТ;

за зменшення тисків p_2 і $p_{затр}$ – утворення піщаної пробки або накопичення води між вибоєм і башмаком НКТ;

за зменшення тиску p_2 і збільшення дебіту Q – роз'їдання штуцера;

за збільшення тисків p_2 і $p_{затр}$ і зменшення дебіту Q – перекивання штуцера або відкладання парафіну в ньому, маніфольді й викидному шлейфі.

Ускладнення (розлад) у роботі фонтанних свердловин можуть зумовлюватися відкладанням парафіну, солей, накопиченням піску на вибої, води, а також витіканням нафти, газу. У свердловинах, що розглядаються, відкладання солей і накопичення піску на вибоях не виявлене, а обводненість продукції як по свердловинах, так і загалом по родовищу незначно змінюється (від 1,11% до 1,75% протягом року). Тому зміна роботи свердловин може зумовлюватися тільки відкладанням парафіну.

Доступними даними щоденних спостережень є: а) буферний тиск $p_{буф}$; б) затрубний тиск $p_{затр}$; в) тиск у викидній лінії $p_{л}$; г) діаметр штуцера $d_{шт}$.

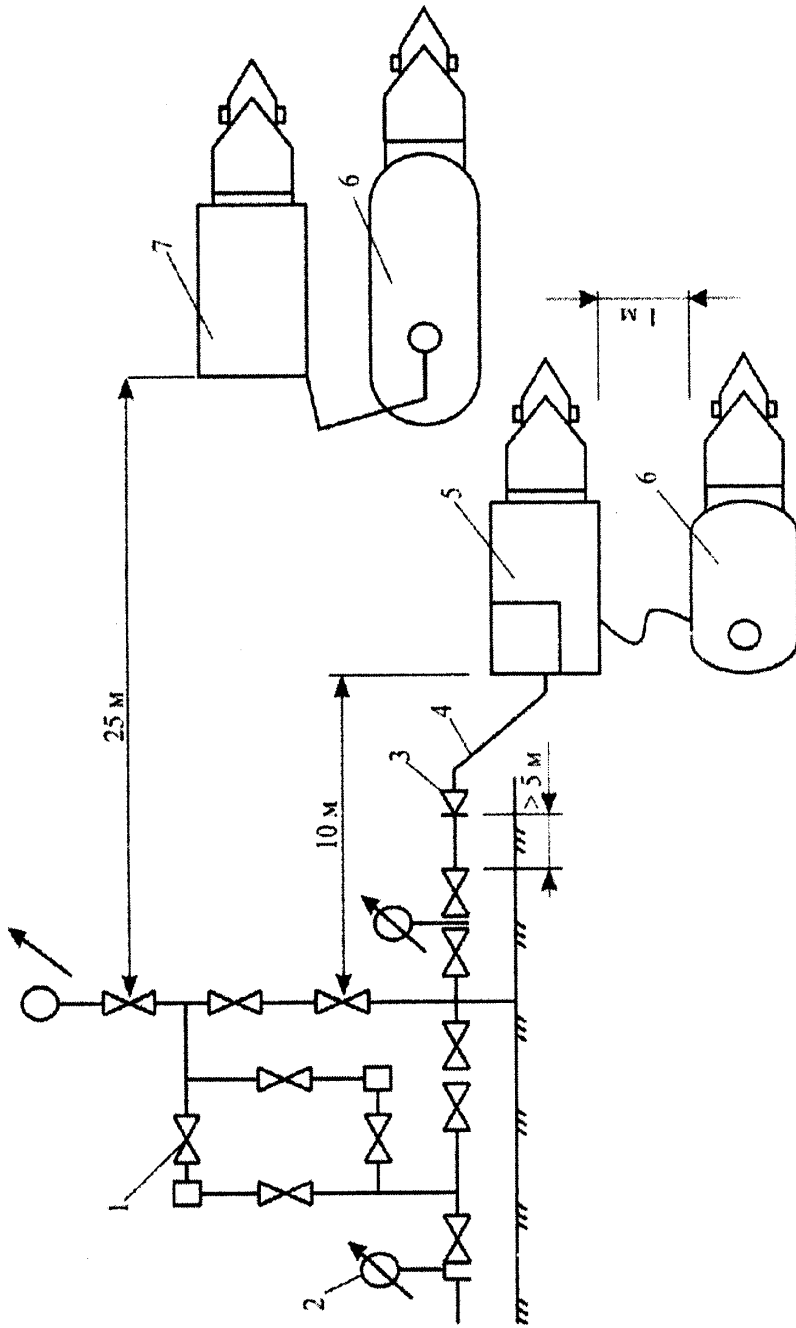
За цими даними побудовані графіки зміни названих параметрів з 01.07.2002 р. до 31.03.2003 р. по днях роботи (за перший день узято 01.07.2002 р.) усіх свердловин родовища. Як приклад зміна параметрів показана по свердловині № А (рис. 2).

