

РОЗРОБКА ТА ЕКСПЛУАТАЦІЯ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ

УДК 622.245

ВУГЛЕВОДНЕВА КОЛЬМАТАЦІЯ ПОРИСТОГО СЕРЕДОВИЩА ПРИВИБІЙНОЇ ЗОНИ ПЛАСТА

В.І. Пустогов, М.Мик. Орфанова, М.Мих. Орфанова

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 504612,
e-mail: orfanova@rambler.ru*

Проаналізовано вплив температурного та барометричного режиму на продуктивність і загасання продуктивності фільтрації нафти в пористому колекторі привибійної зони свердловини. Наведено результати експериментів з фільтрації природної високопарафіністої нафти через керн. Експериментально оцінена вуглеводнева кольматація в пористому керні. Оцінена роль парафінів, церезинів і асфальто-смолистих речовин у цьому процесі. На основі аналізу експериментів з фільтрації високопарафіністої нафти запропоновано модель процесу вуглеводневої кольматації пористого середовища. Проведено зіставлення температурного фронту в привибійній зоні свердловини та зоні вуглеводневої кольматації.

Ключові слова: свердловина, привибійна зона, депресія на пласт, вуглеводнева кольматація, парафіно-смолисті відкладення, церезини, продуктивність фільтрації, керн.

Приводится анализ влияния температурного и барометрического режимов на продуктивность и затухание продуктивности фильтрации нефти в пористом коллекторе призабойной зоны скважины. Приведены результаты экспериментов по фильтрации природной высокопарафинистой нефти через керн. Экспериментально оценена углеводородная кольматация в пористом керне. Оценена роль парафинов, церезинов и асфальто-смолистых веществ в этом процессе. На основании анализа экспериментов по фильтрации высокопарафинистой нефти предложена модель процесса углеводородной кольматации пористой среды. Проведено сопоставление температурного фронта в призабойной зоне скважин и зоне углеводородной кольматации.

Ключевые слова: скважина, призабойная зона, депрессия на пласт, углеводородная кольматация, парафино-смолистые отложения, церезины, продуктивность фильтрации, керн.

In the article the influence of temperature and barometric conditions on capability and damping productivity of oil filtration has been analyzed in the porous manifold of the well bottom zone. The results of the experiments in filtration of natural highly paraffinic crude oil through the core have been shown. Hydrocarbon mudding in the porous core has been experimentally determined. The role of paraffin, ceresin and asphalt substances has been evaluated in the process. Based on the results of experiments in highly paraffinic crude oil filtration a model of hydrocarbon mudding process in porous environment has been offered. The thermal front comparison in the well bottom zone with the hydrocarbon mudding zone has been conducted.

Keywords: well, well bottom zone, differential pressure drawdown, hydrocarbon mudding, paraffin-resin sediments, ceresin, filtration capability, core

Парафінізація пористого середовища у процесі розробки родовищ високопарафіністич нафт є одною з основних проблем при вторинних методах видобутку нафти [1]. Розробка покладів з високосмолистими нафтами (Битків, Борислав, Охтирка) ускладнюється адсорбцією смол і асфальтенів на мінералах пласта і утворенням адсорбційно-сольватних шарів, на яких формується кристали церезинів при зниженні температури нафти, при бурових роботах та при експлуатації свердловин. Охолодження вибоїв свердловин [1] в Биткові до 40–50°C, в Бориславі до 30–50°C призводить до інтенсивної кольматації фільтраційних каналів і, як наслідок,

до значного зменшення проникності пристовбурової зони пласта.

Відновлення проникності проводиться різними методами: вібропрогріву, нагрівання з одночасним введенням ПАР, застосуванням розчинників, керованими миттевими циклічними депресіями за допомогою струминних апаратів, розроблених Ф.С.Абдуліним і Р.С.Яремійчуком [1]. Але фізико-хімічні процеси, які відбуваються в привибійній зоні свердловини, недостатньо вивчені.

Мета досліджень, представлених в даній роботі, полягає в моделюванні процесів, пов'язаних з фазовими переходами в нафті при

Таблиця 1 – Результати розрахунку відносної зміни коефіцієнта продуктивності α та коефіцієнта затухання фільтрації β при дослідженні фільтрації нафти через керн за різних температур

t, °C	Зниження температури		Підвищення температури		α_1 / α_2	β_1 / β_2
	α_1	β_1	α_2	β_2		
86	0,055	0,04	0,1	0,05	0,55	0,80
80	0,035	0,33	0,02	1,00	1,75	0,33
65	0,016	0,84	0,002	0,60	8,0	1,40
55	0,010	0,91	0,0015	0,50	6,7	1,82

різних термобаричних умовах фільтрації нафти в пористому середовищі. Такі процеси відбуваються у привибійній зоні пласта в період закінчування та експлуатації свердловин.

