

ФАКТОРИ ФОРМУВАННЯ ОБ'ЄМУ ПРИПЛИВУ ПРОДУКЦІЇ ПРИ ВИПРОБУВАННІ ТА ОСВОЄННІ РОЗКРИТИХ СВЕРДЛОВИНОЮ НАФТОНАСИЧЕНИХ ПЛАСТІВ

О.Є.Лозинський, Г.О.Жученко, В.О.Лозинський, Н.О.Жученко

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42027
e-mail: natali@nung.edu.ua

Одним из путей решения проблемы перевода внебалансовых запасов в группу балансовых и привлечение их в промышленную разработку без бурения дополнительных оценочных скважин является исследование возможности повышения производительности низкопроницаемых пластов с промышленным приливом нефти и газа на месторождениях, в пределах которых уже пробуренные скважины, но они являются законсервированными.

One of decision ways of translation problem on over balance supplies in group balance and enticements them in the commercial development without boring additional testing wells this research of grow up possibility of lowpermeable layers productivity with uncommercial flows of petroleum and gas on the deposits, where mining holes are already bored, but are preserved.

Відомо, що об'єм припливу нафти з нафтонасичених пластів, розкритих свердловиною з радіусом стовбура r_c , визначається залежністю [6]

$$Q = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{(p_{nl} - p_e)}{b(\ln R_k - \ln r_c)} \quad (1)$$

або

$$Q = \eta(p_{nl} - p_e), \quad (2)$$

де: Q – добовий об'єм припливу (дебіт свердловини), м³/д;

k – проникність пластів, мкм²;

h – ефективна (охоплена фільтрацією) товщина пластів, см;

μ – в'язкість нафти в пластових умовах, мПа·с;

p_{nl} – величина пластового тиску, МПа;

p_e – величина вибійного тиску, МПа;

R_k – радіус кругової зони фільтрації, м (середнє значення);

r_c – радіус стовбура свердловини в інтервалі розкриття продуктивних пластів, м (середнє значення);

b – об'ємний коефіцієнт нафти в пластових умовах;

η – коефіцієнт продуктивності, м³/(д·МПа), рівний добовому об'єму припливу нафти (дебіту) при депресії 1 МПа.

Дебіт свердловини з рівняння (1) відповідає потенційній продуктивності нафтонасичених пластів з постійними проникністю k і товщиною h у зоні фільтрації радіусом R_k , розкритих свердловиною з радіусом стовбура r_c , за відсутності скін-ефекту.

Фактична продуктивність свердловин при їх освоєнні визначається потенційною продуктивністю пластів під впливом таких технічних і технологічних факторів [2]:

1. Якість розкриття продуктивних пластів під час буріння і при перфорації.

2. Повнота розкриття і охоплення пластів процесом фільтрації.

З урахуванням цих факторів фактичний дебіт свердловини Q_f виражається рівнянням

$$Q = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{(p_{nl} - p_e)}{b(\ln R_k - \ln r_c)} \cdot d_s \cdot d_h, \quad (3)$$

де: d_s – коефіцієнт зміни продуктивності свердловини внаслідок неякісного розкриття продуктивних пластів під час буріння і при перфорації;

d_h – коефіцієнт зміни продуктивності свердловини внаслідок неповного розкриття і охоплення пластів процесом фільтрації.

Аналіз рівнянь (1) та (3) свідчить, що основними факторами впливу на формування продуктивності нафтових свердловин є як об'єктивні природні параметри розкритих пластів (проникність, ефективна нафтонасичена товщина, пластова в'язкість нафти, пластовий тиск, розмір зони припливу продукції, наявність екранів та обмежень на шляху припливу продукції), так і технічні та технологічні фактори (якість та повнота розкриття пластів, вибійний тиск, радіус стовбура свердловини в інтервалі продуктивних пластів).

Таким чином, для з'ясування причин непромислового припливу нафти при випробуванні розкритих свердловиною пластів та для оцінки можливості збільшення продуктивності пластів з непромисловим припливом нафти і газу необхідна об'єктивна інформація про зазначені вище параметри й особливості залягання пластів у зоні впливу свердловини.

В цьому відношенні ефективним та надійним методом дослідження є відновлення тиску в свердловині, закритій після відбирання деякого об'єму продукції або після отримання припливу нафти із заповненням стовбура протягом деякого часу T .