Із аналізу графіка зміни параметрів роботи свердловин випливає, що спостерігається зростання затрубного тиску між тепловими обробками, яке пов'язується з відкладаннями парафіну в НКТ. Проведення теплових обробок практично в усіх випадках було ефективним, що підтверджує різке падіння затрубного тиску, хоч ефективність є різною (за величиною зменшення затрубного тиску) і в ряді випадків дуже низькою. Виявлено, що використання кількості промивного теплоносія (наприклад, за датами 01.07; 18.09; 05.11; 29.11; 17.12; 26.12; 09.01; 21.01; 03.02; 14.02; 25.02; 12.03) у 22–30 м³ призводить до падіння затрубного тиску на значно більшу величину, ніж у випадку об'єму 11–18 м³.

За даними зміни затрубного тиску немає змоги встановити раціональну тривалість міжпромивного періоду, але швидке зростання затрубного тиску від 4–6 МПа до 14–16 МПа (приблизно на 10 МПа) протягом 10–15 днів переконує, що така тривалість міжремонтного періоду з позицій отримання найбільшого середнього дебіту між промиваннями є занадто великою.

Одночасне зростання затрубного і буферного тисків можна пояснювати відкладанням парафіну в гирловому обладнанні, маніфольді та шлейфі, тобто процес відкладання парафіну не завершується у свердловині, а продовжується його накопичення поза її межами. Після теплових обробок буферний тиск часто знижується майже до величини тиску у викидній лінії. Тиск у викидній лінії є практично постійним.

На деяких свердловинах виявлені певні особливості. Так, затрубний і вибійний тиски змінюються в межах відповідно 8–10 МПа і 2,5–3,5 МПа за практично стабільного тиску у викидній лінії, але здійснення промивань супроводжується незначним зниженням затрубного тиску (менше, ніж у свердловині А), що свідчить про невисоку ефективність промивань. Теплові промивання в об'ємі 11–18 м³ теплоносія виявилися неефективними за зміною тисків. Після проведення ефективних промивань наростання затрубного тиску відбувається дуже швидко, а це може свідчити, що міжпромивний період повинен бути дуже коротким. Можна помітити недостатню кількість теплових промивань по декількох свердловинах.



1 – засувки, 2 – манометр, 3 – зворотний клапан,
 4 – нагнітальна лінія, 5 – насосний агрегат,
 6 – автоцистерна, 7 – пересувне парове устаткування

Рисунок 1. Принципова схема об'єднання гирла фонтанної свердловини для теплової депарафінації:



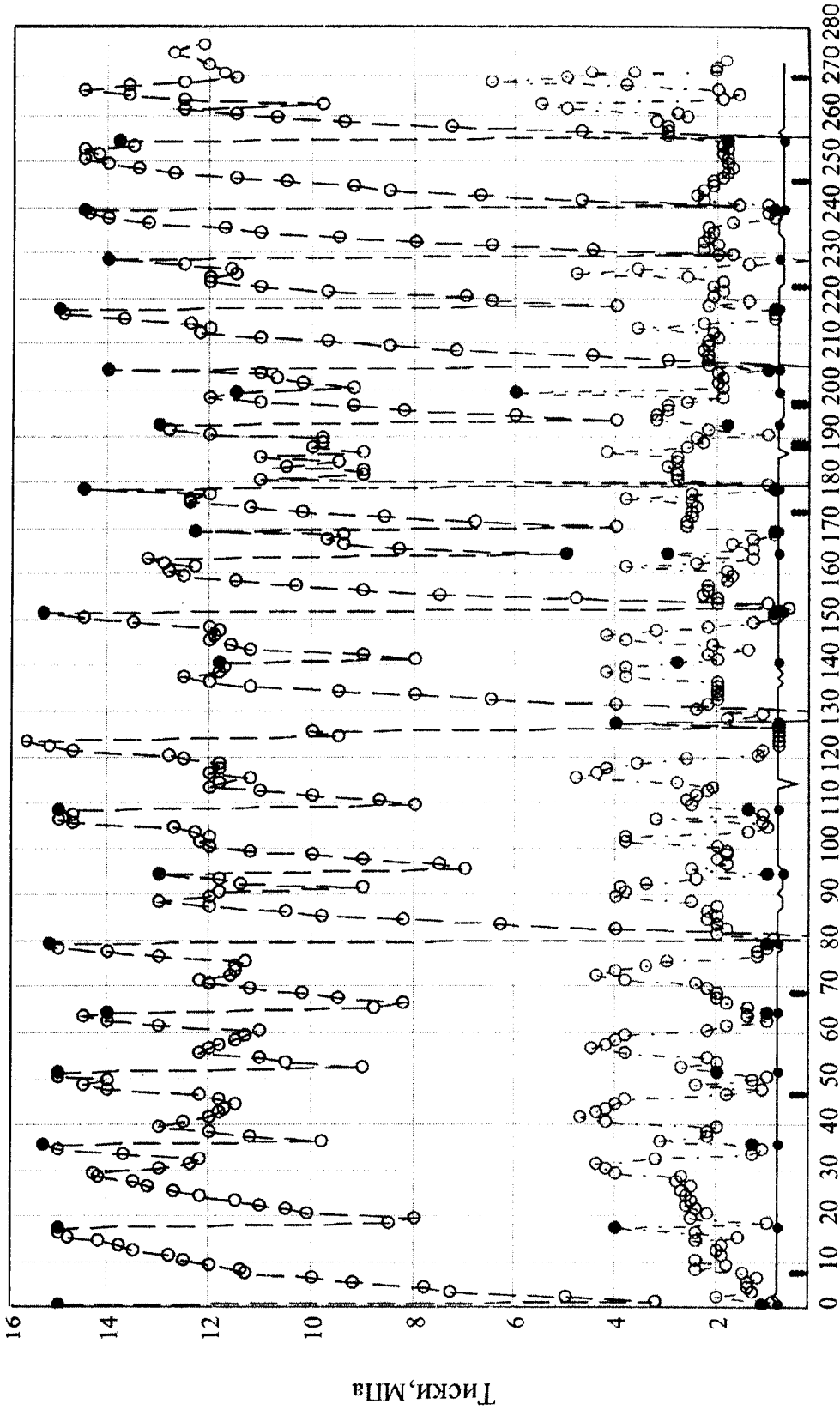


Рисунок 2. Зміни тисків затрубного ($P_{\text{зтр}}$, позначений пунктирною лінією), буферного ($P_{\text{б}}$, позначений штрих-пунктирною лінією) та у виквдній лінії ($P_{\text{л}}$, позначений суцільною лінією) в часі за днями роботи (за початок взято 01.07.2002 р.) по свердловині № А (темними точками позначено тиски перед тепловими промиваннями; короткими вертикальними пунктирними лініями позначені дати контрольних вимірювань дебіту; свердловина працює з встановленим штуцером діаметром 4 мм)

Одна свердловина стабільно працює з невеличкою різницею між затрубним і вибійним тисками, що свідчить про відсутність відкладань парафіну. По цій свердловині можемо мати оцінку величини втрат тиску на тертя в НКТ з урахуванням газліфтного ефекту (приблизно 0,2 МПа).

У другій свердловині є велика різниця між затрубним і вибійним тисками та велика кількість теплових промивань. Це свідчить про таке: а) великі втрати тиску в НКТ, мабуть, зумовлені наявністю відкладів парафіну; б) теплові промивання є дещо ефективними, але ефективність є дуже низькою і нетривалою, що можна пов'язувати з малими об'ємами теплоносія.

Характер роботи іншої свердловини є аналогічним характеру роботи свердловини А (за даними про затрубний тиск), хоч теплові промивання не проводилися до 13.03.2003 р. Зміну тиску можна пояснювати змиванням парафіну потоком. Після промивання 13.03.2003 р. спостерігається висока ефективність робіт.

Загалом за даними щоденних спостережень можна зробити такі висновки:

1. Зміна затрубного тиску в часі дає змогу спостерігати процес парафіновідкладання в НКТ, обладнанні гирла, маніфольді й викидній лінії. Такі спостереження надалі необхідно вести постійно, а за результатами графічного їх подання можна робити висновки про необхідність чергового промивання, тривалість міжпромивного періоду.

2. Втрата тиску на тертя (на гідравлічний опір) у чистих НКТ (без парафіну) з урахуванням газліфтного ефекту становить приблизно 0,2 МПа. Для уточнення цієї величини доцільно провести інструментальне дослідження з використанням глибинного манометра одразу чи після великооб'ємного промивання.

3. Багато свердловин працюють за високої різниці затрубного і буферного тисків, тобто практично протягом усього розглянутого періоду вони працюють за постійної наявності великих парафінових відкладів в обладнанні.

4. Після ефективних великооб'ємних теплових промивань затрубний тиск знижується практично до буферного тиску (малі втрати тиску на гідравлічний опір з урахуванням газліфтного ефекту), що свідчить про ефективність цих обробок (характерною тут є свердловина № А).

5. Тривалість міжпромивного періоду за фактичними даними не повинна перевищувати 5–15 діб.

Для оцінки глибини нагрівання свердловини вище температури топлення парафіну ми розглянули розподіл температури у свердловині під час нагнітання теплоносія у свердловину за формулами Е. Б. Чекалюка [6]. Процес теплопередачі визначається конструкцією стовбура свердловини.

У свердловини родовища, що розглядається, на глибину 38–207 м опущено кондуктор діаметром 12–13", технічну (проміжну) колону діаметром 8,9"×8" чи 10×9", рівень цементного кільця знаходиться на глибині від нуля до 1645 м та експлуатаційну колону діаметром 5"; 5 3/4"; 6" (чи комбіновану) з висотою підняття цементу 0–1740 м.

