

М. М. Рой, канд. техн. наук (Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка), ongp1@ukr.net, ORCID-0000-0002-0415-3819

ТЕХНОЛОГІЧНИЙ КОРИДОР ПІД ЧАС ДОСЛІДЖЕННЯ ВИСОКОДЕБІТНИХ СВЕРДЛОВИН У РАЗІ НЕСТАЦІОНАРНОЇ ФІЛЬТРАЦІЇ ЯК ОДИН З НАПРЯМІВ УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ

Запропоновано новий спосіб визначення технологічного коридору, якому мають відповідати всі критерії під час дослідження та подальшої експлуатації газових і газоконденсатних свердловин.

Ключові слова: технологічний коридор, дослідження свердловин, режими експлуатації.

Актуальність роботи. Колектори нафти й газу являють собою фізичні тіла, складені зі скелета, який утворився з різних мінералів, скріплених між собою цементувальною речовиною і поровим простором, заповненим вуглеводневою продукцією. Газоносні колектори мають певні міцнісні властивості. Показники стійкості порід залежать від їхньої структури, пористості, проникності, глибини залягання, властивостей і кількості насичувальних їх вуглеводнів. Перебуваючи на великих глибинах, колектори витримують дію високих тисків і температури. Тому зі зміною тиску й температури змінюються також фізичні, емісійні і фільтраційні властивості гірських порід. Ці зміни в низці випадків суттєво впливають на показники роботи газових і газоконденсатних родовищ і на технологічний режим експлуатації свердловин.

Науковими дослідженнями визначено, що найменш значна зміна коефіцієнтів пористості відбувається в добре відсортованих піщаниках і дуже ущільнених аргілітах [5]. Пористість таких порід за тиску $P = 150$ МПа зменшується до 20 %. Пористість карбонатних порід під впливом

тиску змінюється в широких межах. Наприклад, при $P = 100$ МПа найбільшу зміну пористості (20 %) відзначено в низькопроникних вапняках, а найменшу (до 2 %) – у доломітизованих вапняках.

Під впливом зовнішнього тиску проникність гірських порід змінюється суттєвіше, ніж пористість. Окрім того, здебільшого збільшення тиску на породи колектори супроводжується залишковою деформацією. У процесі розроблення родовища деформація пласта відбувається скрізь, а в привибійній зоні – з моменту пуску свердловини в експлуатацію. Причиною деформації привибійної зони свердловини може бути як зниження тиску під час освоєння та експлуатації, так і підвищення його під час розкриття пласта в процесі буріння.

Матеріали і результати досліджень

Зазвичай, технологічний режим експлуатації свердловин за наявності можливості руйнування привибійної зони визначається за складом частинок породи, з якої складається продуктивний пласт, у породоуловлювачі на усті свердловини. Цей показник може бути потрібною й достатньою умовою для встановлен-

ня технологічного режиму експлуатації свердловини лише тоді, коли конструкція свердловини і швидкість потоку по її стовбуру забезпечують винесення частинок породи на поверхню. Якщо ж відбувається руйнування привибійної зони пласта, а швидкість газового потоку не забезпечує винесення частинок породи, то це призводить до утворення піщаних корків.

До цього часу в умовах руйнування пласта не запропоновано доступні й надійні критерії для визначення оптимального технологічного режиму експлуатації свердловин.

Однією з основних задач дослідження свердловин є вивчення залежностей між вибійним (устьовим) тиском, депресією на пласт, дебітом, конструкцією свердловини, фізико-хімічними властивостями пористих середовищ та рідин і газів, що їх насичують, та іншими параметрами для обґрунтування й вибору технологічного режиму їхньої експлуатації.

Надійність вибраного технологічного режиму експлуатації залежить від достовірності інформації, отриманої під час газогідродинамічних і промислово-геофізичних досліджень свердловин. Тому під час визначення технологічного режиму експлуатації свердловин використовують дані, накопичені в процесі пошуку, розвідування та експлуатації родовищ шляхом вивчення його геологічного розрізу, проведення газогідродинамічних, газоконденсатних, геофізичних і лабораторних досліджень властивостей пористого середовища і газів, конденсату, нафти й води, що містяться в них. Кількість та якість цих досліджень не завжди відповідають нормам і положенням, дотримання яких за правилами розробки є обов'язковими. Ці відхилення здебільшого залежать від специфіки газодобувної індустрії. Це пов'язано з тим, що газові поклади зазвичай неоднорідні за площею і розрізом, їхні ємнісні і фільтраційні параметри визначають неточно, особливо на ранній стадії розроблення, коли немає достатньої кількості свердловин для отримання інформації.

Зрештою, на технологічний режим роботи свердловин впливає так багато чинників, що за недостатньої вивченості хоча б одного з них встановлений режим виявляється неправильним. Для визначення технологічного режиму потрібно врахувати:

- географічні і кліматичні умови розміщення району; форму, тип і режим покладу; ємнісні і фільтраційні параметри пластів, глибину і послідовність їхнього залягання, наявність гідродинамічного зв'язку між ними; запаси продукції;

- умови розкриття пласта в процесі буріння, властивості промивальної рідини, ступінь забруднення привибійної зони промивальною рідиною, стійкість пласта до руйнування, вплив зміни тиску на параметри пласта, досконалість свердловини за ступенем і характером розкриття;

- склад газу, обладнання вибою та устя свердловин;

- умови використання газу і рідини за темпом відбору, нерівномірність відбору, теплотворна здатність газу тощо.

