

УДК 622.24

СТАН ЯКОСТІ ПЕРВИННОГО РОЗКРИТТЯ ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ З АНОМАЛЬНО НИЗЬКИМИ ТИСКАМИ

Я.С.Коцкулич

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу;
76019, Україна, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15;
e-mail: drill@nung.edu.ua*

Матеріали статті дають підстави зробити висновок про те, що висока якість розкриття продуктивних пластів з аномально низьким пластовим тиском може бути досягнута при науково обґрунтованому підході до вибору типів і властивостей промивальних рідин, а також способу розкриття пластів з урахуванням конкретних гірничо-геологічних умов буріння.

Ключові слова: *розкриття продуктивних пластів, пластовий тиск, промивальна рідина, гірничо-геологічні умови буріння свердловин.*

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 одних і тих же умов можуть бути різними і залежать від якості виконаних робіт при первинному розкритті продуктивних пластів. Разом з тим, 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. У реальних умовах репресія на продуктивний пласт значно перевищує прийняті норми через гідравлічні втрати під час переміщення бурильної колони вниз.

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 вміщувати глинистої твердої фази або, в крайньому випадку, її вміст повинен бути мінімальним. Вміст твердих частинок, діаметром 0,3-0,5 діаметра пор колектора, повинен бути не меншим 5 %. Такі частинки перешкоджають проникненню в продуктивний пласт дрібнодисперсних частинок твердої фази. Бажано, щоб як тверда фаза використовувались такі частинки, що розчиняються кислотами (крейда, мармурова крихта, вапняк, сидерит і т.п.). З цієї ж причини небажано в якості обважнювача 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 вміщувати речовини, що мають властивість пригнічувати схильність глинистого матеріалу гірських порід до набухання, а його мінералізація має бути близькою до мінералізації пластових вод. Фільтрати не повинні містити компоненти, які під час контакту 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 під час відновлення циркуляції, промивання свердловини, проведення 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 закачуватись 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 з вибою, з метою недопущення їх подрібнення та збагачення ними промивальної рідини. Під час первинного розкриття, промивальна рідина повинна якісно очищатись.

Однак, не зважаючи на актуальність зазначеної проблеми, технологія буріння у продуктивному пласті у більшості випадків не відрізняється від технології буріння решти стовбура свердловини. Здебільшого це стосується промивальних рідин, які не відповідають вимогам до якісного розкриття продуктивних пластів, що призводить до значних народногосподарських втрат. Ці втрати можна оцінити, насамперед, тим що на

сьогодні вилучається біля 20-30%, а в кращих випадках – 40-50% запасів нафти і 50-95% газу.

Усі промивальні рідини тою чи іншою мірою негативно впливають на фільтраційні властивості порід-колекторів. Під час їх вибору її вирішується два питання:

- до якого ступеня можна допустити забруднення порід колекторів промивальною рідиною;
 - які витрати можна допустити для зниження ступеня забруднення.
- Кінцевий вибір типу промивальної рідини здійснюють на підставі компромісного рішення між величиною витрат та ступенем забруднення, при якому свердловина була б рентабельною.

У результаті лабораторних та промислових досліджень зарубіжних та вітчизняних вчених створена і успішно використовується ціла низка промивальних рідин для первинного розкриття продуктивних пластів. Всі їх можна умовно розділити на дві групи:

1) Рідини, які не створені спеціально для розкриття продуктивних пластів, але застосовуються для цього, оскільки їх властивості відповідають умовам здійснюваної операції, або необхідні властивості досягаються шляхом спеціальної хімічної обробки. До цієї групи належать глинисті розчини, лігносульфонатні розчини, полімерні розчини, обернені емульсії.

2) Рідини, спеціально створені для первинного розкриття продуктивних пластів. Зазвичай, ці рідини створюються з умови найлегшого видалення їх компонентів з порід-колекторів. Ці рідини володіють малим показником фільтрації в пласт; утворюють нещільну глинисту кірку, яка легко диспергується; не закупорюють пор порід-колекторів; фільтрат таких рідин не чинить шкоди, проникаючи в пласт. Компоненти таких рідин розчиняються в нафті, кислоті чи воді, або здатні біологічно розкладатись. До них належать розсоли зі спеціальною системою обважнення, крейдяні емульсії та стабільні піни.