За таких конструкцій свердловин процеси теплопередачі в пласт значно ускладнюються через наявність трьох ексцентричних чи концентричних колон труб різних діаметрів та довжин і зацементованих по-різному, причому кількості стінок (колон) труб і міжтрубних просторів, заповнених цементним каменем і водою (глинистим розчином), які беруть участь у теплообміні, змінюються з глибиною. Тому за С. М. Кулієвим [3] вводимо два коефіцієнти: k_1 – коефіцієнт теплопередачі від потоку рідини (теплоносія) в кільцевому (затрубному) просторі до потоку в НКТ; k_2 – коефіцієнт теплопередачі від потоку рідини (теплоносія) в кільцевому просторі до навколишнього середовища (елементи конструкції свердловини, гірська порода). Повний термічний опір можна подати у вигляді суми окремих термічних опорів r_1 і r_2 , а саме: $r = r_1 + r_2$, причому загальний та окремі коефіцієнти теплопередачі є оберненими до опорів, тобто:

$$k = \frac{1}{r} = \frac{1}{r_1 + r_2} = \frac{1}{\frac{1}{k_1} + \frac{1}{k_2}} = \frac{k_1 k_2}{k_1 + k_2}. \quad (1)$$

Якщо $k_1 \gg k_2$, то величиною k_2 можна нехтувати і тоді $k \cong \frac{k_1 k_2}{k_1} = k_2$, а також якщо $k_2 \gg k_1$,

то $k \cong \frac{k_1 k_2}{k_2} = k_1$. Якщо врахувати, що товщина стінки НКТ δ коливається в межах 5–7 мм, а коефіцієнт теплопровідності сталі труб $\lambda_{\text{тр}} = 209,34$ кВт/(м·°С), то можна вважати, що $\frac{\delta}{2\lambda_{\text{тр}}} \ln \frac{62}{59} = 7,1 \cdot 10^{-4}$ (м²·°С/кВт), і цією величиною можна знехтувати. Тоді формула для визначення коефіцієнта теплопередачі від кільцевого простору до ліфтових труб значно спрощується



і набуває вигляду: $k = \frac{\alpha_1 \beta_1}{\alpha_1 + \beta_1}$, де α_1 – коефіцієнт тепловіддачі від потоку рідини в кільцевому просторі до стінок НКТ; β_1 – коефіцієнт тепловіддачі від стінок НКТ до потоку всередині НКТ.

За результатами розрахунків за температур 10–150 °С і турбулентного руху для морської води $\alpha_1 = 1740$ –3620 ккал/(м²·год·°С), $\beta_1 = 3350$ –7845 ккал/(м²·год·°С) і $k_1 = 1080$ –2480 ккал/(м²·год·°С), причому зі зростанням температури вони збільшуються.

За фактичними даними вимірювань у свердловині встановлено, що $k_1 = 2724$ ккал/(м²·год·°С) за витрати води 7 л/с і $k_1 = 3621$ ккал/(м²·год·°С) за витрати води 10 л/с [3].

Аналогічно коефіцієнт теплопередачі від потоку рідини в обсадній колоні до гірських порід можна записати:

$$k_2 = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_2} + \frac{\delta_{ц}}{\lambda_{ц}} + \frac{1}{\beta_2}}, \quad (2)$$

де α_2 – коефіцієнт тепловіддачі від потоку рідини в кільцевому просторі до стінки обсадної колони;

$\delta_{ц}$ – товщина цементного кільця;

$\lambda_{ц}$ – коефіцієнт теплопровідності цементного каменю;

β_2 – коефіцієнт тепловіддачі від стінок до породи.

Коефіцієнт α_2 можна взяти рівним 1740 ккал/(м²·год·°С) для води за витрати 20 л/с і температури 10°С. Якщо взяти товщину цементного кільця $\delta_{ц} = 40$ мм, коефіцієнт теплопровідності цементного каменю $\lambda_{ц} = 1$ ккал/(м·год·°С) (як середня величина з коефіцієнтів

споріднених матеріалів), то $\frac{\delta_{ц}}{\lambda_{ц}} = 0,04$ (м²·год·°С)/ккал.

Коефіцієнт β_2 можна наближено розрахувати за формулою:

$$\beta_2 = \frac{2\lambda_{п}}{D \ln \frac{2r_0}{D}} \quad \text{або} \quad \beta'_2 = \frac{2\pi\lambda_{п}}{\ln \left[1 + \sqrt{\frac{4\pi a_{\tau} t}{D^2}} \right]}, \quad (3)$$

де D – зовнішній діаметр цементного кільця;

$\lambda_{п}$ – коефіцієнт теплопровідності гірських порід;

r_0 – радіус теплового впливу свердловини;

a_{τ} – коефіцієнт температуропровідності гірських порід;

t – тривалість часу від початку теплового впливу на гірські породи.

Звідси неважко побачити, що $r_0 = \frac{D}{2} + \sqrt{\pi a_{\tau} t}$, тобто радіус r_0 змінюється з часом.