Урахування всіх чинників майже неможливе хоча б тому, що нерідко один з чинників суперечить іншому. Крім того, частина цих чинників не піддається контролю. Для встановлення технологічного режиму експлуатації свердловини з урахуванням усіх чинників потрібно розробити і рекомендувати відповідні принципи й математичні критерії. Частина чинників узагалі можна вилучити та виділити тільки найголовніші:

- деформація і стійкість до руйнування продуктивного розрізу;

- наявність активної підшовної чи крайової води (нафти), здатної швидко обводнити свердловину;

- умови, ступінь і характер розкриття пласта з урахуванням його анізотропії;

- можливість утворення піщаних корків під час експлуатації;

- температура і швидкість потоку по стовбуру.

На сьогодні під час вибору технологічного режиму використовують такі критерії:

$$\frac{dP}{dr} \Big|_{r=R_c} = \frac{\varphi Q + \varphi Q^2}{P_{воб}} = const, \quad \varphi = \frac{A}{2R_c \ln \frac{R_k}{R_c}},$$

$$\psi = \frac{B}{2R_c}, \quad \Delta P = P_{пл} - P_{воб} = const, \quad P_{воб} = const,$$

$$P_y = const, \quad Q = const, \quad v = const,$$

де $P_{пл}$ – пластовий тиск;
 P_y – тиск на усті;
 Q – дебіт продукції;
 R_k – радіус контуру дренажування;
 R_c – радіус свердловини;
 A – коефіцієнт лінійного опору рівняння припливу продукції до вибою;
 B – коефіцієнт інерційного опору рівняння припливу;
 φ – чинник для визначення типу родовища.

Дотримання критеріїв виражається однією з цих формул.

Щоб оптимально підходити до визначення технологічного коридору під час експлуатації свердловин можливо використовувати дані, отримані під час його вивчення за результатами дослідження газових і газоконденсатних свердловин.

Пропонуємо новий підхід до визначення оптимального режимно-технологічного коридору під час дослідження свердловин.

Відомо, що початковий тиск і температуру під час дослідження свердловин вимірюють після збудження припливу газу і продування свердловини газом з продуктивного пласта для очищення його присвердловинної зони [5, 11]. Але при високих дебітах газу спостерігається винесення роздрібної абразивної породи і пошкодження нею промислового обладнання. Тому рекомендується обмежувати дебіт газу [5, 11]. При такому підході можлива втрата геологічної інформації про величину початкового пластового тиску в газових покладах непромислової категорії [3, 11], з одного боку, а з іншого боку – обмеження дебіту газу не передбачає допустимої межі зниження тиску в затрубному просторі свердловини. Тому зниження тиску

нижче допустимого може призвести до часткової або навіть повної втрати проникності в присвердловинній зоні продуктивного пласта.

Тоді рекомендовано мінімальну величину вибійного тиску обмежувати значенням, що не менше різниці геостатичного тиску і максимальної механічної напруги в скелеті гірської породи за його геологічну історію [3]. Та визначення мінімально допустимого вибійного тиску, виходячи з величини геостатичного тиску, вносить деколи похибку, оскільки гірський тиск може бути значно більшим і значно меншим геостатичного. А обмеження величини вибійного тиску, а не затрубного в усті свердловини, вносить складність в оперативне вимірювання вибійного тиску і одночасне його регулювання.

Тому основою технологічного вирішення цих проблем є вирішення проблеми підвищення вірогідності вимірювання початкових пластових тисків і температури та спрощення керування величиною вибійного тиску, контролюючи затрубний тиск, для збереження величини початкових газогідродинамічних параметрів у присвердловинній зоні продуктивного пласта, а також збільшення обсягу отримуваної геологічної інформації з підвищеною точністю в результаті проведених досліджень свердловин [8].

Для збереження величини початкових газогідродинамічних параметрів у присвердловинній зоні продуктивного пласта в процесі збудження припливу продукції, продувки і стабілізації режиму роботи свердловини величину тиску в затрубному просторі свердловини підтримують на такому рівні, щоб мінімальна величина вибійного тиску $P_{воб.мін}$ була рівною або більшою порівняно з величиною $P_{гирськ.} - \sigma_{ск.макс.}$, де $P_{гирськ.}$ – гірський тиск на глибині підшви продуктивного пласта, P_a , а $\sigma_{ск.макс.}$ – максимальна механічна напруга в скелеті гірської породи за його геологічну історію, P_a , тобто величина $P_{воб.мін}$ визначається за формулою

$$P_{воб.мін} = P_{гирськ.} - \sigma_{ск.макс.} \quad (1)$$

Причому вибійний тиск розраховується для газових свердловин за відомою барометричною формулою

$$P_{\text{віб.}} = P_{\text{затр.}} \cdot e^{\frac{0,034 \bar{\rho} L}{z_{\text{cp}} T_{\text{cp}}}}, \quad (2)$$

де $\bar{\rho}$ – відносна густина газу по повітрю, безрозмірна;

L – глибина підшови продуктивного пласта, м;

z_{cp} – середній коефіцієнт стисливості газу в затрубному просторі свердловини, безрозмірний;

T_{cp} – середня термодинамічна температура в затрубному просторі свердловини, К.

Тобто, щоб запобігти незворотного процесу погіршення фільтраційних параметрів присвердловинної частини пласта в процесі збудження припливу газу, продуктивності дослідження свердловини потрібно контролювати величину вибійного тиску та обмежувати його зниження з таким розрахунком, щоб мінімальний вибійний тиск був більшим чи дорівнював різниці гірського тиску та максимальної механічної напруги в скелеті гірської породи за термін його геологічного існування [6, 8].