Під час фільтрації природної нафти родовища Гвізд через керн відбулась вуглеводнева кольматація. Результати фільтрації, вплив миттєвих керованих депресій на процес фільтрації наведені в роботі [2]. Як показали лабораторні дослідження фільтрації нафти через керн, процес вуглеводневої кольматації відрізняється, якщо його проводити при підвищенні температури нафти і при зниженні температури. Використовувався природний керн проникністю $50 \cdot 10^{-6}$ Дарсі і насипний піщаний керн проникністю 5 Дарсі довжиною 0,47 м і площею поперечного перерізу $5,5 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2$. Кернотримач термостатувався. Для дослідів використовувалась нафта родовища Гвізд з вмістом парафінів 8%, смол селікагелелвих 9%, температура насичення нафти парафіном 42°C . Фільтрацію нафти проводили в режимі підвищення температури з 20°C до 86°C в одному напрямі і в режимі зниження температури з 86°C до 55°C у протилежному напрямі.

За час дослідів пропущено $29 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3$ нафти в режимі підвищення температури з 20°C до 86°C із швидкістю зміни температури 1 град/хвилину в прямому напрямі керну, в результаті чого закольматовано шар керна товщиною до 5 мм. У зворотному напрямі керну пропущено $255 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3$ нафти в режимі зниження температури з 86°C до 56°C із швидкістю зміни температури 1,2 град/хвилину. Три години фільтрація продовжувалась при температурі 86°C (повному розчиненні всіх парафінів). При цьому коефіцієнт продуктивності збільшився в 400 разів, але проникність керну не досягла повного відновлення, навіть після проведення декількох миттєвих депресій на керн $\Delta p/\Delta t = 25 \text{ МПа}$.

В прямому напрямі кольматація здійснювалась готовими кристалами, друзами кристалів, міцелами асфальтенів, які були у холодній нафті. Фактично – це механічна кольматація, яка відбулась в шарі 1÷5 мм. При підвищенні температури кристали частково розчиняються, що призводить до збільшення коефіцієнта продуктивності в 5 разів внаслідок збільшення температури керна з 20°C до 86°C . Час витримки при температурі 86°C становив 3 години. При постійній температурі (86°C) проведена зворотна фільтрація. Продуктивність різко зросла –

у 73 рази, що свідчить про вимивання кольматуючих частинок з фільтраційних каналів потоком нафти, тому що кристали не закріплені на стінках каналів. При зниженні температури з 86°C до 80°C парафіни, що були в розчиненому стані, починають кристалізуватись на поверхні фільтраційних каналів. Продуктивність фільтрації зменшилась.

Для аналізу процесу вуглеводневої кольматації в режимі підвищення і в режимі зниження температури доцільно ввести відносний коефіцієнт затухання фільтрації β при різних температурах, який визначається за формулою

$$\beta = \frac{K_{\max} - K_{\min}}{t \cdot K_{\max}}$$

де: K_{\max} – коефіцієнт продуктивності в початковий момент; K_{\min} – коефіцієнт продуктивності через час t .

При аналізі результатів був обраний час затухання – 1 хвилину. Відносна зміна коефіцієнту продуктивності при зміні температури на 1°C визначається за формулою

$$\alpha = \frac{K_2 - K_1}{\Delta T \cdot \Delta K}$$

де: K_2 , K_1 – коефіцієнти продуктивності при різних температурах нафти; ΔK – інтервал зміни коефіцієнта продуктивності на всьому температурному інтервалі досліджень.

В даному випадку в температурному інтервалі від 86°C до 55°C відбуваються основні кристалізаційні процеси при зниженні температури і розчинення парафінів при підвищенні температури. Результати розрахунків коефіцієнтів β і α наведені у таблиці 1 і на рисунках 1 і 2.

Як видно з рисунків 1, 2 і таблиці 1, при зниженні температури від 86 до 55°C коефіцієнт продуктивності знижується майже експоненціально внаслідок кристалізації парафінів на поверхні фільтраційних каналів. Цей природний процес відбувається у пласті та привибійній зоні свердловини при зниженні температури нижче температури початку кристалізації парафінів. Якщо температура у пласті знижується до $50-60^\circ\text{C}$, то утворюються відкладення парафіну і асфальто-смолистих речовин у пористому і тріщинуватому колекторі.

Нафта, яка видобувається, збіднена високотемпературними парафінами, які відкапались у пласті та привибійній зоні, тому температура парафінистих відкладень при фільтрації через керн поверхневої проби нафти має нижчу темпера-