Дана класифікація не вважається досконалою, оскільки не враховує механізму взаємодії рідини з гірською породою. В такому випадку основою класифікаційної ознаки слугує вміст твердих частинок в рідині. Рідини, які не вміщують твердих частинок, належать до так званих "чистих рідин". З них найчастіше використовують воду (морську і промислово) та водні розчини хлоридів натрію і кальцію. Останні сприяють попередженню набрякання глинистого матеріалу гірських порід. Температурні межі застосування таких рідин визначаються реагентом, який використовується для збільшення їх в'язкості. До таких рідин належать також вуглеводневі рідини та розчин метанолу, проте застосування метанолу обмежується його високою вартістю та відносно низькою термостійкістю. Вода, маючи низьку вартість і високу термостійкість, практично не володіє здатністю до інгібування. Залишаються ще розчини солей та вуглеводневі рідини. У неглибоких свердловинах можуть застосовуватись і перші, і другі, при цьому розчини солей дешевші. Для глибоких свердловин, де наявні високі тиски, вуглеводневі рідини потре-

бують обважнення, і тому переходять у групи рідин, що вміщують тверду фазу. При цьому їх вартість незначно зростає. Розчини солей можуть використовуватись у глибоких свердловинах без попереднього обважнення, оскільки вони мають великі густини (розчин $ZnBr_2$ - до 2300 кг/м^3 ; CaJ_2 - до 2040 кг/м^3 , $ZnCl_2$ - до 1930 кг/м^3), але при цьому значно зростають витрати на промивальну рідину.

Розсоли - це електроліти, які практично не викликають набрякання глин. Вони готуються на воді, яка за властивостями близька до пластової. Для збільшення в'язкості та зменшення фільтратовіддачі використовують загущувачі на основі багатоланцюгових полімерів. Для збільшення густини таких рідин до 1680 кг/м^3 використовують $CaCO_3$, а до величини 2300 кг/м^3 - суміш $CaCO_3$ і Fe . Для видалення таких частинок із пор пласта проводять кислотну обробку. Переваги розсолів у тому, що вони створюють високий гідростатичний тиск і зберігають чистоту порід-колекторів.

"Чисті рідини" не утворюють кірки на поверхні продуктивного пласта, але як і рідини, що вміщують тверду фазу, можуть бути причиною зниження продуктивності свердловини. Це відбувається внаслідок вільного їх проникнення в пласт, наявності в рідинах сполук солей, високої концентрації сульфатів, випадання з нафт важких вуглеводнів, часткового набрякання глинистого матеріалу, наслідків діяльності мікроорганізмів.

Дослідження показали, що використання у свердловині морської води без попередньої обробки знижує початкову проникність пісковика в середньому на 80 %. Набрякання глинистого матеріалу в пісковіку відбувається тоді, коли концентрація солей у промивальній рідині вища, ніж у пластовій воді.

Таким чином, практично не існує промивальної рідини, яка б задовольняла всім вимогам технології робіт з первинного розкриття продуктивних пластів, і при цьому її вартість була б мінімальною. Тому вибір типу промивальної рідини для таких робіт у кожному конкретному випадку потрібно здійснювати індивідуально, враховуючи особливості продуктивного пласта.

Переважає більшість нафтових родовищ України характеризуються аномально низькими пластовими тисками (АНПТ). При розкритті пластів з АНПТ виникає необхідність у оцінці та аналізі основних факторів, що обмежують область застосування промивальних рідин [2].

1. Фактор відповідності радіуса обводнення умові допустимої депресії у процесі освоєння свердловини. Радіус обводнення може бути визначений, наприклад, як функція фільтрації водних промивальних рідин у привибійній зоні і часу їх контакту з колектором.

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

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

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

ВАТ "Буріння" реалізуються підходи до розкриття пластів з АНПТ, згідно яких передбачено використання: промивальних рідин малої густини; промивальних рідин з модифікованим фільтратом; спеціальних неводних рідин. Реалізація тих чи інших підходів визначається геолого-технічними умовами буріння свердловини та вимогами замовника. З цією метою розроблено різні рецептури промивальних рідин, які дають змогу в широкому діапазоні змінювати їх густину для зниження депресії на пласт. Розроблено стійкі системи густиною до 650 кг/м^3 для промивальних рідин на вуглеводневій основі і до 900 кг/м^3 для промивальних рідин на водній основі.

У процесі розкриття пластів з АНПТ виникає небезпека проникнення у пласт, під впливом додатного диференціального тиску не тільки фільтрату, але і самої промивальної рідини [3].

