

Ефективність сучасних технологій вторинного розкриття продуктивних горизонтів і шляхи її підвищення

УДК 622.245.142

С.В. Гошовський

д-р техн. наук

Ю.І. Войтенко

д-р техн. наук

УкрДГРІ

П.О. Сорокін

КНУ ім. Т.Г. Шевченка

Розглянуто технології вторинного розкриття продуктивних пластів. Показано вплив основних факторів на ефективність технологій під час закінчування та експлуатації свердловин.

Рассмотрены технологии вторичного вскрытия продуктивных пластов. Показано влияние основных факторов на эффективность технологий при заканчивании и эксплуатации скважин.

The technologies of secondary penetration of a productive formations are considered. Main factors affecting the efficiency of technologies in well completion and operation are shown.

Успішність геологорозвідувальних робіт (ГРР) на нафту і газ визначається рівнем технологій, які застосовують на основних стадіях пошуково-розвідувальних робіт: сейсмозвідки, буріння та закінчування свердловин. У царині технологій буріння та закінчування свердловин найважливішими чинниками, що впливають на кінцеву ефективність розкриття продуктивних горизонтів і достовірність оцінки запасів, є величини репресій на пласт під час первинного і вторинного розкриття, фізико-хімічні властивості технологічних рідин, які використовують у ході буріння і вторинного розкриття пластів, а також деякі технологічні параметри: глибина перфораційного отвору, їх кількість, кут фазування отворів, діаметр отвору [1–5].

Мета роботи – оцінити ефективність сучасних методів вторинного розкриття колекторів нафти і газу і окреслити шляхи її підвищення.

Аналіз фахової літератури [2] показує, що вторинне розкриття продуктивних пластів при репресії в соляних розчинах (CaCl_2 , KCl) призводить до зниження продуктивності газових свердловин на 40–50 %, нафтових – на 20–40 %.

За даними [1–3] щодо оцінки первинного розкриття буріння продуктивних горизонтів на родовищах України можна визначити особливості:

неприпустимо високі значення репресії у процесі первинного розкриття продуктивних горизонтів, особливо в інтервалах АНПТ на глибинах, що перевищують 2500 м; це призводить до необхідності застосування спеціальних робіт для виклику припливу пластового флюїду [1];

бурові розчини та рідини глушіння свердловин (РГС) на водній основі, у тому числі з використанням солевих розчинів, призводять до погіршення колекторських властивостей гранулярних порід колекторів і зниження проникності на 20–50 % залежно від початкової проникності; за даними, зокрема [2], застосування емульсій «вода в нафті» або бурових розчинів (чи РГС) на нафтовій основі дає можливість отримувати питому продуктивність свердловин у 4–20 разів більшу, ніж із промивкою вибою водою або буровим розчином на водній основі;

за межами України (в окремих випадках на Україні) застосовують спеціальні бурові розчини, які менше забруднюють зону навколо свердловини; зарубіжні бурові та сервісні компанії використовують технології первинного розкриття на рівновазі та депресії на пласт.

Світовий досвід [2–5], а також авторські дослідження, проведені для декількох десятків родовищ ДДЗ, Прикарпатського і Закарпатського прогинів, показали, що надзвичайно важливе значення для кінцевої ефективності робіт із розкриття продуктивних горизонтів має вигляд технологій вторинного розкриття: у разі депресії, на рівновазі чи репресії на пласт. Для технологій буріння із застосуванням глинистих, полімер-солевих, полімер-гуматних розчинів [1] чи навіть розчинів на нафтовій основі [2], які використовують в Україні та близькому зарубіжжі, загальним правилом є закінчування свердловини кумулятивною перфорацією при депресії, на рівновазі або на мінімальній репресії на пласт, дуже рідко гідропіскоструминною перфорацією або фільтром. Згідно з нашим дослідженням по родовищах ДДЗ та сарматських відкладах Прикарпатського прогину, завдяки технології перфорації при депресії на пласт малогабаритними перфораторами на кабелі збільшення дебітів свердловин по газу і конденсату сягає в 1,2–1,5, інколи в 2–3 рази порівняно з перфорацією цих же об'єктів при репресії більш потужними зарядами. Згідно з [2], перфорація при депресії перфораторами ПР-43, ПР-54 спричиняє збільшення дебітів в 2–3 рази порівняно з перфорацією зарядами ПКС-80 навіть після додаткової інтенсифікації припливу генератором тиску типу ПГД,БК-100/150.