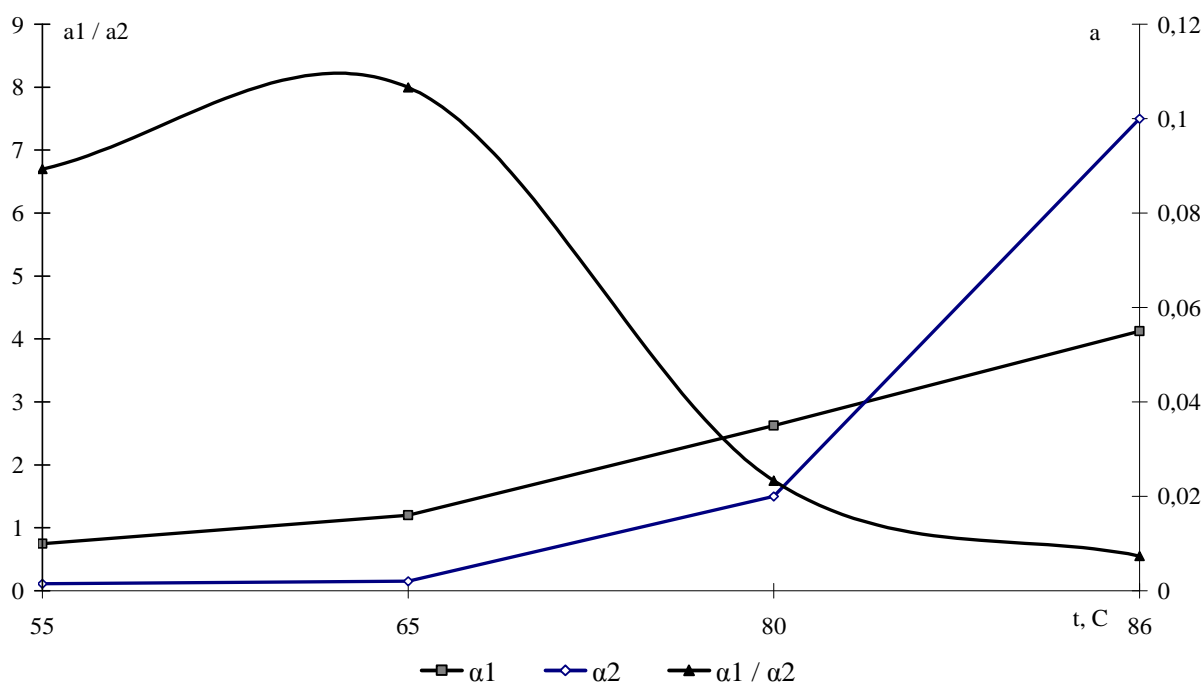


Рисунок 1 – Залежність відносної зміни коефіцієнта продуктивності від температури фільтрації

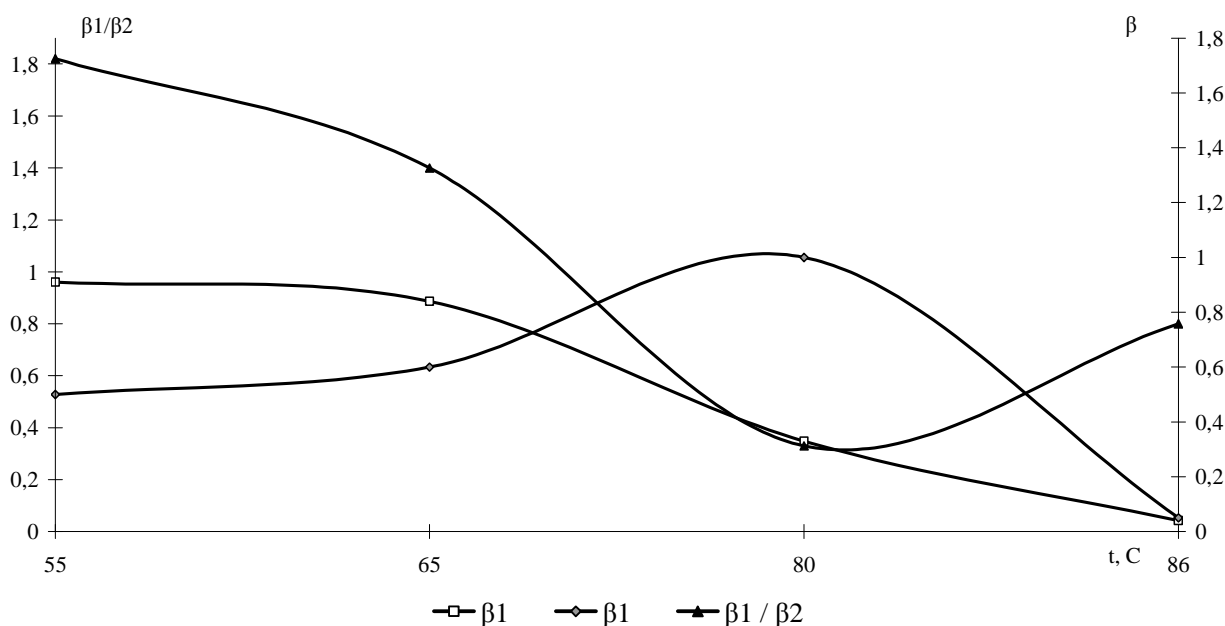


Рисунок 2 – Залежність відносного коефіцієнта затухання фільтрації від температури фільтрації

туру плавлення (50°C), ніж відкладення озокериту (80°C) або відкладення в НКТ (75°C). Внаслідок втрати легких фракцій, температура масової кристалізації поверхневої проби нафти вище, ніж глибинної.