У процесі збудження припливу газу чи газоконденсату реєструють у часі інтенсивність витіснення рідини із затрубного простору свердловини і швидкість зміни (наростання) тиску в затрубному просторі свердловини.

Починаючи з моменту досягнення максимального значення першої похідної від величини тиску в затрубному просторі за часом і до повного витіснення рідини зі стовбура свердловини інтенсивність витіснення регулюють зміною гідравлічного опору на усті свердловини для забезпечення умови

$$\frac{dP_{\text{затр.}}}{dt} \geq \frac{q \rho g}{S}, \quad (3)$$

де $\frac{dP_{\text{затр.}}}{dt}$ – перша похідна від величини затрубного тиску за часом, Па/с;

q – інтенсивність витіснення рідини зі свердловини, м³/с;

ρ – густина рідини, кг/м³;

g – прискорення вільного падіння дорівнює 9,80665 м/с²;

S – площа внутрішньої порожнини поперечної перетину внутрішньої порожнини насосно-компресорних труб, м².

Величину мінімально допустимого тиску в затрубному просторі свердловини $P_{\text{затр.мін}}$, що забезпечує мінімально допустиму величину вибійного тиску, підтримують зміною площі прохідного каналу струменя газу, що виходить зі свердловини. Величину мінімально допустимого тиску в затрубному просторі свердловини розраховують за формулою

$$P_{\text{затр.}} \geq (P_{\text{гірськ.}} - \sigma_{\text{ск.макс}}) e^{-s}, \quad (4)$$

де $P_{\text{гірськ.}}$ – гірський тиск на глибині підшови продуктивного пласта, Па;

$\sigma_{\text{ск.макс}}$ – максимальна механічна напруга в скелеті гірської породи за всю геологічну історію, Па;

e – основа натуральних логарифмів дорівнює 2,71828129;

$$s = \frac{0,03415 \bar{\rho} L}{z_{\text{cp}} \cdot T_{\text{cp}}};$$

$\bar{\rho}$ – відносна густина газу по повітрю, безрозмірна;

L – глибина підшови продуктивного пласта, м;

z_{cp} – середній коефіцієнт стисливості газу в затрубному просторі свердловини, безрозмірний;

T_{cp} – середня термодинамічна температура в затрубному просторі свердловини, К.

При цьому гірський тиск може бути рівним геостатичному. Геостатичний тиск розраховується за формулою

$$P_{\text{геост.}} = g \sum_{i=1}^n \rho_i \Delta h_i, \quad (5)$$

де $P_{\text{геост.}}$ – геостатичний тиск гірських порід, Па;

g – прискорення вільного падіння дорівнює 9,80665 м/с²;

ρ_i – щільність i -го пласта, кг/м³;

Δh_i – товщина i -го пласта, м;

i – порядковий номер пласта, $i=1, 2, 3, \dots, n$.

Але не завжди гірський тиск за своєю величиною дорівнює геостатичному тиску $P_{геост.}$ [2, 4]. Тому гірський тиск може виміряти геофізична служба із застосуванням поляризаційного методу вертикального сейсмічного профілювання. Максимальну механічну напругу в скелеті гірської породи за його геологічну історію $\sigma_{ск.макс}$ можна визначити за керном гірської породи, застосовуючи методику та установку М. Ф. Ситникова [7].

На рис. 1 показано зміну $P_{геост.}$, $P_{пл}$, $P_{виб.мін}$, $\sigma_{ск.макс}$ з глибиною.

Зображено лініями: 1 – зміну мінімально допустимого вибійного тиску з глибиною, 2 – величину пластового тиску, 3 – показник гірського тиску. Відстань по горизонталі між лініями 1 і 3 чисельно дорівнює максимальній механічній напрузі в скелеті гірської породи за всю геологічну історію.

Лінією 4 зображено епюру тиску в затрубному просторі працюючої свердловини, що відповідає величині мінімально допустимого тиску в затрубному просторі свердловини ($P_{затр.мін}$ в усті свердловини) і