Вважається, що в межах кількох годин промивання величина коефіцієнта β_2 за першою формулою не змінюється. Якщо задати $r_0 = 0,5$ м, $t = 6,25$ діб, $a_{\tau} = 0,008$ м²/год, то $\beta_2 = 5,7$ ккал/(м²·год·°С) і $k_2 = 3,57$ ккал/(м²·год·°С) [3].

Звідси випливає, що величина k_2 зменшується зі збільшенням r_0 , зі зменшенням коефіцієнта теплопровідності порід, а обсадження свердловини обсадними трубами призводить до зниження величини коефіцієнта теплопередачі, причому тим більше, чим більша кількість обсадних колон (експлуатаційна і проміжна колони, кондуктор). Якщо між колонами обсадних труб відсутній цементний камінь, а простір між ними заповнений глинистим розчином (чи водою), то додатково слід ввести термічний опір цих середовищ. При цьому коефіцієнт теплопровідності глинистого розчину становить 0,5 – 0,8 ккал/(м·год·°С), зростаючи зі збільшенням густини розчину від 1450 до 2000 кг/м³, а коефіцієнт теплопровідності води 0,582 Вт/(м·К) або 0,5 ккал/(м·год·°С) і нафти 0,139 Вт/(м·К) або 0,12 ккал/(м·год·°С). Оскільки коефіцієнти теплопровідності води і глинистого розчину приблизно в 2 рази менші від коефіцієнта теплопровідності цементного каменю, то термічний опір середовищ води і глинистого розчину в два рази більший від термічного опору цементного каменю.

У реальних умовах термічний опір труби ($\approx 10^{-3}$ (м²·К)/Вт) і термічний опір між нагрітою водою (рідиною) і внутрішньою стінкою за турбулентного руху і за конденсації пари ($\approx 3,5 \cdot 10^{-4}$ (м²·К)/Вт) є дуже малим, тобто температура рідини всередині труби і температура на зовнішній стінці є близькими за величиною [2]. Коефіцієнт теплопередачі між НКТ і обсадною трубою, коли нагнітання здійснюється в НКТ, а кільцевий зазор заповнений азотом або повітрям, становить 10–30 Вт/(м²·°С) за температур 100–400°С (зростає зі збільшенням температури) і тиску 0,1 МПа; зі зростанням тиску до 7 МПа він збільшується до 25–40 Вт/(м²·°С) і 17,3 МПа – 30–45 Вт/(м²·°С) [2]. Нагнітання теплоносія безпосередньо через обсадну колону призводить до значного збільшення теплових втрат, оскільки відсутній термічний опір кільцевого зазору, заповненого газом [2]. Теплові втрати також зростають зі збільшенням діаметра НКТ.

Найменші тепловтрати бувають у випадку нагнітання теплоносія в НКТ. Застосування теплоізованих труб чи труб з подвійною стінкою дає змогу істотно зменшити тепловтрати, але такі труби є дуже дорогими. Можна зменшити тепловтрати шляхом створення опору випромінювання між стінками труб, покривши труби шаром алюмінію, або заповнивши кільцевий зазор газом (уникаючи появи конденсату). Запропоновано також для отримання теплоізоляції внутрішньої труби на її зовнішній поверхні створити теплоізоляційний шар, попередньо заповнивши зазор розчином кремнійкислого натрію (до початку нагнітання теплоносія). Під час нагнітання теплоносія труби прогриваються і на зовнішній поверхні осаджується з розчину силікатний шар (достатньо товщини 1 см), а надлишок розчину силікату витісняється водою а далі газом [2]. Можна також заповнювати міжтрубний простір органічною рідиною на основі жирних кислот [2].

Результати розрахунків розподілу температури під час нагнітання теплоносія (термограма T_n) з урахуванням сказаного зображені на рис. 3 за різних витрат теплоносія і початкових температур його нагрівання на різні моменти часу. Для порівняння кривих розподілу температури показана геотерма T_g розрізу родовища, тривалості експлуатації T_c ($T_c \approx T_g$ за даного дебіту). На рисунок нанесено також вертикальні лінії, які відповідають мінімальній (53°C), середній (57°C) і максимальній (61°C) температурам топлення парафіну (найбільш високотопких вуглеводнів). Взяті такі вхідні дані: $H=3500$ м; $A=9,81386 \cdot 10^{-3}$ Дж/(кг·м); $a_r=0,4 \cdot 10^{-6}$ м²/с; $d=0,053$ м; $Q=7$ т/доб; $\Gamma_r=0,023$ К/м; $c_p=2100$ Дж/(кг·м); $\lambda=2$ Вт/(м·К); $p_b=23 \cdot 10^6$ Па; $p_r=0,6 \cdot 10^9$ Па (позначення такі ж, як і в [6]). Із рисунка випливає, що за початкової температури нагрівання 140°C стовбур свердловини не охолоджується (тобто є нагрітим відносно геотерми) до глибин близько 1450–2050 м за витрати 14 м³/год на момент часу 0,5–5,0 год. Відзначимо, що агрегат АДПМ-12/150 забезпечує витрату нафти 12 м³/год за максимальної температури нагрівання безводної нафти 150°C і обводненої (до 30%) нафти 122°C.

