

ГЕОЛОГІЯ, РОЗВІДКА ТА ПРОМИСЛОВА ГЕОФІЗИКА НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ

УДК 553.98

ОСНОВНІ ПРИЧИНИ НЕГАТИВНИХ РЕЗУЛЬТАТІВ НАФТОГАЗОПОШУКОВИХ РОБІТ

Б.Й. Маєвський, О.Є. Лозинський, С.С. Куровець, Т.В. Здерка, І.В. Артим

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 727121,
e-mail: grn@nung.edu.ua*

Розглянуто, ретельно проаналізовано, систематизовано та узагальнено типові чинники, які призводять до негативних результатів нафтогазопошукових робіт. На основі проведеного детального аналізу кожного з чинників аргументовано пропозиції щодо їх уникнення з метою підвищення ефективності пошукового буріння.

Ключові слова: геологічна будова, геофізичні методи, буріння, інтерпретація, перспективи нафтогазоносності

Рассмотрены, тщательно проанализированы, систематизированы и обобщены типичные факторы, приводящие к отрицательным результатам нефтегазопоисковых работ. На основе проведенного детального анализа каждого из факторов аргументированы предложения по их устранению с целью повышения эффективности поискового бурения.

Ключевые слова: геологическое строение, геофизические методы, бурение, интерпретация, перспективы нефтегазоносности.

Typical factors leading to negative results of oil and gas exploration operations were studied and thoroughly analyzed. Systematization and generalization of these factors were given. Based on the detailed analysis of each factor reasoned proposals for their elimination to improve the efficiency of research drilling were developed.

Key words: geological structure, geophysical methods, drilling, interpretation, oil and gas occurrence.

Вступ

Очікуваним позитивним результатом нафтогазопошукових робіт є відкриття родовищ нафти чи газу промислового значення. Проте практика проведення геологорозвідувальних робіт на нафту і газ у різних регіонах України свідчить, що досить часто результати таких робіт є негативними, тобто виявились протилежними до очікуваних. З цього погляду, для підвищення геологічної результативності та економічної ефективності нафтогазопошукових робіт винятково важливим є з'ясування причин отримання негативних результатів.

Актуальність

Проблема геологічної ефективності завжди є актуальною при проведенні геологорозвідувальних робіт на нафту і газ. Звідси випливає нагальна необхідність у проведенні досліджень, метою яких є встановлення причин негативних результатів геологорозвідувальних робіт. На їх дослідження завжди зверталась увага науковців, що знайшло своє відображення у численних публікаціях з проблематики дослідження.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій

Так, Габріелянц Г.О. зі співавторами [1], обґрунтовуючи методика пошуків і розвідки покладів нафти і газу, звертають увагу на такий аспект, як причини негативних результатів буріння пошукових і розвідувальних свердловин. Часткове обґрунтування причин невдач у процесі геологорозвідувальних робіт та окреслення напрямків подальших робіт на нафту і газ із врахуванням отриманого досвіду, наведено у статті О.Н. Золотова [2]. У праці [3] розглянуто основні причини негативних результатів опитування нафтогазоперспективних структур на території Башкортостану. Автором розглянуто способи врахування факторів, що знижують ефективність геологорозвідувальних робіт, та виконано апробацію цих способів на прикладі площ Ульяновської області. У всіх наведених публікаціях основними причинами негативних результатів пошуково-розвідувальних робіт є відсутність пастки та літолого-фаціальна мінливість порід-колекторів.

Основні чинники, що зумовлюють негативний результат геологорозвідувальних робіт на нафту і газ у Західному нафтогазоносному регіоні України, розглянуто колективом авторів [4]. Шляхи підвищення ефективності геологорозвідувальних робіт та критичний аналіз результатів їх проведення у межах Південного регіону нашої держави розглянуто колективом дослідників [5]. В.П. Лебідь [6] пропонує основні заходи щодо покращення підготовки локальних об'єктів до буріння з метою мінімізації ризиків та підвищення результативності геологорозвідувальних робіт.