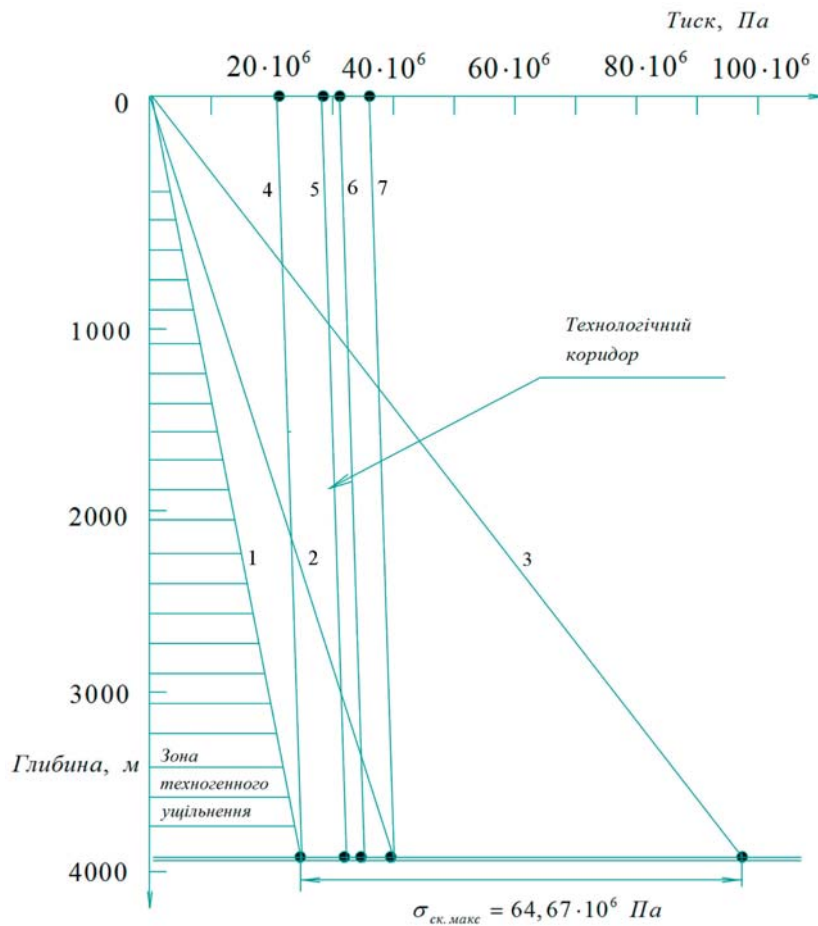


Рис. 1. Епюри тиску і технологічний коридор експлуатаційних газових і газоконденсатних свердловин

1 – епюра мінімально допустимої величини вибійного тиску; 2 – пластовий тиск; 3 – гірський тиск; 4 – мінімально допустима величина тиску в затрубному просторі свердловини, що працює; 5 – тиск в затрубному просторі свердловини, що працює, при мінімально допустимому дебіті газу; 6 – тиск $P_{затр}$ при $Q_{сум} < Q_{мін}$; 7 – статичний тиск

мінімально допустимому вибійному тиску ($P_{\text{виб.мін}}$ на глибині підшви продуктивного пласта).

Якщо відбувається зниження вибійного тиску до величини, що потрапляє в зону техногенного ущільнення гірських порід (зліва від епюри 1 на рис. 1), фільтраційні параметри продуктивного пласта погіршуються, особливо в присвердловинній зоні пласта. Лінією 5 зображено епюру тиску в затрубному просторі працюючої свердловини з мінімальним дебітом газу $Q_{\text{мін}}$, який ще забезпечує винесення всієї рідини, що накопичується у вибої. Отже, проміжок між двома епюрами 4 і 5 – це технологічний коридор, у межах якого режим роботи свердловини (якщо дослідження проводять лише на одному режимі [6]) чи режими роботи свердловини (якщо їх потрібно здійснити декілька за традиційною технологією [5]) забезпечують збереження фільтраційних параметрів продуктивного пласта і винесення рідини на поверхню з вибою свердловини. Величина тиску в затрубному просторі свердловини від вибою до устя з досягненням стаціонарного стану припливу газу зображено епюрою 6, а статичний тиск у разі повного відновлення вибійного тиску до пластового – епюрою 7.

Для забезпечення можливості проведення попередньої промислової оцінки газового покладу в процесі збудження припливу газу, продування і дослідження свердловини вимірюють сумарний відбір газу і розраховують співвідношення початкового пластового тиску $P_{\text{пл}}$ до величини пластового тиску після завершення дослідження $P_{\text{пл1}}$. При $\frac{P_{\text{пл}}}{P_{\text{пл1}}} = 1$ величина пластового тиску майже не змінилася, і газовий поклад розраховують до промислової категорії. При $\frac{P_{\text{пл}}}{P_{\text{пл1}}} > 1$ газовий поклад явно не можна зарахувати до промислової категорії. Тоді, якщо виміряна величина сумарного відбору газу з пласта $\Delta V_{\text{ам}}$, об'єм підземних запасів газового покладу непромислової категорії розраховують за формулою [9]

$$V_{\text{ам}} = \Delta V_{\text{ам}} \frac{P_{\text{пл}} Z_{\text{пл1}} T_{\text{пл1}}}{P_{\text{пл1}} Z_{\text{пл}} T_{\text{пл}}}, \quad (6)$$

де $V_{\text{ам}}$ – підземні запаси газу в покладі непромислової категорії, м³;

$\Delta V_{\text{ам}}$ – сумарний відбір газу з пласта в процесі збудження припливу, продувки і дослідження газової свердловини, м³;

$P_{\text{пл}}, P_{\text{пл1}}$ – початковий пластовий тиск і величина пластового тиску після завершення дослідження відповідно, Па;

$Z_{\text{пл}}, Z_{\text{пл1}}$ – коефіцієнт стисливості газу в пластових умовах до і після дослідження відповідно, безрозмірний;

$T_{\text{пл}}, T_{\text{пл1}}$ – пластова термодинамічна температура до і після дослідження відповідно, К.

Приклад практичного застосування викладених теоретичних положень.

Нехай експлуатаційний об'єкт газової свердловини міститься в інтервалі 3 925–3 943 м. Активний об'єм свердловини $V_{\text{с}} = 64,576$ м³. Динамічна в'язкість газу $\mu = 0,0264 \cdot 10^6$ Па·с. Після вторинного розкриття пласта перфорацією замінили промивальну рідину на воду, закачавши у свердловину технічну воду 64,6 м³. Після заміни промивальної рідини на воду надлишковий тиск на усті свердловини становить $P_{\text{у}} = 6,75 \cdot 10^6$ Па, а вибійний $P_{\text{виб.}} = P_{\text{пл}} = 45,33 \cdot 10^6$ Па (точка *a* на рис. 2).

Відкриттям засувки на буфері свердловини збуджено приплив газу, і після повного витіснення рідини зі свердловини (64,6 м³) її закрито для відновлення величини вибійного тиску до пластового.