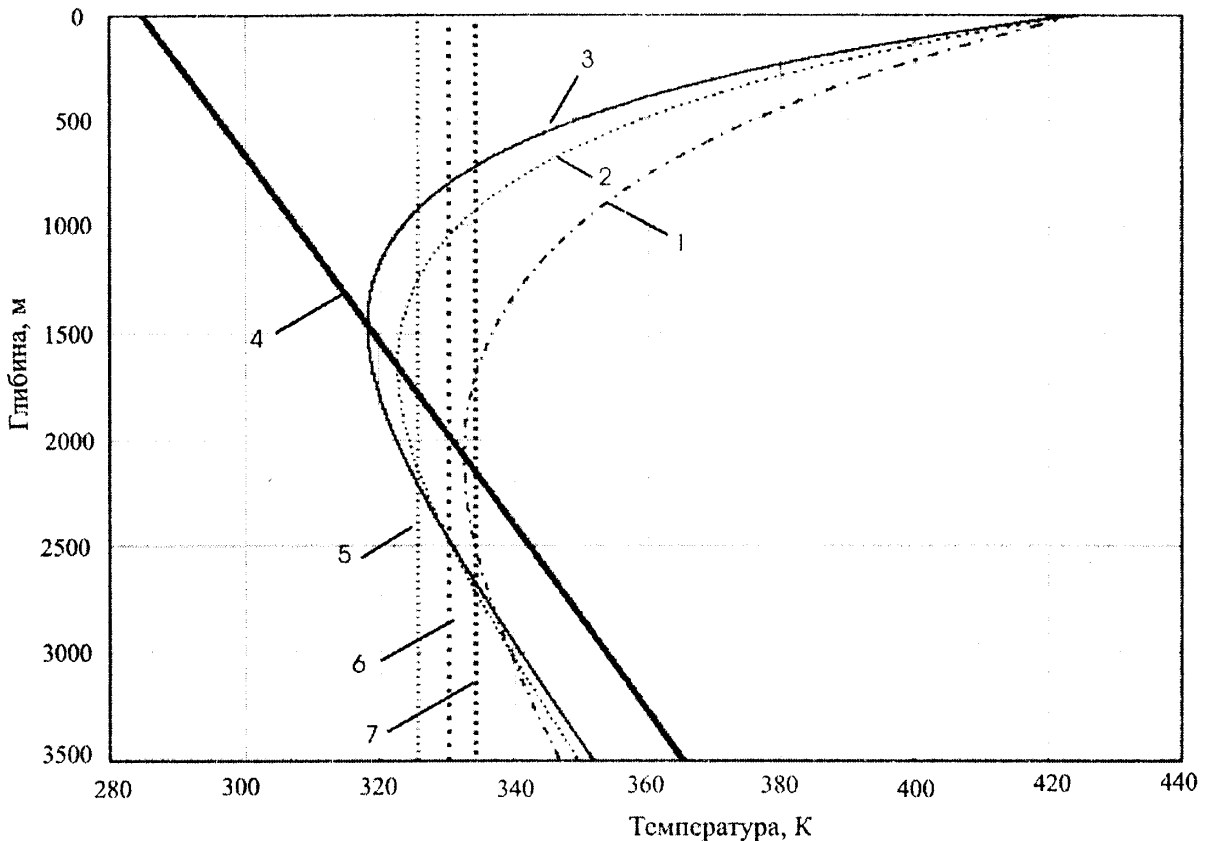


Рисунок 3. Розподіл температури у свердловині під час нагнітання теплоносія у свердловину з витратою 14 м³/год та температурою 140°C:
 1 – через 0,5 год; 2 – через 1 год; 3 – через 5 год;
 4 – геотерма; 5 – $T=53^\circ\text{C}$; 6 – $T=57^\circ\text{C}$; 7 – $T=61^\circ\text{C}$

Аналіз температурних умов у свердловині під час її експлуатації свідчить, що температура у стовбурі свердловини на будь-якій глибині зростає від геотермічної температури (початок експлуатації свердловини) до певної величини. Підвищення температури над геотермічною температурою різне на різних глибинах і зростає з часом.



Найбільший темп зростання температури спостерігається в перші години роботи свердловини, а відтак – зменшується. Під час експлуатації свердловини температура потоку протягом цих перших годин мало відрізняється від геотермічної температури, а, отже, наявний процес відкладання парафіну на стінках НКТ, де температура потоку є меншою температури насичення нафти парафіном. Звідси випливає, що за верхню межу глибини (найбільша глибина) відкладання парафіну слід узяти умову, коли геотермічна температура дорівнює температурі насичення нафти парафіном.

