

# Виробничий досвід

УДК 622.24

## СТАН ЯКОСТІ ПЕРВИННОГО РОЗКРИТТЯ ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ З АНОМАЛЬНО НИЗЬКИМИ ТИСКАМИ

Я.С.Коцкулич, Є.Я.Коцкулич

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42153  
e-mail: drill@nung.edu.ua

*Изложены требования к буровым промывочным жидкостям для обеспечения качественного вскрытия продуктивных пластов. Приведены результаты исследований величины коэффициента восстановления первоначальной проницаемости коллекторов для различных видов промывочной жидкости. Показана целесообразность первичного вскрытия продуктивных пластов на аэрированных растворах и пенах, а также бурением горизонтальных скважин и др.*

*The requirements for drilling muds for securing quality formation exposing have been specified. The results of investigating the restoring coefficient of primary reservoir permeability for different types of drilling muds have been given. The appropriateness of primary formation exposing with the use of aerated drilling fluids and foams by means of horizontal well drilling has been demonstrated.*

Підвищення якості робіт, пов'язаних з первинним розкриттям продуктивних пластів, є однією з найважливіших проблем нафтогазовидобувної промисловості.

Дослідження та промисловий досвід свідчать, що терміни освоєння, продуктивність свердловин та коефіцієнти нафтогазовилучення з пластів за однакових умов можуть бути різними залежно від якості виконання робіт при первинному розкритті продуктивних пластів. Водночас, залежно від фільтраційних властивостей порід-колекторів та фізико-хімічних властивостей флюїдів, які насичують їх пори, використання одних і тих же технологічних операцій з однаковими параметрами призводить до різних кінцевих результатів.

Основою успішного первинного розкриття вважається збереження природної проникності порід-колекторів та цілісності стінок свердловини в інтервалі продуктивного пласта. Вказане може бути досягнуто за рахунок використання таких технологій, які виключають можливість потрапляння в пори порід-колекторів побічних матеріалів, або таких промивальних рідин, які не спричиняють негативної дії на пласт з точки зору його закупорювання та втрати стійкості стінок свердловини.

Згідно «Єдиних технічних правил ведення робіт при будівництві свердловин на нафтових, газових і газоконденсатних родовищах» [1] розкриття продуктивних пластів необхідно

проводити так, щоб гідростатичний тиск стовпа промивальної рідини на 1,5-3,5 МПа перевищував пластовий. В реальних умовах репресія на продуктивний пласт значно перевищує прийняті норми за рахунок гідравлічних втрат, під час переміщення бурильної колони вниз тощо.

Для первинного розкриття продуктивних пластів повинні використовуватись промивальні рідини, які відповідають таким вимогам:

1) густина промивальної рідини повинна бути такою, щоб гідростатичний тиск приблизно дорівнював або дещо перевищував пластовий тиск у тій частині пласта, де коефіцієнт аномальності пластового тиску має максимальну величину;

2) промивальна рідина не повинна вмішувати глинистої твердої фази або, в крайньому випадку, її вміст повинен бути мінімальним. Вміст твердих частинок, діаметр яких дорівнює 0,3-0,5 діаметра пор колектора, повинен бути не менший 5%. Такі частинки утворюють перепону для проникнення в продуктивний пласт дрібнодисперсних частинок твердої фази. Бажано, щоб як тверда фаза використовувались такі частинки, які розчиняються кислотами (крейда, мармурова крихта, вапняк, сидерит тощо). З цієї ж причини небажано як обов'язковач використовувати баритові та залістисті обважнювачі;

3) оскільки дисперсійне середовище значно зменшує проникність порід-колекторів, то

фільтрація промивальних рідин повинна бути мінімальною. Фільтрат промивальних рідин повинен містити речовини, що мають властивість пригнічувати схильність глинистого матеріалу гірських порід до набухання, а його мінералізація має бути близькою до мінералізації пластових вод. У фільтраті не повинно бути компонентів, які при контакті з пластовими рідинами утворювали б нерозчинні осади;

4) доцільно до промивальних рідин додавати такі поверхнево-активні речовини (ПАР), які гідрофобізують поверхню порових каналів і попереджують утворення в них водонафтових емульсій. ПАР повинні бути сумісними з пластовими рідинами, не випадати в осад і не втрачати ефективність дії;

5) промивальна рідина повинна бути низькотискотропною, мати невеликі значення статичного і динамічного напружень зсуву та пластичної в'язкості. Це дасть змогу звести до мінімуму гідродинамічні втрати в процесі відновлення циркуляції, промивання свердловини та під час спуско-підіймальних операцій. Крім цього, таку промивальну рідину буде легше витіснити у свердловину із пласта під час освоєння, причому з меншими величинами депресії;

6) промивальна рідина повинна запоповуватись з оптимальною величиною витрати, щоб режим її руху в інтервалі продуктивного пласта був, по можливості, ламінарним. В той же час витрата повинна бути достатньою для винесення частинок породи із вибою, з метою недопущення їх подрібнення та збагачення ними промивальної рідини. Під час первинного розкриття промивальна рідина повинна якісно очищатись.