Ступінь негативного впливу на фільтраційні властивості продуктивного пласта визначається репресією на пласт у процесі буріння та її змінами у ході проведення 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 з впливу. 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 вміщують 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 при розкритті 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 ВАТ "Укрнафта" — на полімеркалієвих (41,2 %), хлоркалієвих (23,5 %) та хлоркаль-

цієвих (19,6 %) промивальних рідинах. Первинне розкриття продуктивних пластів буровими розчинами на нафтовій основі практично не застовується.

Табл. 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 добавкою 1% карбо-ксиметилцелюлози (КМЦ)	0,43	0,26	0,60
Глинистий розчин з добавкою 10% вуглелужного реагента	0,44	0,21	0,48
Вода	0,53	0,31	0,59

Табл. 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 ₂	0,87

У розрахунках гідродинамічної складової репресії у процесі первинного розкриття продуктивних пластів за вихідні дані приймали 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. У інтервалах з АНПТ використовуються бурові промивальні рідини густиною 1100-1160 кг/м³, 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

викликання пластового флюїду та його інтенсифікації. При формуванні 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-емульсійні та інші).

Викликати приплив з таких пластів стає неможливим, але уникнути головної причини поглинань можна зменшенням диференціального 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 роторного способу буріння з місцевим промиванням або у процесі буріння за допомогою електробура на кабелі. З тією ж метою можна застосовувати ударне буріння або циркуляційну систему з подвійною концентричною бурильною колоною - ерліфтом. Внутрішнім каналом подвійної бурильної колони подається промивальна рідина, а кільцевому - повітря. Нижня частина подвійної колони приєднується до звичайної бурильної колони, якою промивальна рідина продовжує рух вниз, а повітря в цьому місці виходить в свердловину і аерує промивальну рідину, яка рухається від вибою. Тиск у свердловині може регулюватися двома параметрами: глибиною спускання 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 ($0,9 < k_a < 1,0$), то рівновагу тисків можна забезпечити використанням рідин на вуглеводневій основі. Якщо $k_a < 0,9$, то для підтримання рівноваги тисків можуть бути використані аеровані розчини і піни. При дуже низьких пластових тисках ($k_a < 0,4$) у сприятливих умовах 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 змогу 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 піп.

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

- запобігання проникненню фільтрату в пласт за рахунок заклинювання пухирців піни в порових каналах;

- забезпечення винесення вибуреної породи завдяки високій несучій здатності 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 прийняттого рівня необхідно, щоб вони мали значно більшу, ніж звичайні свердловини, довжину в продуктивному пласті, тобто мали б більшу зону дренування і більшу поверхню фільтрації. Цього можна досягнути шляхом буріння багатовибійних і горизонтальних свердловин.

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

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 багатовибійних 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 три свердловини, одна з яких 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 спорудження перевищувала в 1,5-2,5 рази вартість вертикальних свердловин. Унаслідок цього було отримано тисячі тонн додаткової нафти на неперспективній, виснаженій дільниці. За два роки експлуатації дві багатовибійні і одна горизонтальна свердловини перевершили видобуток 23 вертикальних свердловин. Ці результати, на що особливо важливо наголосити, 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, багатовибійні і горизонтальні свердловини підвищують не тільки поточний видобуток, але й загальний відбір нафти з покладів.

Вітчизняна і зарубіжна практика свідчать, що буріння горизонтальних і багатовибійних 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 обґрунтованого 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., 1983.
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 / Под редакцией Мищевича В.И. и Сидорова Н.А. В 2-х т. Т. 2. – М.: Недра, 1973.
5. До оцінки первинного розкриття продуктивних горизонтів на родовищах України / М.А.Мислюк, І.М.Кбвбасюк, В.М.Стасенко, М.В.Гунда // 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. Т. 2: Промивання свердловин. Відробка доліт. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2002. – 303 с.

BEING OF QUALITY OF FIRST OPENING OF PRODUCTIVE LAYERS WITH ANOMALOUS LOW PRESSURES

Y.S.Cotsculich

*Ivano-Frankivs'k National Technical University of Oil and Gas
15, Carpats'ka Street, Ivano-Frankivs'k, 76019, Ukraine
e-mail: drill@nung.edu.ua*

Materials of the article allow to conclusion that high quality of opening of productive layers with anomalous low plast pressure can be attained at the scientifically grounded approach to the choice of types and properties of washing liquids, and also method of opening of layers taking into account the concrete mountain-geological terms of the boring drilling.

Keywords: *opening of productive layers, plast pressure, washing liquid, mountain-geological terms of the boring drilling of mining holes.*