З часом температура поверхні НКТ зростає, але при цьому температура стінки НКТ не підвищується до температури топлення парафіну, тобто топлення відкладеного парафіну на глибині верхньої межі не відбувається. Вище цієї глибини температура потоку є меншою. Тут може відбуватися тільки незначне розчинення парафіну у свіжих порціях нафти, яка надходить із пласта, хоч нафта знаходиться на межі насичення парафіном. Відтак внаслідок підвищення температури поверхні НКТ рівень глибини початку відкладання парафіну переміщується вгору. Звідси випливає, що товщина шару парафіну на стінці НКТ зростає від глибини нижньої межі відкладання як за рахунок переміщення рівня глибини початку відкладання парафіну (нагрівається потік), так і за рахунок збільшення температурного перепаду. Нижня межа глибини відкладання парафіну (найменша глибина), тобто глибина припинення відкладання парафіну, залежить від величини вмісту парафіну в нафті.

Таким чином, за глибину початку відкладання парафіну на стінках НКТ слід брати глибину, що відповідає геотермічній температурі, яка дорівнює температурі насичення парафіном. Для умов розглянутого родовища, коли $\Gamma_T=0,023$ К/м, $T_{пл}=92^{\circ}\text{C}$, $T_0=11^{\circ}\text{C}$, $T_{нас}=32^{\circ}\text{C}$, ця глибина становить 1164 м.

Під час теплової депарафінізації ліфтових труб у свердловині нагріваються насосно-компресорні труби і розтоплюється парафін, нагріваються труби обсадної колони, цементний камінь, нафта і водонасичена порода. Необхідна питома кількість теплоти, що припадає на 1 м товщини гірських порід, визначається за калориметричною формулою:

$$Q_T = \Delta T_1 \sum_{i=1}^n \varepsilon_i V_i, \quad (4)$$

де $\Delta T = T_n - T_{пл}$ – приріст температури, що дорівнює різниці температури топлення $T_{пл}$ найбільш важкотопких фракцій парафіну і пластової температури гірських порід $T_{пл}$; ε_i – теплоємність речовини; V_i – кількість речовини, що припадає на 1 м товщини пластів геологічного розрізу.

Маса насосно-компресорних труб (діаметр 73 мм, товщина стінки 7 мм) $V_{НКТ} = 11,39$ кг, маса обсадних труб (діаметр 146 мм, товщина стінки 10 мм) $V_{от} = 34,4$ кг, маса цементного каменю (долото діаметром 188,9 мм) $V_{ц} = 30$ кг, маса нафти в НКТ (товщина шару парафіну 20 мм) $V_{нт} = 1,46$ кг і маса нафти в затрубному просторі $V_{нз} = 7,3$ кг. Величина маси породи, яка нагрівається, залежить від величини теплового потоку в навколишню породу і тривалості процесу депарафінізації, які визначають радіус зони теплового збурення (беремо радіус зони нагрівання 0,25 м), тобто 60,83 кг. Теплоємність сталевих труб $\varepsilon_T = 460$ Дж/(кг·К), теплоємність цементного каменю $\varepsilon_{ц} = 837$ Дж/(кг·К), теплоємність водонасиченої породи $\varepsilon_{вп} = 1270$ Дж/(м³·К), теплоємність парафіну $\varepsilon_n = 3245$ Дж/(кг·К), теплоємність нафти $\varepsilon_{н} = 2100$ Дж/(кг·К) [5].

Для розрахунку треба ще знайти необхідну глибину, на яку слід прогріти свердловину.

Температури T_n відповідає дві глибини початку випадання парафіну: а) глибина L_1 , на якій починає випадати парафін із потоку нафти одразу після пуску свердловини в роботу; б) глибина L_2 , на якій випадає парафін із потоку нафти з урахуванням нагрівання НКТ висхідним потоком. Оскільки величина приросту температури потоку з часом залежить від дебіту свердловини, а дебіти свердловин розглянутого родовища є дуже низькими і відповідні прирости температур є мізерними, а також враховуючи випадання парафіну одразу після пуску свердловини з глибини L_1 , то за глибину початку випадання парафіну беремо глибину L_1 .

Температура теплоносія T_n на глибині L_1 повинна бути не меншою від температури T_T топлення парафіну. Температура теплоносія у свердловині зменшується з глибиною z і зростає в часі t (див. рис. 3).

Отже, об'єм теплоносія для промивання свердловини з метою депарафінізації НКТ слід визначити з двох умов: а) введення у свердловину кількості теплоти, яка забезпечує її прогрівання до температури топлення парафіну T_T на глибину L_1 ; б) прогрівання стовбура свердловини на глибині L_1 до температури T_c , а відтак необхідно взяти більшу з цих величин кількість теплоти. Тоді будуть виконуватися обидві умови.

$$\text{За першою умовою необхідна кількість теплоти } Q' = Q_{\text{пит}} L_1,$$

а об'єм теплоносія $V' = Q' / (\varepsilon_T \Delta T')$, де ε_T – теплоємність теплоносія; $\Delta T' = T_T - T'_c$ – середній приріст температури; T'_c – середня температура у свердловині від гирла до глибини L_1 , $T'_c = (T'_0 + T'_L) / 2$; T'_0 – температура на гирлі; T'_L – геотермічна температура у свердловині на глибині L_1 .