В умовах глибокої депресії під час перфорації в газовому середовищі ефект посилюється настільки, що продуктивність свердловини збільшується на порядок [6, 7]. В Російській Федерації технологію розкриття масивних газових покладів використовують у два етапи:

в умовах глибокої депресії розкривають перші кілька метрів продуктивного горизонту з подальшим очищенням на факел розкритої зони протягом кількох діб;

розкриття основної частини покладу здійснюють у газовому середовищі, що забезпечує збільшення глибини перфораційного отвору продуктивності свердловини на порядок, а також зниження витрат на освоєння та ремонт, зменшення шкідливого впливу на довкілля [6, 7].

Корпусні перфоратори на кабелі та заряди надглибокого проникнення, які створюють канали в породі-колекторі в 1,5–1,6 раза глибші, ніж їх аналоги, добре зарекомендували себе в нафтових свердловинах на родовищах Західного Сибіру, де їх застосовують для дострілювання та перестрілювання з метою вирівнювання профілю припливу, інтенсифікації припливу

пластової рідини в діючих, у тому числі й у низькопродуктивних, свердловинах [8].

Позитивних результатів у разі проведення перфорації при репресії на пласт у газоконденсатних свердловинах навіть зарядами надглибокого проникнення можна досягти лише за виконання таких умов:

- розкриття на мінімальній репресії;
- нагнітання у проектний матеріал спеціальної рідини, що не забруднює породи-колектора;
- проведення перфорації в найкоротші терміни;
- проведення робіт із освоєння свердловини зразу ж після перфорації.

Треба зауважити, що під час репресії на пласт порода-колектор знаходиться у стані, близькому до всебічного стиснення, а в умовах депресії, особливо глибокої, при перфорації в газовому середовищі порода-колектор розвантажена з боку свердловини,

що сприяє збільшенню пористості, розкритості тріщин, тобто деякому розуцільненню породи і, як наслідок, збільшенню глибини каналу. Навколо повністю розвантаженої свердловини деякі породи розуцільнюються за відомим механізмом зональної дезінтеграції концентричними кільцевими тріщинами.

Під час проектування робіт із вторинного розкриття часто не враховують реальної глибини каналу в породи-колекторі на місці залягання, яка для успішного розкриття об'єкта повинна бути співрозмірна з радіусом зони кольматації або перевищувати її. На рис. 1 показано залежність коефіцієнта гідродинамічної досконалості свердловини від довжини перфораційного каналу [2]. Звідси витікає такий результат: якщо навколо свердловини є зона зниженої в 10 разів проникності розміром (по радіусу) 100 мм, то канал завдовжки $l_k = 90$ мм дасть $\varphi = 0,4$, а $l_k = 150$ мм – φ близько 0,9, тобто більше ніж вдвічі. Для більшості свердловин, пробурених на глинистих розчинах із репресією на пласт, зона забруднення становить 0,4–0,6 м, а в деяких випадках досягає декількох метрів [2]. Отже, для якісного розкриття необхідно мати заряди з глибиною каналу, що перевищує розміри зони проникнення фільтрату, тобто l_k має бути не меншим за 600–700 мм. Більшість українських та іноземних перфораційних систем масового застосування мають саме такі або більші параметри каналу, отримані за відстрілом мішеней за методикою API RP-19B. Проте вони, як правило, не забезпечують зв'язку свердловини з незабрудненою зоною пласта.