Температура масової кристалізації парафінів глибинної проби нафти родовища Гвізд 42°C. Дослідження проводились з дегазованою нафтою при деякій втраті легких фракцій (до 2%). Проведено дослідження з метою визначення впливу втрати легких фракцій нафти на температуру насичення нафти парафіном.

З'ясовано, що при втраті легких фракцій до 2 % температура масової кристалізації парафінів збільшується з 42°C до 55°C.

Дослідження показали, що значне зменшення продуктивності спостерігається вже при зниженні температури з 86°C до 80°C. При подальшому зниженні температури до 65–55°C коефіцієнт продуктивності зменшується значно повільніше. При температурі 55°C основна кристалізація вже завершується. В потоці нафти є сформовані компактні кристали парафіну, які досить легко проходять через фільтраційні ка-

нали при дещо збільшеній в'язкості. Варто відмітити, що затухання процесу фільтрації досить різко збільшується при зниженні температури з 86⁰С до 65⁰С (табл. 1, рис. 2). Тільки дія миттєвих керованих депресій з градієнтом $dp/dt=25$ МПа/с збільшує коефіцієнт продуктивності в 2–10 разів, але послідовне застосування повторних депресій дає все менший ефект. Так, при температурі 65⁰С перша депресія дала зростання продуктивності в 10 раз, друга – в 3,5 рази. Після кожної депресії затухання фільтрації збільшується, а кінцева продуктивність зменшується. Після першої депресії продуктивність дуже швидко (за 3 хвилини) зменшилась з $35,2 \cdot 10^{-14}$ до $1,4 \cdot 10^{-14}$ м³/с·Па, після другої – за 2 хвилини зменшилась з $4 \cdot 10^{-14}$ до $0,7 \cdot 10^{-14}$ м³/с·Па, після третьої – за 2 хвилини зменшилась з 10^{-14} до $0,5 \cdot 10^{-14}$ м³/с·Па.

При застосуванні миттєвих керованих депресій на привибійну зону значно збільшується продуктивність свердловин при температурах, близьких до насичення нафти парафіном, але проникивість закольматованої зони не повертається до попередніх значень. Для цього необхідно нагрівання привибійної зони до температури 90⁰С до повного розчинення всіх високоплавких парафінів.

Цей процес моделювався в дослідженнях фільтрації нафти в режимі підвищення температури. При температурі 55⁰С починається масове розчинення парафінів у нафті, але відносно зростання коефіцієнту продуктивності α_2 дуже мале (табл. 1, рис. 1). Затухання фільтрації (коефіцієнт β) (рис. 2) незначне порівняно з відповідною температурою в режимі зниження температури. Це пояснюється тим, що зв'язки між кристалами розчиняються і кристали мало кольматують фільтраційні канали. Кольматация має механічний характер. При підвищенні температури з 55 до 65⁰С відносна зміна коефіцієнта продуктивності α (табл. 1) зростає в 1,2 рази, а при подальшому підвищенні з 65 до 80⁰С – у 5 разів. В температурному інтервалі 80–86⁰С зростання в 5 разів, але α – найбільше. Масове розчинення кристалів парафіну відбувається в температурному інтервалі 80–86⁰С, що на 30⁰С вище температури масової кристалізації. Затухання фільтрації в режимі підвищення температури досягає найбільших значень при температурі 80⁰С внаслідок того, що друзі кристалів розділились на окремі кристали і ще не встигли розчинитись. Тільки після прогріву до 86⁰С протягом 3 годин ці кристали розчинились, про що свідчить різке збільшення коефіцієнта продуктивності (у 400 разів) порівняно з температурою 20⁰С при різкому зменшенні коефіцієнта затухання.

При зниженні температури з 77 до 55⁰С масова кристалізація парафінів і найбільший темп зниження відносного коефіцієнта продуктивності відповідає максимальному збільшенню відносного коефіцієнта затухання.

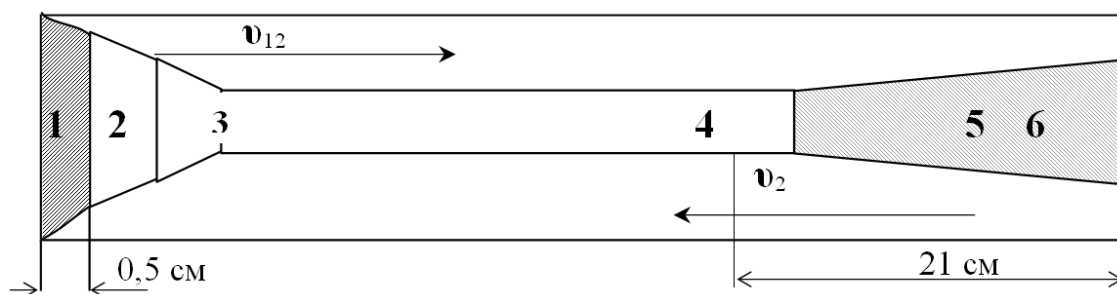
При підвищенні температури найбільший темп збільшення відносного коефіцієнта продуктивності відповідає температурному інтервалу 80–86⁰С, тобто температура розчинення

парафінів на 20–25⁰С вище, ніж температура кристалізації парафінів з одної і тої самої нафти. Відносний коефіцієнт затухання досягає максимуму при 80⁰С, тобто при температурі на 25⁰С вищій, ніж при зниженні температури нафти.