На рис. 2 зміна величини вибійного тиску в процесі збудження припливу газу протягом 7 000 с зображено лінією *ab*, у процесі відновлення вибійного тиску до величини пластового упродовж 7 000 с (лінія *бв*) виміряно тиск і температуру на глибині вибою і по стовбуру свердловини, і після досягнення стаціонарних значень вимірюваних величин вимірювання припинено. Результати стаціонарних величин тиску й температури наведено в таблиці.

Після завершення вимірювання тиску й температури свердловину запущено в

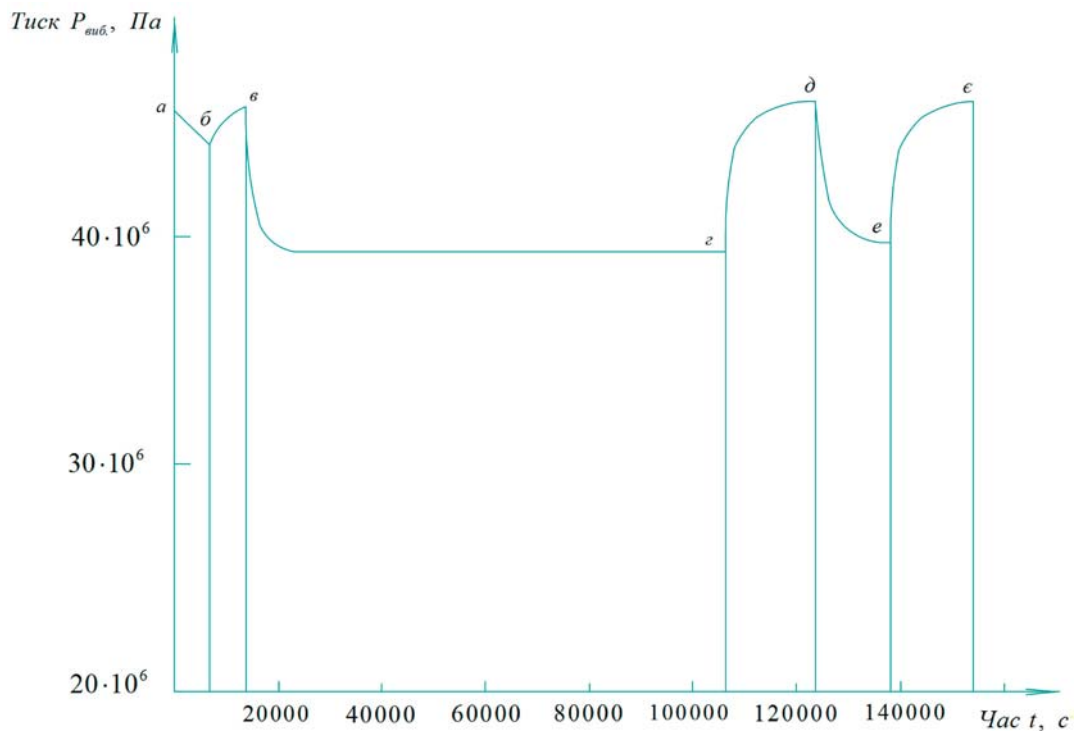


Рис. 2. Криві пари показників “тиск-час”, що описують технологічні дії в процесі дослідження газових і газоконденсатних свердловин

роботу через штуцер діаметром 10 мм для очищення присвердловинної зони пласта (продування свердловини газом).

Перед запуском свердловини в роботу для очищення присвердловинної зони продуктивного пласта розраховано мінімально допустиму величину тиску в затрубному просторі свердловини, за якого зберігаються початкові природні параметри пласта. Вона становить $P_{\text{затр.мін}} = 21,19 \cdot 10^6$ Па.

Продування свердловини проведено за тиску в затрубному просторі свердловини $P_{\text{затр}} = 30,59 \cdot 10^6$ Па. Отже, умову збереження початкових фільтраційних параметрів присвердловинної зони пласта не порушено, оскільки виконується умова: $P_{\text{затр.}} > P_{\text{затр.мін}}$ ($30,59 \cdot 10^6 \geq 21,19 \cdot 10^6$).

У процесі продування свердловини впродовж 9300 с (лінія $вг$) виміряно сумарний відбір газу об'ємом 250 000 м³, що відповідає стандартним умовам; після цього свердловину закрили до повно-

го відновлення пластового тиску (лінія $гд$ на рис. 2). Час відновлення тиску дорівнював 16 000 с.

Після повного відновлення пластового тиску ($P_{\text{пл}} = 45,33 \cdot 10^6$ Па) свердловину запустили в роботу через штуцер діаметром 10 мм.

У процесі стабілізації режиму впродовж 14 000 с виміряно дебіт газу, а також тиск і температуру по стовбуру свердловини від вибою до устя (лінія $де$, рис. 2).

Після досягнення стаціонарного стану припливу газу виміряний дебіт газу $Q_0 = 2,8125$ м³/с, $P_{\text{віб.0}} = 39,4 \cdot 10^6$ Па, $P_{\text{затр.}} = 30,59 \cdot 10^6$ Па, температура на усті й на глибині вибою 311К і 383К відповідно.

Після відпрацювання стаціонарного режиму і проведення вимірювань свердловина закрита для спостереження за відновленням тиску у свердловині. Протягом 16 000 с вибійний тиск повністю відновився до величини пластового, а температура

Таблиця. Результати вимірювання стаціонарних величин тиску і температури в процесі відновлення тиску

Глибина, м	Тиск, Па	Температура, К
10	35,74·10 ⁶	285
1967	40,54·10 ⁶	334
3934	45,33·10 ⁶	383

по стовбуру свердловини досягла статичного значення.