Глибина перфорації в породи-колекторі, як правило, відрізняється від глибини, отриманої на керованому матеріалі або в мішенях-імітаторах. На рис. 2, а показано за-

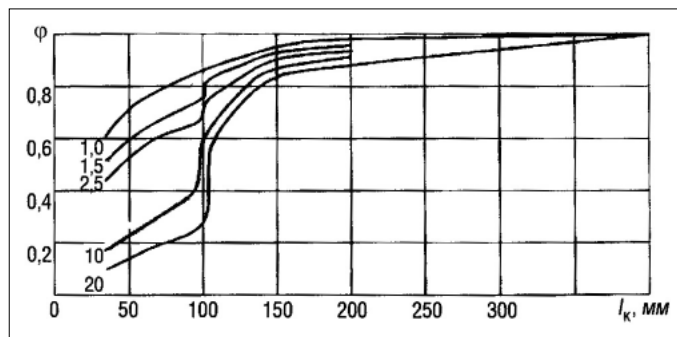


Рис. 1. Залежність коефіцієнта гідродинамічної досконалості від довжини перфораційного каналу: $d_k = 6,35$ мм; $n = 13$ отворів/м; $R_2 = 175$ мм; $r_c = 75$ мм; $R_k = 300$ мм. Шифр кривих – кратність зниження «к» у зоні проникнення бурового розчину

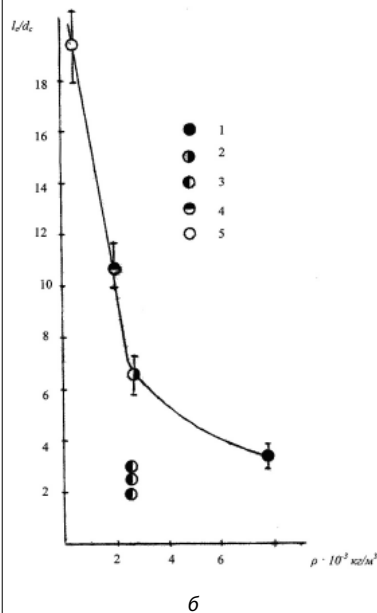


Рис. 2. Залежність: а – глибини каналу від міцності [2]: бетон (20 МПа); м'який піщаник Berea (41 МПа), міцний пісковик Berea (63 МПа); міцні породи Nugget (104 МПа), Granite (140 МПа), Blue Top (154 МПа); б – відносної глибини каналу від щільності матеріалу мішені (1 – сталь, 2 – алюмінієвий сплав, 3 – граніт, 4 – бетон, 5 – пінобетон)

лежності глибини каналу l_c від міцності породи [2], на рис. 2, б – від щільності матеріалу мішені. Криву на рис. 2, б автори отримали у ході випробувань кумулятивного герметичного заряду ЗКМ-38Д на пінобетонній, бетонній, гранітній, алюмінієвій та сталевій мішенях (d_c – діаметр шашки заряду). Пористість пінобетону, бетону та граніту в експериментах становила відповідно 80–82, 20–22 та 1,7–1,9 %. Враховуючи, що зі зростанням щільності порід, як правило, збільшується і міцність [9], то можна прогнозувати, що в щільних породах осадового чохла і в породах фундаменту глибина каналу буде меншою, а в породах середньої та високої пористості, тріщинуватих породах – більшою. Але вона завжди буде меншою від глибини каналу, отриманого на мішенях із штучних геоматеріалів або із керованого матеріалу, які рекламують компанії-виробники та сервісні компанії. Графік на рис. 2, б ілюструє, крім того, відомий експериментальний результат різкого зниження глибини каналу в крихких матеріалах і породах (глибина каналу в граніті менша, ніж в сталі). Тобто для щільних осадових порід та порід фундаменту необхідно застосовувати більш потужні системи перфорації.