Проведені дослідження відкладень в керні після фільтрації нафти. Закольматовані ділянки керна показані на рисунку 3. При підвищенні температури фільтрації нафти з 20⁰С до 76⁰С закольматовано шар керна товщиною 5 мм (проба 1 і 2). При зниженні температури фільтрації з 86 до 55⁰С закольматовано шар товщиною до 21 см з другого боку керна. При цьому кольматация шару 5 мм, що закольматований при фільтрації у прямому напрямі, зменшилась за рахунок вимивання і розчинення сферолітів з великих каналів при протіканні гарячої (86⁰С) нафти. Залишкова нафта витіснена гарячою водою з температурою 90⁰С. Система очищена від залишків нафти потоком гарячого повітря при градієнті тиску 25МПа/м. В піску залишились адсорбційні шари асфальтенів і твердих вуглеводнів. Пісок з керна вилучено шарами товщиною 0,5–2,0см. У кожному шарі визначена площа, через яку фільтрувалась нафта. Взято 6 проб нафтонасиченого піску з керна, які позначені цифрами на рис. 3. Площа закольматованої частини керна при прямому, напрямі потоку нафти (проба 1) дорівнює 5см² на вході і 1,5см² по всьому керну, починаючи з відстані 10см від входу. Вддовж всього керна пісок не має темного забарвлення, як на вході. При зворотному потоці нафти закольматовано частину керна довжиною 21см, але менш інтенсивно. Площа фільтрації поступово зменшується від входу нафти до середини керна з 5см² до 1,5см² (проба 5, 6 рис. 3).

Проведено аналіз розподілу парафінів і смоло-асфальтенів по довжині керна, зроблена оцінка товщини адсорбційних шарів асфальтенів і парафінів на внутрішній поверхні каналів, які не ліквідовані навіть при температурі 86⁰С потоком нафти і стисненого повітря.

У кожній з 6 проб піску, закольматованого твердою фазою нафти, за допомогою розчину ізооктана вилучені парафіни адсорбційних шарів, а потім у розчині ацето-бензолу розчинені асфальтени і смоли. Вміст асфальтенів визначали фотоколориметричним методом. Кількість твердих вуглеводнів визначали відгонкою ізооктану з розчину. Визначалась температура плавлення парафіну. Загалом закольматовано компонентами нафти об'єм керна $100 \cdot 10^{-6}$ м³, в якому об'єм пор складає $(50-60) \cdot 10^{-6}$ м³. Загальний об'єм пор в керні – $(110-120) \cdot 10^{-6}$ м³. Загальний об'єм піску в керні – $226 \cdot 10^{-6}$ м³. У закольматованому шарі (проба 1) об'ємом $2,510^{-6}$ м³ міститься 11% твердої вуглеводневої фази, в тому числі асфальтенів 2,7–4,7%, твердих вуглеводнів 6,3% на масу піску. У пробі 5,6 об'ємом $52 \cdot 10^{-6}$ м³ міститься 12,5% твердої фази, в тому числі смоло-асфальтенів 1,2–2,0%, твердих вуглеводнів 9%. У таблиці 2 наведено основні параметри хімічного складу адсорбційних шарів у фільтраційних каналах керна порів-



Заштрихована площа – закольматований об’єм; 1, 2, 3, 4, 5, 6 – ділянки відбору проб закольматованого піску; \$v_1\$ і \$v_2\$ – напрям швидкості руху флюїду при підвищенні і зниженні температури нафти, відповідно; 1, 2 – кольматація при підвищенні температури нафти з 20° до 86°С; 3 – ділянка незначної кольматації; 4, 5, 6 – кольматація при зниженні температури з 86° до 55°С

Рисунок 3 – Кольматація керна при фільтрації нафти

Таблиця 2 – Хімічний склад відкладень в керні і нафті, яка фільтрувалась через керна

Проба	Парафіни, 10 ⁻³ кг	Парафіни від твердої фази	Смоло-асфальтени, 10 ⁻³ кг	Смоло-асфальтени від твердої фази	Температура плавлення, °С
		60 – 70		30 – 40	
		84		16	
відкладення	5,5	80 %	1,5	20 %	50
		47		53	
нафта	1,9	45 %	20	55 %	35

няно з відповідними параметрами нафти, яка фільтрувалась.