Результати вимірювання такі: $P_{cm} = 35,74 \cdot 10^6$ Па, $P_{nl1} = 45,33 \cdot 10^6$ Па, $T_{ycm} = 285$ К, $T_{nl} = 383$ К. Після зупинки роботи свердловини за період від t_6 до t_7 у стовбурі свердловини накопичено газу $V = 21\,580$ м³.

Далі, після відпрацювання технологічного процесу, який відбувався чітко в межах технологічного коридору, потрібно обробити отримані дані, щоб отримати якомога вичерпнішу інформацію про досліджуваний об'єкт.

Алгоритмічно інтерпретація результатів дослідження у випадку стаціонарного режиму фільтрації виглядає наступним чином.

На відміну від традиційної методики інтерпретації результатів дослідження свердловини на декількох режимах, за новою технологією дослідження застосовується також нова методика [6], побудована на складних інтегральних, диференціальних та інтегрально-диференціальних методах, які розробили українські вчені Е. Б. Чекалюк, А. П. Канюга, І. А. Чарний, [5, 11]. Тому не пропонується побудова індикаторної кривої, оскільки за однією точкою лише одного відпрацьованого режиму криву побудувати неможливо. Натомість пропонується оброблення двох кривих, отриманих під час дослідження на одному стаціонарному режимі – стабілізованій кривій припливу (методом Е. Б. Чекалюка) і кривій відновлення вибієного тиску (КВТ) з використанням одночасно двох методів – методу Е. Б. Чекалюка і І. А. Чарного.

У результаті отримано відразу кілька комплексних параметрів:

$$\left(\frac{kh}{\mu}\right)_1 = 4261,16 \cdot 10^{-12} \frac{m^3}{Pa \cdot c};$$

$$\left(\frac{kh}{\mu}\right)_2 = 4252,10 \cdot 10^{-12} \frac{m^3}{Pa \cdot c};$$

$$\frac{\alpha}{r_n^2} = 86056 \text{ c}^{-1}; \ln \frac{R_k}{r_n} = 6,2593.$$

Розраховується зведений радіус r_n свердловини [1]: $r_n = 0,1095$ м, коефіцієнт лінійного опору рівняння припливу

$$A = \frac{\ln \frac{R_k}{r_n}}{2\pi \left(\frac{kh}{\mu}\right)_2} = 234,289 \cdot 10^6 \frac{Pa}{m^3 / c}, \quad \text{кое-}$$

фіцієнт інерційного опору рівняння припливу (з рівняння припливу)

$$B = 230,21897 \left(\frac{Pa}{m^3 / c}\right)^2.$$

Тобто завдяки визначенню коефіцієнтів лінійного A та інерційного B опорів рівняння припливу отримано рівняння припливу продукції до вибою свердловини, не використовуючи індикаторну криву і не відпрацьовуючи для її отримання 5–8 режимів дослідження.

За відношенням коефіцієнта зачупорювання пласта у віддаленій зоні до цього ж показника в привибійній зоні розраховано коефіцієнт зачупорювання пласта $\Pi_3 = 0,99785$. За визначеним уже комплексним параметром п'єзопровідності $\frac{\alpha}{r_n^2} = 86056 \text{ c}^{-1}$ і зведеним радіусом r_n розраховується власне коефіцієнт п'єзопровідності $\alpha = 0,0966 \text{ м}^2/\text{с}$. Підставляючи значення коефіцієнтів п'єзопровідності, пластового тиску, динамічної в'язкості газу у формулу $\alpha = \frac{k}{m} \cdot \frac{P_m}{\mu}$ і вирішуючи відносно

комплексного параметра $\frac{k}{m} = \psi$, розраховують його – $\psi = 56,26 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. З урахуванням величини вибірного тиску $P_{\text{виб.0}}$, дебіту газу Q_0 фактично відпрацьованого стаціонарного режиму, коефіцієнтів лінійного A та інерційного B опорів припливу газу до вибою свердловини необмежену кількість режимів можна розрахувати за дво-членною формулою отриманого рівняння припливу.

Якщо помножити газопровідність пласта на динамічну в'язкість газу в пластових умовах, то визначається величина провідності пласта $kh = 112,252810 \cdot 10^{-15} \text{ м}^3$. Поділивши величину провідності пласта на комплексний параметр ψ визначають ємність пласта $mh = 1,9952 \text{ м}$. Розрахувавши функцію добутку ємності і провідності [1] ($F = 223,944 \cdot 10^{-15} \text{ м}^4$), визначають ефективну товщину продуктивного пласта $h = 16,16 \text{ м}$, коефіцієнти пористості $m = 0,123$ і проникності $k = 6,95 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Визначивши відношення $\frac{P_{nl}}{P_{nl1}} = \frac{45,33 \cdot 10^6}{45,33 \cdot 10^6} = 1$, можна зробити висновок, що досліджуваний газовий поклад належить до покладів промислової категорії.

За період збудження припливу газу, продувки і дослідження свердловини із пласта відібрано $307\,280 \text{ м}^3$ газу, обсяг якого приведено до атмосферних умов.

Припустимо, що після завершення свердловини в результаті відбору з пласта $307\,280 \text{ м}^3$ газу пластовий тиск P_{nl1} виявився рівним $44 \cdot 10^6 \text{ Па}$, тобто понизився на $1,33 \cdot 10^6 \text{ Па}$. Тоді $\frac{P_{nl}}{P_{nl1}} = \frac{45,33 \cdot 10^6}{44,00 \cdot 10^6} = 1,03$, що засвідчувало б непромислову категорію газового покладу.