За другою умовою задаємо температуру $T(L_1, t'')$ рівною температурі T_T топлення парафіну, тобто:

$$T_H = (T_0' + \Gamma_T L_1) - (M + \Gamma_T) \beta_T (1 - e^{-\beta_T L_1}) + \Delta T_0 e^{-\beta_T L_1} (t - \frac{L_1}{\omega}), \quad (5)$$

звідки знаходимо тривалість процесу промивання t'' за заданих витрати теплоносія Q і приросту температури ΔT_0 , врахувавши, що

$$\beta_T = \frac{2\pi\lambda_T}{Q\rho c_T \ln \left[1 + \sqrt{\frac{4\pi a_T t''}{d_0^2}} \right]}, \quad (6)$$

а об'єм теплоносія $V''' = Q t''$, де позначення такі ж, як і в роботі [6].

У випадку, якщо t'' становить велику величину, то слід збільшити приріст температури ΔT_0 і витрату теплоносія Q .

Верхня межа температури теплоносія повинна визначатися міцністю обсадних труб і цементного каменю. Лінійне розширення (видовження) ΔL незакріпленої обсадної труби

довжиною описується наближеною залежністю [2]: $\Delta L/L = 1,26 \cdot 10^{-5} \Delta T$, де ΔT – підвищення температури, °С. Так, якщо $\Delta T = 50$ °С, $L = 1000$ м, то $\Delta L = 0,6$ м.

У випадку неможливості видовження обсадна колона стискається. Для забезпечення достатньої тривалості експлуатації труб з урахуванням втрати матеріалу, що виникає за чергування його нагрівання та охолодження (у випадку періодичних теплових обробок), рекомендується не піддавати обсадні труби перепадам температур, що перевищують верхню межу ділянки пружних деформацій [2]: $\Delta T_{\max} = \chi/250$ °С, де χ – межа стискного зусилля, МПа. Для труби марки І55

максимальне допустиме підвищення температури становить 152°С. Якщо труби попередньо розтягнули під час цементування, температурна межа підвищується, а за наявності зазору, що забезпечує можливість поздовжнього згину, – знижується. Через охолодження обсадних труб пошкоджуються їхні стінки, бо з'являються тріщини в муфтах. Свердловини, які піддаються термічним напругам, повинні бути ретельно зацементовані; діаметр свердловини повинен бути незмінним; обсадна труба повинна мати достатню кількість центраторів, щоб товщина шару цементу була всюди однаковою. За температур вище критичної 110°С межа міцності на стискання цементу промислових марок істотно зменшується, а цемент стає водонепроникним [2].

Для умов розглянутого родовища за викладеними вище даними та методикою визначений об'єм теплоносія, необхідного для розтоплення шару парафіну завтовшки 20мм, який становить 60,83 м³ легкої нафти, або 30,5 м³ води з температурою 140°С.

Таким чином, можна висувати таке. За даними щоденних спостережень за роботою свердловин можна робити висновки про необхідність чергового теплового промивання, тривалість міжпромивного періоду, ефективність промивання. За глибину початку відкладання парафіну (верхня межа) слід брати температуру, що відповідає геотермічній температурі, яка дорівнює температурі насичення нафти парафіном. Об'єм теплоносія для промивання свердловини з метою депарафінізації необхідно визначати з умов введення потрібної кількості теплоти і прогрівання свердловини до температури топлення парафіну, а відтак вибирати більшу з розрахованих величин. Верхня межа температури запомповуваного теплоносія повинна визначатися міцністю обсадних труб (видовження, стискання) і цементного каменю.

Література

1. Бойко В. С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ. – Київ: Реал-Принт, 2004. – 695 с.
2. Бурже Ж., Сурно П., Комбарну М. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов. Пер. с франц. – Москва: Недра, 1988. – 422 с.
3. Кулиев С. М., Есьман Б. И., Габузов Г. Т. Температурный режим бурящихся скважин. – Москва: Недра, 1968. – 218 с.
4. Предотвращение отложения парафина и асфальто-смолистых веществ в добыче нефти на месторождениях с различными геолого-физическими условиями / Ю. В. Шамрай, В.И. Гусев, В.А. Покровский и др. – Москва: ВНИИОЭНГ, 1987. – 61 с. – Обз. инф. Серия “Нефтепромышленное дело”. Вып. 7 (136).
5. Савенков Г. Д., Бойко В. С. Расчет процессов интенсификации притока, освоения и эксплуатации скважин. – Львов: Вища школа, 1986. – 160 с.
6. Чекалюк Э. Б. Термодинамика нефтяного пласта. – Москва: Недра, 1965. – 408 с.
7. Яремийчук Р. С., Светлицкий В. М., Савьюк Г. П. Повышение продуктивности скважин при освоении и эксплуатации месторождений парафинистых нефтей. – Киев: Укрпипроиннефть, 1993. – 226 с.