У профільтованій нафті об’ємом 284·10⁻⁶ м³ міститься 38,5·10⁻³ кг парафінів і смоло-асфальтенів. У фільтраційних каналах залишилось приблизно 7·10⁻³ кг твердої фази (табл. 1). Участь у кольматації керна беруть 7·10⁻³·100/38,5·10⁻³ = 18% твердих компонентів нафти, створюючи незворотну кольматацію колектора. Нагадаємо, що відкладання парафіну в трубах при видобутку нафти [3] складає від 0,1 до 1,0% від всіх твердих компонентів видобутої нафти. Пористе середовище у 20-200 разів скоріше закольматовується, ніж труби. Зміна термобаричних параметрів нафти в пласті при температурах, близьких до насичення нафти парафіном, призводить до інтенсивної незворотної кольматації, яку можна частково ліквідувати підвищенням температури вище пластової на 30 К, витримки протягом 3 годин і наступної миттєвої депресії.

Оцінимо товщину адсорбційних шарів керна. Об’єм фільтраційних каналів складає приблизно 75% від об’єму пор, насичених нафтою і дорівнює (40–50)·10⁻⁶ м³.

Площа поперечного перерізу фільтраційних каналів \$s_0 = (0,04-0,25) \cdot 10^{-6} \text{ м}^2\$.

Діаметр каналів \$d = (0,2-0,5) \cdot 10^{-6} \text{ м}\$.

Для досліджень товщини шару відкладень виберемо пробу 1 (при прямому напрямку руху нафти) і суму проб 5 і 6 (при зворотному русі нафти).

Об’єм піску в пробі 1 \$V = 3,5 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3\$, об’єм фільтраційних каналів \$V_{01} = (1,3-1,7) \cdot 10^{-6} \text{ м}^3\$.

Об’єм піску в пробах 5 і 6 становив 52·10⁻⁶ м³, об’єм фільтраційних каналів \$V_{05} = (19-24) \cdot 10^{-6} \text{ м}^3\$. Площа фільтрації \$F\$ визначається за формулою

$$F = V_0/l,$$

де: \$V_0\$ – об’єм фільтраційних каналів, \$l\$ – довжина ділянки керна. Кількість фільтраційних \$N\$ каналів дорівнює \$N = F/s_0 = F4/\pi d^2\$, де \$s_0\$ – площа перерізу каналу, \$d\$ – діаметр каналу. Площа внутрішньої поверхні каналу дорівнює

$$S^1 = \pi d l,$$

де: \$d\$ – діаметр каналу, \$l\$ – довжина каналу.

Площа внутрішньої поверхні всіх каналів дорівнює

$$S_{\text{пов}} = S^1 \cdot N = \pi d l N = \pi d l F4/\pi d^2 =$$

$$= \pi d l V_0 4/1 \pi d^2 = 4 V_0 / d.$$

Площа внутрішньої поверхні фільтраційних каналів проби 1 дорівнює

$$S_1 = (10 - 34) \cdot 10^{-3} \text{ м}^2.$$

Площа внутрішньої поверхні фільтраційних каналів суми проб 5,6 дорівнює

$$S_5 = (0,20 - 0,48) \text{ м}^2.$$

Товщина шару парафінів і асфальтенів в середині каналів \$h\$ визначається за формулою

$$h = V/S,$$

де: \$V\$ – об’єм асфальтенів або парафінів; \$S\$ – площа внутрішньої поверхні всіх каналів.

У пробі 1 товщина шару асфальтенів – \$h_{\text{асф}} = (1,3-8,0) \cdot 10^{-6} \text{ м}\$, товщина шару парафінів – \$h_{\text{параф}} = (5-16) \cdot 10^{-6} \text{ м}\$. У пробі 5 і 6 товщина шару

асфальтенів – $h_{асф} = (1-5) \cdot 10^{-6}$ м, товщина шару парафінів – $h_{параф} = (10-26) \cdot 10^{-6}$ м. Тверда фаза в каналах керн має об'єм $7 \cdot 10^{-6}$ м³, що складає від 14 до 20% об'єму фільтраційних каналів. Це помітно зменшує проникність керн і коефіцієнт продуктивності.

В результаті аналізу явищ при фільтрації моделей нафти і природної нафти через керн встановлені основні закономірності вуглеводневої кольматції пласта і роль в цьому процесі парафінів, смол і асфальтенів.

Парафіно-смолиста нафта в пласті в результаті зниження температури знаходиться в насиченому стані. При великому надлишку в нафті парафінових вуглеводнів і асфальтенів при зниженні температури кристалізуються високоплавкі парафіни (церезини).

Подібне явище відбувається при зниженні температури земної кори впродовж віків. Внаслідок цього відбувається відкладення озокеритів у нафтових пластах. Таке явище має місце, наприклад, на Бориславських родовищах, де нафта знаходиться на незначних глибинах. Протягом багатьох років формуються відкладення озокериту, а нафта знаходиться в стані насичення парафіном. Будь-яке зниження температури нафти приводить до випадіння парафінів. При розчинених парафінах асфальтени коагулюють і випадають в осад.