Якщо одержання якісної інформації щодо параметрів розкритих пластів не викликає ускладнень за наявності фонтанного припливу нафти, то отримання такої інформації при дослідженні свердловин з непромисловим припливом потребує нових підходів до реєстрації кривих відновлення тиску. При цьому голо-

вною умовою одержання інформативної кривої

Технологічно процес випробування пластів

Таблиця 1 – Оптимальні співвідношення між тривалістю припливу і тривалістю відновлення тиску при дослідженні свердловин з непромисловими припливами нафти за допомогою випробування пластів

Черговість циклу дослідження	Тривалість припливу	Тривалість реєстрації відновлення тиску
1-ий цикл	до 30 хвилин	60-90 хвилин
2-ий цикл	до 3 години	6-9 годин

відновлення тиску є повне припинення припливу продукції у свердловину після закриття для реєстрації відновлення тиску [5].

Найпростішим та надійним способом створення умов для припинення припливу продукції у стовбур свердловини є її закриття на вибої в процесі випробування пластів за допомогою випробувача пластів з реєстрацією відновлення тиску на вибої.

Однак для одержання якісної інформації вимагається створення відповідних умов та дотримання певних вимог при проведенні дослідних робіт, головними з яких є:

- двоцикловий режим дослідження за схемою приплив – відновлення тиску, повторний приплив – повторне відновлення тиску;
- початкова депресія на пласти в межах половини пластового тиску;
- забезпечення оптимальних співвідношень між тривалістю стояння на припливі та тривалістю відновлення тиску (таблиця 1)

Основними ознаками перспективності розкритих свердловиною пластів щодо одержання промислового припливу нафти є сприятлива геолого-геофізична характеристика певного інтервалу розрізу за даними відбору керна й промислово-геофізичних досліджень, наявність відповідної (промислової) гідропровідності, нафтонасиченість колекторів та пластовий тиск, інформація про які є реальною основою для оцінки їх потенційної продуктивності та очікуваної величини дебіту при певній (можливій) депресії на пласт в разі освоєння свердловини [4].

Реально доступним шляхом одержання якісної інформації стосовно зазначених характеристик є проведення комплексу гідродинамічних досліджень в процесі буріння свердловин. В комплекс дослідних робіт входять такі операції:

- 1) виклик припливу флюїду шляхом створення депресії на пласти;
- 2) реєстрація інтенсивності припливу в часі та загального об'єму припливу нафти;
- 3) реєстрація кривих відновлення тиску (КВТ) на глибині залягання пласта після деякого часу стояння на припливі.

Виконання зазначеного комплексу дослідних робіт забезпечується шляхом випробування пластів за допомогою комплексу випробувача пластів (ВП), який спускають в інтервал залягання перспективного пласта на бурильних трубах замість бурового долота.

на продуктивність [7] включає таку послідовність операцій:

1) спуск у свердловину комплексу ВП на бурильних трубах, частково заповнених рідиною (буровий розчин, вода) для створення вибоїного тиску, виходячи з необхідності забезпечення відповідної депресії на перспективні пласти;

2) ізоляція затрубного простору свердловини шляхом пакування вище перспективного пласта з метою виключення впливу на пласти гідростатичного тиску бурового розчину й створення депресії на пласт-колектор;

3) виклик припливу флюїдів з пластів шляхом відкриття приймального клапана ВП;

4) стояння на припливі протягом запланованого чи скоригованого у відповідності з інтенсивністю припливу флюїду відрізка часу;

5) припинення припливу флюїду шляхом закриття запірного клапана ВП та реєстрація інтенсивності відновлення тиску протягом запланованого чи скоригованого проміжку часу за допомогою розміщених в комплекті ВП глибинних манометрів. При цьому процес дослідження може виконуватися в одноцикловому (приплив-відновлення тиску), двоцикловому (приплив-відновлення тиску-приплив-відновлення тиску) чи багатоцикловому режимах.

Для одержання якісної однозначної інформації про параметри та потенційну продуктивність розкритих свердловиною пластів необхідно обґрунтування та дотримання режимних параметрів процесу дослідження (випробування), визначальними серед яких є:

- 1) тривалість між розкриттям пласта долотом і його випробуванням;
- 2) величина інтервалу випробування та величина об'єкта випробування;
- 3) початкова величина депресії на пласт;
- 4) тривалість випробування (час стояння на припливі та на відновленні тиску), кількість циклів (приплив+відновлення) та співвідношення між тривалістю припливу й тривалістю відновлення тиску.

Щодо режимних параметрів процесу випробування для конкретної свердловини, то їх обґрунтування та вибір проводяться в два етапи:

1) попередньо на стадії планування процесу з використанням наявної геологічної інформації відносно розкритих пластів і технічного стану стовбура свердловини;

2) кінцеве коригування режиму випробування відносно кількості та тривалості циклів і розподілу часу між періодами припливу й від-

новлення тиску проводиться вже в процесі дослідження залежно від інтенсивності припливу.