Переважає більшість нафтових родовищ України характеризуються аномально низькими пластовими тисками (АНПТ). В процесі розкриття пластів з АНПТ виникає необхідність оцінки та аналізу основних факторів, що обмежують область застосування промивальних рідин [2].

Фактор відповідності радіуса обводнення умові допустимої депресії при освоєнні свердловини. Радіус обводнення може визначатися, наприклад, як функція фільтрації водних промивальних рідин у привибійній зоні та часу їх контакту з колектором.

Фактор відповідності фільтраційних характеристик колектора дисперсійному і гранулометричному складу промивальної рідини.

Фактор відповідності репресії на пласт в процесі буріння свердловини величині фільтрації в умовах свердловини.

Фактор відповідності густини промивальної рідини гірничо-геологічним умовам проводки свердловини.

ВАТ НВО "Буріння" реалізуються підходи до розкриття пластів з АНПТ, згідно яких передбачено використання: промивальних рідин малої густини; промивальних рідин із модифікованим фільтратом; спеціальних неводних рідин. Реалізація тих чи інших підходів визначається геолого-технічними умовами буріння свердловини та вимогами замовника. З цієї

метою розроблено різні рецептури промивальних рідин, які дають змогу в широкому діапазоні змінювати їх густину для зниження депресії на пласт. Розроблені стійкі системи густиною до  $650 \text{ кг/м}^3$  для промивальних рідин на вуглеводневій основі і до  $900 \text{ кг/м}^3$  – для промивальних рідин на водній основі.

У процесі розкриття пластів з АНПТ виникає небезпека, що під впливом позитивного диференціального тиску може статися проникнення на велику відстань углиб пласта не тільки фільтрату, але і поглинання самої промивальної рідини [3].

Ступінь негативного впливу на фільтраційні властивості продуктивного пласта визначається репресією на пласт у процесі буріння та її змінами у процесі спуско-підіймальних робіт, складом і властивостями промивальної рідини, тривалістю розкриття пласта та іншими чинниками. Найсуттєвіше зниження фільтраційних характеристик в інтервалах продуктивних пластів спостерігається за інших рівних умов у тріщинуватих породах. Для тріщинуватих колекторів існує критичне значення репресії на пласт, перевищення якого призводить до повної кольматації тріщин. У такому разі неможливо видалити буровий розчин із тріщин пласта у процесі освоєння свердловини зниженням тиску на вибої свердловини.

В табл. 1 наведено результати досліджень різних видів промивальних рідин [4] на коефіцієнт відновлення проникності. Експерименти проводились в ідентичних умовах фільтрації через гранульований пісковик.

За величиною коефіцієнта відновлення проникності з глинистих розчинів найкраще умовам розкриття продуктивних пластів відповідають ті, які не містять лугів. Піни мають значно вищий коефіцієнт відновлення проникності ніж розчини на водній основі, а розчини на вуглеводневій основі забезпечують повне відновлення проникності.

Переваги мінералізованих промивальних рідин найбільше проявляються під час розкриття порід із вмістом глини. Аналізуючи дані, наведені в табл. 2 [4], можна зробити висновок, що мінералізація розчину хлористим кальцієм більш ефективна ніж хлористим натрієм.

Авторами [5] проведено аналіз стану розкриття продуктивних пластів на родовищах НАК "Нафтогаз України" по 78 свердловинах БУ "Укрбургаз" ДК "Укргазвидобування" та 51 свердловині ВАТ "Укрнафта". У свердловинах БУ "Укрбургаз" продуктивні горизонти найчастіше розкривають на полімеркалієвих (34,4%), хлоркалієвих (17,6%) та гуматно-акрилокалієвих (17,6%) промивальних рідинах, а у свердловинах ВАТ "Укрнафта" — на полімеркалієвих (41,2%), хлоркалієвих (23,5%) та хлоркалієвих (19,6%) промивальних рідинах. Первинне розкриття продуктивних пластів буровими розчинами на нафтовій основі практично не використовується.