На основі лабораторних досліджень підтверджено, що при великому надлишку в нафт парафінових вуглеводнів та асфальтенів відбувається процес коагуляція асфальтенів і випадіння їх в осад. Такий процес можливий при підвищеній температурі в привибійній зоні, коли ще всі парафіни знаходяться у розчині нафти. Ці міцели асфальтенів розміром 1-5 мкм можуть закольматувати порові канали. Так, при лабораторній фільтрації парафіно-смолистої нафти через піщаний фільтр при діаметрі фільтраційних каналів (20-200 мкм) утворився адсорбційний шар асфальтенів на стінках порових каналів від 0,2 мкм до 10 мкм [4]. В порах колектора асфальтени створюють адсорбційні шари товщиною 10^{-7} м, перетворюючи гідрофільну поверхню пористого середовища пласта на гідрофобну. Відбувається незворотна адсорбція асфальтенів з нафти. Дослідно встановлено, що адсорбція асфальтенів нафти пластовим піском складає 0,056%, а кварцовим – 0,013% від маси піску. На гідрофобній поверхні піску нашаровуються церезини (високоплавкі парафіни) при охолодженні нафти нижче температури насичення цими парафінами. Наявність води в порах колектора призводить до зменшення адсорбції асфальтенів. Гідрофільна поверхня протидіє нашаруванню парафінів при охолодженні. В цьому випадку при охолодженні нафти нижче температури насичення парафінами кристали формуються в об'ємі і не утворюють відкладень на стінках, а можуть закольматувати дренажні канали, якщо їх розміри будуть співрозмірні з розміром каналу. Діаметр перших кристалів парафіну в нафті 5–30 мкм, що відповідає розмірам дренажних каналів для колекторів Битківського родовища (2–30 мкм).

Досліди по адсорбції асфальтенів поверхнею вапняку, гіпсу, пісковика та інших мінералів [5] проводились при отбікнанні охолодження поверхні нафтою при різних швидкостях потоку і різному градієнті температур на поверхні. Досліди показали, що відбувається незворотна адсорбція асфальтенів поверхнею. Величина адсорбції визначалась фотоколориметричним методом у розчині ацето-бензолу і складала від 0,05 до 1,1% від маси пористого мінералу в залежності від складу нафти (для дослідів використовувались асфальто-смолисті нафти десятих родовищ України та Росії).

У дослідах по фільтрації нафти через керн [5] маса адсорбованих асфальтенів у складі парафінових відкладень – (10–40) кг/м³ або 2% від маси мінералу. Асфальтени приймають участь у формуванні сферолітів, блокуючи ріст кристалів парафіну і сприяючи дендритній формі кристалізації.

Аналіз адсорбції асфальтенів у складі відкладень в керні, наведений в даній роботі, підтверджує результати попередніх досліджень. Порівняємо співвідношення вмісту асфальтенів і парафінів у закольматованому керні і в нафті, яка фільтрувалась через керн. У пробі 1 на вході смоло-асфальтени складають 30–40% від твердої фази, а парафіни – 70–60%. У пробі 2 смоло-асфальтени складають 16%, а парафіни – 84% від твердої фази. У пробі 5 смоло-асфальтени складають 10–25%, а парафіни – 70–75% від твердої фази. У нафті смоло-асфальтени складають 53%, а парафіни – 47% від твердої фази. З твердої фази нафти переважно кольматують колектор парафіни (25% від парафінів нафти). Температура плавлення парафінів у закольматованому керні вища (50°C), ніж парафінів нафти (35°C). Розміри молекул асфальтенів складають величину порядку 0,1 мкм. Товщина адсорбційного шару асфальтенів на поверхні каналів і сферолітах відкладень у пробах 1,2 складає декілька моношарів, а у пробах 5,6 дещо менше.

Молекули парафінів мають розміри порядку 0,01 мкм і утворюють на поверхні сотні і тисячі моношарів у пробах 1 і 2 і декілька тисяч у пробах 5 і 6. А це відповідає розмірам кристалів парафіну. Відбувається нашарування кристалів парафіну, блокуваних асфальтенами (сферолітів) на поверхні фільтраційних каналів. Якщо вважати розмір сфероліту порядку 1 мкм, то на поверхні утворюється від 5 до 30 шарів сферолітів. Сфероліти можуть досягати розмірів 50 мкм при повільному зниженні температури. При термодифузії на стінці каналу з більшою імовірністю кристалізуються найбільш високомолекулярні парафіни. Тому температура плавлення відкладень вища за температуру плавлення твердих вуглеводнів нафти (табл. 1).