Аналіз результатів робіт із вторинного розкриття продуктивних горизонтів зі зростанням глибини залягання показує, що на глибинах понад 4–4,5 км ефективність усіх систем перфорації зменшується через зниження пористості і збільшення міцності порід. Тому часто свердловини не досягають проектної продуктивності [10]. Зі зростанням глибини необхідно збільшувати глибину та кількість отворів, тобто потужність зарядів перфоратора, а операцію із розкриття пласта супроводжувати інтенсифікацією припливу [2].

У низькопористих колекторах, особливо на межі кондиційності ($k_{\pi} \leq 5-8$ %), ефективність перфорації також різко падає. Для цього типу колекторів потрібна технологія закінчення

свердловин із інтенсифікацією припливу або спорудженням похило-скерованих і горизонтальних свердловин із закінченням їх глибоко проникаючою перфорацією, а в окремих випадках – інтенсифікацією припливу, як це роблять у ході видобування сланцевого газу і газу центральнобасейнового типу. Альтернативою може бути спеціальна технологія первинного розкриття з обмеженням проникнення фільтрату в пласт [11].

Зменшення глибини каналу в щільних міцних породах-колекторах якоюсь мірою компенсується утворенням тріщин навколо отвору, наявність яких встановлено в експериментах [2]. Під час перестрілювання перфорованих раніше інтервалів ці тріщини збільшуються у розмірах під дією ударних хвиль та гідропотоків, особливо від зарядів безкорпусних кумулятивних перфораторів і торпед. В областях взаємодії вибухових хвиль від сусідніх зарядів можуть утворюватися зони дилатансії [2, 9]. Кумулятивний струмінь проникає у породу, насичену, як правило, фільтратом бурового розчину, що сприяє підвищенню інтенсивності ударної хвилі і процесу тріщиноутворення.

Цими фізико-механічними ефектами пояснюється позитивний інтенсифікуючий вплив повторної перфорації на продуктивність свердловин, який ще більше посилюється у разі перфорації в фізично і хімічно активних рідинах. Зауважимо, що існує клас колекторів, у яких відбуваються зворотні процеси: ущільнення стінок перфораційного отвору. Це переважно глинисті і високопористі осадові породи.

Відомо, що ненульовий кут фазування зарядів у перфораторі (60°, 90°) збільшує продуктивність свердловини на 10–15% [4]. Цей факт пояснюється просторовим рознесенням отворів, які розташовані по спіралі, а не вздовж твірної при нульовому куті фазування. Таке розташування отворів дає змогу запобігти додатковому ущільненню пластичного колектора у разі високої густини перфорації та збільшує об'єм зони дренажування в крихких і квазікрихких породах-колекторах, зменшує гідравлічний опір руху флюїду поблизу свердловини.

На прикладах Юліївського, Скворцівського та деяких інших родовищ встановлено, що за високого пластового тиску в газовому покладі і помірних значень репресій на пласт при первинному розкритті колекторів середньої пористості хороші результати отримані навіть у разі перфорації при репресії та депресії старими системами перфорації ПКСУЛ-80, ПКО-89, ПР-43 тощо.

У випадку відсутності результату після вторинного розкриття в теригенних низькопористих колекторах, у колекторах із АНПТ, представлених чистими кварцовими пісковиками, і в колекторах, представлених породами фундаменту (граніти, гранодіорити), рекомендовано застосовувати вибухово-імпульсні методи інтенсифікації (секційні торпеди, горючо-окислювальні суміші тощо), а для порід із невеликими домішками пластичних компонентів (глинисті пісковики, алевроліти, у т.ч. із вапняковим цементом) – імпульсно-хімічні методи інтенсифікації (малогабаритні секційні торпеди, порохові генератори тиску в комплексі з хімічними та фізико-хімічними реагентами за умови відсутності поблизу водоносних горизонтів).

Насамкінець зазначимо основні шляхи підвищення ефективності розкриття продуктивних горизонтів:

технології обмеження фільтрації рідкої фази бурових розчинів у пласт;

вдосконалення техніки і технології вторинного розкриття продуктивних пластів.