певній величині депресії для забезпечення заданого об'єму припливу

Для обґрунтування підходу до планування режимних параметрів процесу випробування

Таблиця 2 – Середньостатистична залежність проникності колекторів від відкритої пористості, зернистості та вмісту глинистого цементу за матеріалами визначення фільтраційних параметрів зразків пісковиків з нафтових родовищ Передкарпаття

Відкрита пористість, %	Коефіцієнт проникності, 10^{-15} м^2			
	пісковик середньозернистий, вміст глинистого цементу до 5%	пісковик середньозернистий, вміст цементу 5–10%; пісковик дрібнозернистий, вміст цементу до 5%	пісковик середньозернистий, вміст цементу >10%; пісковик дрібнозернистий, вміст цементу 5–10%	пісковик дрібнозернистий, вміст цементу >10%
7	2	0,3	0,1	0
8	3	0,6	0,4	0,1
9	5	1,0	0,7	0,3
10	9	3,0	1,0	0,5
11	14	5,0	2,0	0,8
12	21	9,0	4,0	1,0
13	31	15,0	6,0	2,0
14	44	23,0	9,0	4,0
15	61	36,0	14,0	6,0
16	83	55,0	21,0	9,0
17	108	78,0	30,0	12,0

використано доведений практикою гідродинамічних досліджень свердловин той факт, що необхідною умовою для однозначного визначення насиченості й потенційної продуктивності пластів є наявність припливу в об'ємі не меншому, ніж трикратний об'єм стовбура свердловини між вибоєм і місцем установлення пакера для герметизації затрубного простору, тобто:

$$V_{np.} \geq 3V_{nm} = 2,3 \cdot 10^{-4} \cdot d_c^2 H, \quad (4)$$

де: $V_{np.}$ – об'єм припливу, м^3 ;
 d_c – середнє значення діаметра стовбура свердловини в інтервалі випробування, см ;
 H – відстань між вибоєм та місцем встановлення пакера, м .

З іншого боку, об'єм припливу залежить від гідропровідності пластів, депресії та тривалості припливу

$$V_{np.} = \frac{4\pi kh}{\mu b} \cdot \frac{T}{1440} \cdot \frac{\Delta p}{\ln \frac{60\kappa T}{r_c^2}}, \quad (5)$$

де: $\frac{kh}{\mu}$ – коефіцієнт гідропровідності пластів, $\text{м}^3/(\text{МПа}\cdot\text{д})$;
 b – об'ємний коефіцієнт нафти;
 T – тривалість припливу, хв ;
 r_c – радіус стовбура свердловини в інтервалі випробування, см ;
 κ – п'єзопровідність колекторів, $\text{см}^2/\text{с}$.

З рівнянь (4) і (5) отримуємо рівняння для приблизної оцінки тривалості припливу при

$$T = 6 \cdot 10^{-2} \frac{\mu b}{kh} \cdot \frac{d_c^2 H}{\Delta p} \cdot \lg \frac{60\kappa T}{r_c^2}. \quad (6)$$

З урахуванням того, що фактична депресія на пласт при випробуванні приблизно на 20% менша, ніж запланована, внаслідок наявності додаткових опорів у вузлах комплексу випробувача пластів, а можливість припливу переважно зменшена внаслідок наявності додаткових фільтраційних опорів у привибійній зоні, то, взявши середні значення коефіцієнта зниження на рівні 0,45 та об'ємного коефіцієнта нафти в межах 1–1,5, одержимо рівняння для оцінки взаємозалежних параметрів процесу випробування пластів протягом обмеженого часу

$$T = 0,13 \frac{\mu}{kh} \cdot \frac{d_c^2 H}{\Delta p} \cdot \lg \frac{60\kappa T}{r_c^2}. \quad (7)$$

Час T з цього рівняння не можна знайти за допомогою аналітичних методів у вигляді математичного виразу. Тому для розв'язання рівняння (7) слід скористатися чисельним методом послідовних наближень [8].

Оскільки на момент випробування пластів в процесі буріння проникність та п'єзопровідність колекторів здебільшого невідома, а відома лише відкрита пористість колекторів, то для прогнозу оцінки їхньої гідропровідності пропонуємо використати наведені в таблиці 2 емпіричні залежності проникності колекторів від відкритої пористості, одержані для теригенних осадових порід різної зернистості та з різним вмістом глинистого цементу на основі статистичного оброблення наявних експерименталь-

них даних вивчення фільтраційних характеристик керна матеріалу, відібраного з продуктивних горизонтів у свердловинах багатьох нафтових родовищ Передкарпаття.

Одним із найважливіших параметрів процесу випробування пластів на стадії буріння свердловин є величина інтервалу випробування (відстань між вибоєм і глибиною установа пачера) та величина випробуваного об'єкта (відстань між верхньою та нижньою межами залягання пласта, горизонту чи пачки пластів, об'єднаних в один об'єкт випробування).