У розрахунках гідродинамічної складової репресії у процесі первинного розкриття продуктивних пластів за вихідні дані приймали

Таблиця 1 – Вплив виду промивальної рідини на проникність породи

Вид промивальної рідини	Початкова проникність, Д	Відновлена проникність, Д	Коефіцієнт відновлення проникності
Розчин на нафтовій основі	0,72	0,72	1,00
Піна	0,58	0,55	0,94
Глинистий розчин без хімічної обробки	0,59	0,42	0,72
Глинистий розчин з додаванням 1% карбоксиметилцелюлози (КМЦ)	0,43	0,26	0,60
Глинистий розчин з додаванням 10% вуглелужного реагента	0,44	0,21	0,48
Вода	0,53	0,31	0,59

Таблиця 2 – Вплив солей на процес глинизації пор

Порода	Тип води	Коефіцієнт відновлення проникності
Глинистий пісковик	Дистильована вода	0,26
	1%-й розчин NaCl	0,36
	1%-й розчин CaCl <sub>2</sub>	0,87

проектні значення густини промивальної рідини, продуктивності бурових насосів, геометричних розмірів бурильної колони, конструкції долота і свердловини. При цьому реологічні параметри промивальної рідини (динамічне напруження зсуву, пластична в'язкість) розраховували за відомими емпіричними формулами [6], а діаметр свердловини у незакріпленому стовбурі приймали таким, що дорівнює діаметру долота.

Аналіз отриманих результатів з оцінки репресії свідчить про перевищення у більшості випадків їх значень над допустимим. Особливо неприпустимо високі значення репресії мають місце у процесі розкриття продуктивних горизонтів в інтервалах з аномально низькими пластовими тисками в експлуатаційних свердловинах БУ "Укрбургаз" на глибинах, що перевищують 2500м. В інтервалах з АНПТ використовуються бурові промивальні рідини густиною 1100-1160 кг/м<sup>3</sup>, що призводить до виникнення аномально високих репресій, які в деяких випадках перевищують 20 МПа. Після буріння таких свердловин можна прогнозувати ускладнення в їх освоєнні. Необхідно виконувати додаткові роботи для виклику пластового флюїду та його інтенсифікації. Під час формування фільтраційної кірки внаслідок проникнення фільтрату і твердої фази промивальних рідин у природні чи примусово розкриті тріщини на значну відстань від свердловини, значно погіршуються колекторські властивості продуктивних пластів. Тому для розкриття пластів з АНПТ доцільно використовувати бурові промивальні рідини меншої густини (аеровані, інвертно-емальсійні та інші).

Виклики приплив з таких пластів стає неможливим, але уникнути головної причини поглинань можна зменшенням диференціаль-

ного тиску до нуля, тобто необхідно підтримувати рівновагу між тиском у свердловині і пластовим тиском (збалансоване буріння), або навіть створити від'ємний диференціальний тиск.

Від'ємного диференціального тиску на пласт можна досягти шляхом зниження рівня рідини в свердловині, що реалізується за допомогою роторного способу буріння з місцевим промиванням або в процесі буріння з допомогою електробура на кабелі. З тією ж метою можна використати ударне буріння або циркуляційну систему з подвійною концентричною бурильною колоною – ерліфтом. Внутрішнім каналом подвійної бурильної колони подається промивальна рідина, а кільцевим – повітря. Нижня частина подвійної колони приєднується до звичайної бурильної колони, якою промивальна рідина продовжує рух вниз, а повітря в цьому місці виходить у свердловину і аерує промивальну рідину, яка рухається від вибою. Тиск у свердловині може регулюватися двома параметрами: глибиною опускання подвійної бурильної колони або ступенем аерації.

Найчастіше диференціальний тиск зменшують за рахунок застосування легких промивальних рідин або газів. Якщо коефіцієнт аномальності пластового тиску менший за одиницю, але близький до неї ( $0,9 < k_a \leq 1,0$ ), то рівновагу тисків можна забезпечити використанням рідин на вуглеводневій основі. Якщо  $k_a < 0,9$ , то для підтримки рівноваги тисків можуть бути використані аеровані розчини і піни. При дуже низьких пластових тисках ( $k_a < 0,4$ ) та за сприятливих умов розкриття продуктивних пластів можна проводити з використанням газоподібних агентів або способу буріння з місцевим промиванням.

Найбільш складними з точки зору якісного розкриття продуктивної зони є умови, коли величина пластового тиску нижча від гідростатичного. Для підтримання рівноваги тисків, як уже зазначалося, можна знизити густину промивальної рідини шляхом її аерації, підключивши компресор до напірної лінії циркуляційної системи бурової. Підтримання рівноваги тисків найпростіше можна досягнути зміною ступеня аерації (відношення об'ємної витрати газу до об'ємної витрати рідини).

Однак застосування аерованої рідини на водній основі, навіть обробленої ПАР, не дає можливості уникнути забруднення пласта фільтратом.