Із усього вищеприписаного можна зробити такі висновки.

На основі фахової літератури та досліджень авторів статті щодо ефективності вторинного розкриття продуктивних горизонтів встановлено, що умовами успішного розкриття об'єктів пошуку та видобування традиційних вуглеводнів є помірні контрольовані значення репресій на пласт під час первинного та вторинного розкриття, переважне застосування вторинного розкриття при глибокій депресії на пласт або на рівновазі, збільшення кількості та глибини отворів із глибиною залягання колектора, мінімальні терміни проведення робіт, застосування інтенсифікуючих рідин у ході вторинного розкриття в умовах репресії на пласт. У разі невиконання вказаних умов слід застосовувати інтенсифікуючі обробки привибійної зони пласта, зокрема перестрілювання і дострілювання перфорованих інтервалів на першому етапі, фізичні, хімічні або комплексні методи інтенсифікації – на другому.

У колекторах із граничною пористістю закінчування свердловини повинно включати інтенсифікацію припливу з утворенням нових дренажних каналів у пласті як у вертикальних і похило-скерованих, так і горизонтальних свердловинах.

Список літератури

1. **Мислюк М.А.** До оцінки первинного розкриття продуктивних горизонтів на родовищах України / М.А. Мислюк, І.М. Ковбасюк, В.М. Стасенко, М.В. Гунда // Нафт. і газова пром-сть. – 2005. – № 6. – С. 17–19.
2. **Гайворонский И.Н.** Коллекторы нефти и газа Западной Сибири, их опробование и вскрытие / И.Н. Гайворонский, В.С. Замахаев, Г.Н. Леоненко. – М.: Геоинформцентр, 2003. – 364 с.
3. **Світлицький В.М.** Сучасні проблеми розкриття та збереження продуктивних характеристик пластів / В.М. Світлицький, О.О. Іванків, Є.В. Вішнікін // Нафт. і газова пром-сть. – 2006. – № 6. – С. 16–18.
4. **Чарли Косад.** Выбор стратегии перфорирования / Чарли Косад // Нефтегазовое обозрение. Шлюмберге. – 1998. – Вып. 3. – С. 34–52.
5. **Гшовський С.В.** Вторинне розкриття нафтогазових пластів та шляхи підвищення його ефективності // Нафт. і газова пром-сть. – 1999. – № 4. – С. 24–27.
6. **Силкин Г.Е.** Вторичное вскрытие продуктивных пластов на газоконденсатных и нефтяных месторождениях Томской области // Каротажник. – 2005. – № 1 (128). – С. 34–47.
7. **Андреев О.П.** Новая технология вторичного вскрытия пластов на Заполярном НГКМ / О.П. Андреев, С.И. Райкевич, Р.М. Минигулов // Актуальные проблемы и новые технологии освоения месторождения углеводородов Ямала в XXI веке. – М., 2004. – С. 150–160.
8. **Шпуров И.В.** Эффективность применения перфорационных систем фирмы «Динамит нобель» на месторождениях Западной Сибири / Шпуров И.В., Абатуров С.В., Ротбергер А.В. [и др.] // Техника и технология добычи нефти. – 2001. – № 2. – С. 7–10.
9. **Михалюк А.В.** Горные породы при неравномерных динамических нагрузках / А.В. Михалюк. – К.: Наук. думка, 1980. – 154 с.
10. **Лукин А.Е.** Нефтегазоносные коллекторы глубокозалегающих нижнекаменноугольных комплексов центральной части Днепровско-Донецкой впадины / А.Е. Лукин, Н.В. Щукин, О.И. Лукина, Т.М. Пригарина // Геофизический журнал. – 2011. – Т. 33. – № 1. – С. 3–27.
11. **Васильченко А.О.** Завершення нафтогазових свердловин в Україні: сучасний стан і можливі напрями розвитку технології / А.О. Васильченко, М.А. Мислюк // Нафт. і газова пром-сть. – 2008. – № 5. – С. 13–15.