Вуглеводнева кольматція полягає у парафінізації фільтраційних каналів готовими кристалами парафіну з розчину нафти і у кристалізації парафінів на поверхні каналів. Розміри кристалів залежать від швидкості зниження температури, концентрації парафіну, складу розчинників у нафті, наявності смол та асфальте-

нів і складають величину порядку 10–30 мкм при швидкості охолодження нафти 0,1°C. Із збільшенням швидкості охолодження розміри кристалів зменшуються. Смоли і асфальтени блокують поверхні кристалів парафіну, пригнічуючи їх зростання, створюючи дендритну структуру, що призводить до сферолітної кристалізації. Розміри сферолітів на порядок більші розмірів кристалів парафіну. Міцність сферолітів значно менше міцності монокристалів парафіну, тому сфероліти легко руйнуються потоком і виносяться з фільтраційних каналів депресією на пласт.

Модель процесу вуглеводневої кольматації, на відміну від механічної кольматації, полягає в наступному. На адсорбованій асфальтенами поверхні фільтраційних каналів кристалізуються парафіни, формуючи сфероліти. На зовнішній поверхні сферолітів знаходяться полярні молекули смол і асфальтенів, які притягуються поверхнею. На перший шар сферолітів нашаровуються наступні сфероліти. Радіуси каналів складають 10–100 мкм. Механічні частинки мінеральні і сформовані кристали осідають в тупикових зонах, вигинах каналів. Проникність такої системи різко зменшується. При значних депресіях можлива деформація і руйнування сферолітів, відрив від сфероліту окремих кристалів і часткове звільнення каналу. При механічній кольматації неможливе руйнування механічної частинки, бо її міцність порівнюється з міцністю скелета пласта. При закінченні свердловин частинки глинистого розчину проникають вглиб фільтраційних каналів привибійної зони на 5–10 мм. Методом миттєвих циклічних депресій на пласт можна розхитати ці частинки і вимити видобутим флюїдом. Напрямок потоку від пласта до привибійної зони сприяє цьому процесу.

Вуглеводнева кольматація відбувається при охолодженні нафти нижче температури насичення парафіном. Для парафінистих нафт це температура 40–50°C.

Висновки

1. Загалом можна сказати, що темп зміни продуктивності значно нижчий в режимі зниження температури в температурному інтервалі 80–86°C і значно вище в температурній зоні масової кристалізації (55–75°C) порівняно з відповідними величинами в режимі підвищення температури, що свідчить про масову кристалізацію в інтервалі 55–75°C при зниженні температур і масове розчинення кристалів парафінів в інтервалі температур 80–86°C.

2. Коефіцієнт продуктивності при підвищенні температури нафти з 20 до 86°C зріс у 5 разів, а при додатковому підтримуванні температури 86°C протягом 3 годин зріс в 400 разів, що свідчить про зростання проникності ядра. Але проникність ядру не відновила повністю і складає 1,3% від початкової по воді.

3. При застосуванні миттєвих керованих депресій на привибійну зону значно збільшується продуктивність свердловини при темпе-

ратурах, близьких до насичення нафти парафіном. Кожна наступна депресія дає менший ефект зростання продуктивності і приводить до більшого затухання фільтрації.

4. Аналіз асфальто-парафінистих відкладень в керні підтверджує тезу про неможливість повного відновлення проникності пористого середовища навіть при підвищенні температури на 30°C вище пластової, яка близька до температури насичення парафіном.

5. Підвищення температури на 40–50°C в привибійній зоні протягом 3 годин значною мірою збільшить проникність колектора в сотні разів. Це може бути досягнуто електричним вібропрогрівом, або термохімічною реакцією з магнієм і наступною миттєвою депресією.

В ході проведення подальших досліджень необхідне уточнення ролі парафінів, церезинів, смол і асфальтенів, розчинених в нафті, в процесі кольматації пористого середовища привибійної зони пласта.

Література

1 Яремийчук Р.С. Вскрытие продуктивных горизонтов и освоение скважин / Р.С. Яремийчук, Ю.Д. Кочмар. – Львов: Вища школа. – 1982.

2 Пустогов В.И. Исследование некоторых факторов, влияющих на фильтрацию нефти в пористой среде / Пустогов В.И., Савьюк Г.П. // Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 1986. – № 23. – С. 59-63.

3 Пустогов В.И. Изучение твердых углеводородов нефти и парафинистых отложений Прикарпатья / Пустогов В.И., Рудакова Н.Я., Тимошенко А.В., Кочева З.В. // Известия ВУЗов. Нефть и газ. – 1973. – № 12. – С. 51-55.

4 Бабалян Г.А. Физико-химические процессы в добыче нефти / Г.А. Бабалян. – М.: Недра. – 1974.

5 Пустогов В.И. Дослідження особливостей застосування розчинників для запобігання відкладень парафіно-смолистих речовин при видобутку нафти / В.И. Пустогов // Матеріали науково-практ. конф., Харків, 14.05.1996. – 1996. – Т.2. – С. 128.

Стаття надійшла до редакційної колегії

06.06.11

*Рекомендована до друку професором
В. С. Бойком*