Для розкриття продуктивних об'єктів з пластовими тисками, коефіцієнт аномальності яких знаходиться в межах 0,4–1,0, можна проводити з застосуванням пін.

Піни володіють властивостями, які надають їм перевагу перед усіма промивальними рідинами на водній основі, а саме:

- запобігання проникнення фільтрату в пласт за рахунок заклинювання пухирців піни в порових каналах;
- забезпечення винесення вибуреної породи через високу несучу здатність піни;
- можливість досягнення малої густини та її зміни в широкому діапазоні.

Розробка малопроникних пластів з аномально низьким тиском і великою в'язкістю нафти, виснажених після тривалої експлуатації, стає нерентабельною. Для збільшення продуктивності свердловин до економічно прийнятно рівня необхідно, щоб вони мали значно більшу, ніж звичайні свердловини, довжину в продуктивному пласті, тобто мали б більшу зону дренажування і більшу поверхню фільтрації. Цього можна досягнути шляхом буріння багатобічних і горизонтальних свердловин.

Багатобічні свердловини мають в нижній частині розгалуження у вигляді декількох різнопохилих стовбурів, які перетинають продуктивні пласти і утворюють велику сумарну зону дренажування.

Свердловина з горизонтальним розкриттям пласта має один стовбур, який максимально різко переходить з вертикального в горизонтальний у межах продуктивної зони. В такій свердловині довжина частини стовбура, що проходить уздовж пласта, не залежить від його товщини і може в десятки разів перевищувати її.

Особливо доцільно розробляти таким способом пласти з вертикально-розвиненою тріщинуватістю і з неоднорідною пористістю.

Буровики Прикарпаття мають великий досвід буріння горизонтальних і багатобічних свердловин. Одне з Бориславських родовищ розроблялось з 1914 року густою мережею свердловин, які були пробурені на відстані 30–80 м одна від одної. На невеликій площі було пробурено 23 свердловини з дебітами до 2 т за добу. У 1970-х роках поміж ними було пробурено 3 свердловини – одна з них мала 5 додаткових стовбурів, друга – 3, а третя пробурена одним горизонтальним стовбуром по

нафтоносному пісковіку на довжину 100 метрів. Початкові дебіти свердловин становили відповідно 28 т, 12 т і 16 т за добу, а вартість їх будівництва перевищувала в 1,5–2,5 рази вартість вертикальних свердловин. Унаслідок цього були отримані тисячі тонн додаткової нафти на неперспективній, виснаженій дільниці. За два роки експлуатації дві багатобічні і одна горизонтальна свердловини перевершили видобуток 23 вертикальних свердловин. Ці результати, що особливо важливо підкреслити, свідчать про наявність великих залишкових запасів нафти навіть у пластах, які вважаються виснаженими.

Крім того, в умовах нерівномірної пористості і проникності пластів між вертикальними свердловинами залишаються, як правило, ізольовані зони, які не охоплюються розробкою. Таким чином, багатобічні і горизонтальні свердловини підвищують не тільки поточний видобуток, але також і загальний відбір нафти з покладів.

Вітчизняна і зарубіжна практика свідчать, що буріння горизонтальних і багатобічних свердловин значно зменшує витрати на розробку родовищ, що сприяє його інтенсивному впровадженню.

Виходячи з викладеного можна зробити висновок, що висока якість розкриття продуктивних пластів з аномально низьким пластовим тиском може бути досягнута за науково обгрунтованого підходу до вибору типів і властивостей промивальних рідин, а також способу розкриття пластів з урахуванням конкретних гірничо-геологічних умов буріння.

### Література

- 1 Единые технические правила работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях. – М.: ВНИИ-ОЭНГ, 1983. – 48 с.
- 2 Кошелев В.Н., Шишков С.Н. Обеспечение качественного вскрытия продуктивных пластов в условиях аномально низких пластовых давлений // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 6. – С. 38-41.
- 3 Коцкулич Я.С., Тищенко О.В. Закінчування свердловин. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2004. – 366 с.
- 4 Справочник инженера по бурению: В 2-х томах. Т. 2 / Под ред. В.И.Мищевича и Н.А.Сидорова. – М.: Недра, 1973. – 376 с.
- 5 Мислюк М.А., Ковбасюк І.М., Стасенко В.М., Гунда М.В. До оцінки первинного розкриття продуктивних горизонтів на родовищах України // Нафтова і газова промисловість. – 2005. – № 6. – С. 17-19.
- 6 Мислюк М.А., Рибчич І.Й., Яремійчук Р.С. Буріння свердловин: Довідник: У 5 т. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2002. – Т. 2: Промивання свердловин. Відробка доліт. – 303 с.