У такому випадку підземні запаси газу можна розрахувати за формулою (6)

$$V_{am} = \Delta V_{am} \frac{P_{nl} Z_{nl1} T_{nl1}}{P_{nl} Z_{nl1} T_{nl1} - P_{nl1} Z_{nl} T_{nl}} = \frac{307280 \cdot 45,33 \cdot 10^6 \cdot 1,113 \cdot 383}{45,33 \cdot 10^6 \cdot 1,113 \cdot 383 - 44 \cdot 10^6 \cdot 383} = 17068318 \text{ м}^3.$$

Отже, запаси газу в об'ємі 17 млн м^3 явно не можна зарахувати до промислової категорії.

Отже, як підсумок, інформацію про газогідродинамічні характеристики досліджуваного пласта отримують застосовуючи методи Е. Б. Чекалюка і І. А. Чарного – для стаціонарних режимів дослідження.

Якщо досліджується об'єкт, що характеризується високою проникністю, то треба застосовувати для оброблення КВТ метод Ю. П. Борисова. Для дослідження високодебітних свердловин, які характеризуються нестаціонарною фільтрацією, потрібно застосовувати дещо іншу технологію, яка знову ж таки потребує відпрацювання лише одного режиму дослідження, що складається з роботи свердловини на режимі з наступним закриттям свердловини для зняття КВТ.

Але незалежно від характеру режимів дослідження, якщо під час експлуатації свердловини відбудеться зміщення показників експлуатації та їхній вихід з технологічного коридору в зону техногенного ущільнення, то це неминуче вплине на показники режиму експлуатації. Дебіт почне зменшуватись, проникність у присвердловинній зоні пласта теж погіршає.

Якщо показники, що характеризують роботу свердловини під час експлуатації чи під час її дослідження, не вийдуть за межі технологічного коридору, то для будь-якого режиму фільтрації пластового флюїду це є запорукою збереження цілісності привибійної зони пласта, дотримання оптимальної величини депресії на пласт і т. п., що забезпечить оптимальну експлуатацію газової чи газоконденсатної свердловини протягом всього часу перебування цих показників у межах технологічного коридору та підвищить достовірність інформації про пласт і насичувальний його продукт. Особливо важливо дотримуватись такого підходу у випадку, коли маємо справу з колекторами тріщинуватого типу.

Перспективою подальшого напрямку виконаної роботи є її застосування під час

дослідження чи експлуатації продуктивних пластів. Дотримання меж технологічного коридору таким нескладним способом раціональне і потрібне, оскільки під час експлуатації треба одночасно досягти дві головні мети – мати якомога більший дебіт продукції зі свердловини і при цьому зберегти природні колекторські властивості продуктивного пласта. Тому що з недотриманням меж технологічного коридору в процесі експлуатації вибійний тиск виходить за межі технологічного коридору і незворотні явища в присвердловинній зоні пласта-колектора стають причиною погіршення фільтраційних властивостей пласта, унаслідок цього – падіння дебіту, що є небажаним під час видобутку продукції з пласта.

Висновки. Дотримання технологічного коридору в процесі дослідження чи експлуатації свердловин є запорукою їхньої оптимальної експлуатації в технологічному та економічному відношенні. А дослідження газових свердловин не за нетрадиційною технологією (на декількох режимах), а лише на одному фактично відпрацьованому режимі, забезпечує визначення чималої кількості газогідродинамічних параметрів, які характеризують продуктивний газовий об'єкт.

ЛІТЕРАТУРА

1. *Акульшин А. А. О повышении эффективности определения продуктивных параметров газоконденсатного пласта в условиях ограничения времени исследований одним режимом/А. А. Акульшин, Н. Н. Рой//Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2013. – № 4. – С. 33–37.*

2. *Андреанов Н. И. Устойчивость околоствольного массива/Н. И. Андреанов, М. И. Ворожбитов, Р. Б. Вугин//Кольская сверхглубокая. – М.: Недра, 1984. – С. 379–385.*

3. *А. с. 1502812 СССР Способ воздействия на призабойную зону скважины/М. Д. Белонин, В. И. Славин, Б. А. Матус (СССР). Заявитель и патентообладатель: Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт; заявл. 05.05.87; Опубл. 18.08.93, Бюл. № 12.*

4. *Булатов А. И., Желтов Ю. П., Куксов А. К., Ситников М. Ф. Временное методическое руководство по количественной оценке и прогнозированию пластовых давлений по кернам. – Краснодар, 1974. – 38 с.*

5. *Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных скважин. – М.: Недра, 1971. – 208 с.*

6. *Козловский Е. А. Кольская сверхглубокая скважина/Е. А. Козловский//В мире науки. – М.: Недра, 1984. – № 3.*

7. *Пат. 110657 Україна МПК (2016.01 E21В 47/00, E21В 43/00). Спосіб попереднього підрахунку величини початкових запасів газу/Рой М. М., заявник і патентовласник Рой М. М.; Заявл. 04.03.2016; Опубл. 25.10.2016, Бюл. № 20.*

8. *Пат. 51729 Україна МПК³ E21В 47/06. Спосіб дослідження газових свердловин/Матус Б. А., Курилюк Л. В., Славин В. І., Горлачова Л. Ф., Токарев В. П., Клименко Ю. О.; заявник і патентовласник Матус Б. А. – № U 200601237; Заявл. 01.04.99; Опубл. 16.12.02, Бюл. № 12.*

9. *Рой М. М. Нове аналітичне рішення визначення гідрогазодинамічних параметрів пласта при дослідженні свердловин на одному стаціонарному режимі/Микола Рой, Віктор Ластовка//Збірник наукових праць УкрДГРІ. – Київ, 2010. – № 3–4. – С. 190–193.*