При плануванні та виборі розміру об'єкта випробування слід виходити з незаперечного принципу, що чим менша величина об'єкта випробування, тим більша ймовірність одержання якісної, однозначної інформації щодо насиченості та потенційної продуктивності пластів.

З другого боку, величина об'єкта випробування регламентується низкою інших чинників, які впливають на технологічність процесу та економічну доцільність його проведення. При цьому найвагомим є чинник безаварійності та безпеки робіт, за яким зменшення інтервалу збільшує гарантію безаварійності та безпеки.

Найобгрунтованішим в цьому плані є принцип погоризонтного виділення об'єктів випробування, згідно з яким горизонт чи пачку пластів, що виділяються в стратиграфічному діапазоні, слід розглядати як цілісний об'єкт випробування, якщо його величина при цьому не перевищуватиме 30 м. В разі ж перевищення цього значення слід проводити випробування через менші інтервали. Якщо метою дослідження є вивчення поінтервальної насиченості пластів чи уточнення глибини залягання водонафтового контакту, то величина об'єкта випробування може зменшуватися до декількох метрів [1].

Винятком є об'єкти, для яких випробування проводиться з метою підтвердження їхньої неперспективності за проникністю [3]. В цих випадках величина інтервалу випробування може сягати технологічно допустимої величини в межах 100 м.

Якщо наявна інформація про пористість і проникність колекторів, то при виділенні об'єктів дослідження слід враховувати інтенсивність очікуваного припливу з пластів. Загальний принцип виділення об'єктів дослідження при цьому полягає в тому, що чим більша проникність колекторів, тим менший інтервал випробування, необхідний для одержання достатнього об'єму припливу пластового флюїду і, навпаки, чим менша проникність пластів, тим доцільнішим є збільшення інтервалу випробування для одержання репрезентативної проби пластового флюїду при обмеженій тривалості припливу.

Основний принцип планування режиму випробування та розподілу часу між періодами припливу й відновлення тиску базується на безпечній тривалості перебування випробувача пластів у стовбурі свердловини. Якщо цей показник не перевищує 90 хв., то оптимальним є одноцикловий режим (приплив–відновлення тиску) [5]. В інших випадках найдоцільнішим і найобгрунтованішим з погляду одержання які-

сної та однозначної інформації є гідродинамічні дослідження за двоцикловою технологією випробування пластів (приплив–відновлення тиску–приплив–відновлення тиску).

Планування три- і більше циклових режимів є доцільним в разі дослідження об'єктів з низьким припливом при безпечній тривалості процесу більше 180 хв. з метою оцінки фільтраційних характеристик пластів і наявності скін-ефекту [9].

При розподілі часу між періодами припливу та відновлення тиску слід дотримуватись принципу одержання достатнього об'єму припливу та інформації щодо фільтраційних характеристик пластів і величини пластового тиску. Розподіл часу залежно від очікуваної інтенсивності припливу та безпечної тривалості знаходження випробувача пластів у стовбурі свердловини наведено в [1].

При повторному випробуванні пластів з метою уточнення насиченості колекторів обгрунтованим і найдоцільнішим є гідродинамічні дослідження в режимі «приплив–відновлення тиску–приплив» з переважною тривалістю стояння на повторному припливі.

Насамкінець, тривалість дослідження та розподіл часу коригується в процесі випробування на основі спостереження на інтенсивність припливу.

Література

1. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. – М.: Недра, 1973. – 245 с.
2. Бучковский С.С. Прогнозирование характеристик пластов по результатам испытаний в процессе бурения // Нефтяное хозяйство. – 1982. – №12. – С. 33–36.
3. Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. В.С.Бойка, Р.М.Кондрата, Р.С.Яремійчука. – Львів: Місіонер, 1996. – 620 с.
4. Каменецкий С.Г., Кузьмин В.М., Степанов В.П. Нефтепромысловые исследования пластов. – М.: Недра, 1974. – 221 с.
5. Карнаузов М.Л., Рязанцев Н.Ф. Справочник по испытанию скважин. – М.: Недра, 1984. – 284 с.
6. Крафт Б.С., Хокинс М.Ф. Прикладной курс технологии добычи нефти. – М.: Гостехиздат, 1963. – 469 с.
7. Сухоносов Г.Д. Испытание необсаженных скважин. – М.: Недра, 1978. – 278 с.
8. Чекалюк Э.Б. Основы пьезометрии залежей нефти и газа. – К.: Госиздат УССР. – 286 с.
9. Яремійчук Р., Возний В. Освоєння та дослідження свердловин. – Львів: Оріяна-Нова, 1994. – 440 с.