10. *Руководство по исследованию скважин/А. И. Гриценко, З. С. Алиев, О. М. Ермилов и др. – М.: Наука, 1995. – 523 с.*

11. *Рязанцев Н. Ф., Карнаухов М. Л., Белов А. Е. Испытание скважин в процессе бурения. – М.: Недра, 1982. – 277 с.*

REFERENCES

1. *Akulshin A. A. About the increase of determination efficiency of productive gas-condensate layer parameters in the conditions of limitation of researches time by one mode/ A. A. Akulshin, N. N. Roy//Oborudovanie i tekhnologii dlja neftegazovogo kompleksa. – 2013. – № 4. – P. 33–37. (In Russian).*

2. *Andrianov N. I., Vorozhbitov M. I., Vugin R. B. Stability near a barrel array//Kolskaja sverhglubokaja. – Moskva: Nedra, 1984. – P. 379–385. (In Russian).*

3. *A. с. 1502812 USSR Method of influence on at backwall well area/M. D. Belonin, V. I. Slavin, B. A. Matus (USSR); Decl. 05.05.87; Publ. 18.08.93, Bull. № 12. (In Russian).*

4. *Bulatov A. I., Zheltov Yu. P., Kuksov A. K., Sitnikov M. F.* Temporal methodical guidance by quantitative estimation and prognostication of layer pressures on stipplers. – Krasnodar, 1974. – 38 p. (In Russian).
5. Instruction on complex research of gas and gas-condensate wells. – Moskva: Nedra, 1971. – 208 p.
6. *Koslovskiy E. A.* Kolskaja super-deep well//V mire nauki. – Moskva: Nedra, 1984. – № 3. (In Russian).
7. Pat. 110657 Ukraine MPK (2016.01 E21B 47/00, E21B 43/00). Method of previous count of openings gas stocks size/Roy M. M., declarant and patent proprietor Roy M. M.; Decl. 04.03.16; Publ. 25.10.16, Bull. № 20. (In Ukrainian).
8. Pat. 51729 Ukraine MPK³ E21B 47/06. Method of gas wells research/Matus B. A., Kuryliuk L. V., Slavin V. I., Horlatchova L. F., Tokariiev V. P., Klymenko Yu. O.; declarant and patent proprietor Matus B. A. – № U 200601237; Decl. 01.04.99; Publ. 16.12.02, Bull. № 12. (In Ukrainian).
9. *Roy M. M., Lastovka V.* A new analytical decision of hydro-gas dynamics parameters of layer determination is at research of wells on one stationary mode//Zbirnyk naukovykh prats UkrDHRI. – Kyiv, 2010. – № 3–4. – P. 190–193. (In Ukrainian).
10. Guidance on research of wells/A. I. Gricenko, Z. C. Aliev, O. M. Ermilov – Moskva: Nauka, 1995. – 523 p. (In Russian).
11. *Rjazancev N. F., Karnauhov M. L., Belov A. E.* Test of wells in the boring drilling process. – Moskva: Nedra, 1982. – 277 p. (In Russian).

Рукопис отримано 11.01.2018.

Н. Н. Рой, канд. техн. наук (Полтавский национальный технический университет имени Юрия Кондратюка), ongp1@ukr.net, ORCID-0000-0002-0415-3819

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ КОРИДОР ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ ВЫСОКОДЕБИТНЫХ СКВАЖИН В СЛУЧАЕ НЕСТАЦИОНАРНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ КАК ОДНО ИЗ НАПРАВЛЕНИЙ СОВЕРШЕНСВОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ

Предлагается новый способ определения технологического коридора, которому должны соответствовать все критерии при исследовании и дальнейшей эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин. Приведен способ расчета величины начальных запасов газа, который позволяет определить принадлежность исследуемого объекта к промышленной категории.

Ключевые слова: технологический коридор, исследование скважин, режимы эксплуатации.

M. M. Roy, Yurii Kondratiuk national technical university of Poltava, Ukraine, ongp1@ukr.net, ORCID-0000-0002-0415-3819

TECHNOLOGICAL CORRIDOR AT RESEARCH OF HIGH-OUTPUT WELLS IN THE CASE OF NON-STATIONARY FILTRATION AS ONE OF DIRECTIONS OF TECHNOLOGY

One of basic tasks of wells research there is a study of dependences between layer pressure, depression on a layer, debit, well construction, physical and chemical properties of porous environments and liquids and gases, that they are satiated, and by other parameters. They ground for a ground and choice of the technological mode of their exploitation.

Reliability of the chosen technological mode of exploitation depends on authenticity of information, that get at gas-hydrodynamics and commercial-geophysical wells researches. Therefore at establishment of the technological mode of wells exploitation use information, accumulated in the process of search, secret service and exploitation of deposits, by the study of him geological cut, leadthrough of gas-hydrodynamics, gas-condensate, geophysical and laboratory researches of properties of porous environment and gases, runback, oil and water, that contained in them. An amount and quality of these researches meet standards and positions observances of which after the rules of development are obligatory not always. These rejections in most cases depend on the specific of gas

industry. It is related to that gas beds, as a rule, heterogeneous on an area and cut, their capacity and other parameters are determined unexactly, especially on the early stage of development, when the enough wells body absents for the receipt of information.

In the end, so many factors influence on the technological mode of wells operations, that at insufficient studied even one of them the set mode appears incorrect. The new method of determination of technological corridor, to which all criteria must answer at research and subsequent exploitation of gas and gas-condensate wells, is therefore offered.

Keywords: *technological corridor, wells research, modes of exploitation.*