Автори цього дослідження поставили перед собою за мету проаналізувати та систематизувати основні причини отримання негативних результатів нафтогазопошукових робіт в Україні. Врахування цих причин дасть можливість знизити ризик їхнього виникнення та прийняти оптимальне управлінське рішення щодо основних і пріоритетних напрямів проведення подальших більш деталізованих робіт.

Виклад основного матеріалу

При нафтогазопошукових роботах позитивним очікуваним результатом є відкриття родовищ (покладів) нафти і газу, тобто установлення промислових припливів цих корисних копалин із свердловини.

Негативні результати нафтогазопошукових робіт слід розглядати як у широкому, так і у вузькому розумінні. У широкому значенні негативними результатами можна вважати такі, які на стадії пошуку родовищ (покладів) однозначно дають підстави констатувати, що в надрах досліджуваної площі відсутні промислові скупчення нафти чи газу. У вузькому сенсі негативними результатами вважають такі, які при випробуванні перспективних горизонтів у конкретній свердловині зафіксували відсутність промислових припливів нафти чи газу. При

цьому слід мати на увазі, що величина промислового припливу нафти чи газу є поняттям кон'юнктурним, коливається у досить широкому діапазоні та визначається гірничо-геологічними та економічними умовами конкретного регіону.

Проведений авторами аналіз результативності надглибокого (понад 4,5 км) пошуково-розвідувального буріння на нафту і газ у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину показує, що промисловий приплив отримано з 26,1% пробурених свердловин, свердловини які було ліквідовано з геологічних причин складають 62,2%, а кількість свердловин, ліквідованих з технічних причин – 11,1%. Саме така низька результативність викликає необхідність структурувати основні наслідки негативних результатів та вказати на основні заходи з метою запобігання.

Теорія та практика проведення пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ у різних регіонах України та світу дає можливість виділити 4 групи основних причин, які призводять до негативних результатів: *хибна оцінка перспектив нафтогазоносності; невдалий вибір методики закладання пошукових свердловин; неякісне первинне розкриття перспективних горизонтів; неправильний вибір методу вторинного розкриття продуктивних пластів та способу викликання припливу* (табл. 1).

Хибна оцінка перспектив нафтогазоносності. Сучасна теорія та практика оцінки перспектив нафтогазоносності окремих територій ґрунтується на аналізі та встановленні комплексу сприятливих критеріїв, які систематизовані в чотири основні групи: структурно-тектонічні, літолого-фаціальні, геохімічні та гідрогеологічні [7]. Помилковість позитивної оцінки перспектив нафтогазоносності конкретної площі, що може призвести до негативних результатів пошукових робіт, серед яких основними причинами є:

1) помилковий вибір напряму проведення пошукових робіт внаслідок неправильно обґрунтування попередніх досліджень висновками, які були зроблені при регіональному та зональному прогнозуванні перспектив нафтогазоносності регіону;

2) неадекватна геологічна інтерпретація результатів площових геофізичних досліджень, внаслідок чого була спотворена модель геологічної будови надр певної території, що не відповідає реальній будові, формі та просторовому положенню конкретного нафтогазоперспективного об'єкта.

Особливо відчутні помилки геологічного тлумачення матеріалів сейсмозрозвідки при виявленні та підготовці до пошукового буріння локальних об'єктів (структур). У результаті такої хибної інтерпретації може виникнути ситуація, коли в межах якоїсь ділянки будуть встановлені сприятливі структурні умови для формування покладів нафти чи газу (окреслено антиклінальний перегин пластів, солянокупольна структура, екранувальний розрив, літологічне

Таблиця 1 – Основні причини негативних результатів нафтогазопошукових робіт

Негативний результат	Основні чинники, які призвели до негативного результату
Хибна оцінка перспектив нафтогазоносності	Помилковий вибір напрямку проведення пошукових робіт
	Неадекватна геологічна інтерпретація результатів геофізичних досліджень
	Низька роздільна здатність використаних методів картування різних структурних поверхонь досліджуваної площі
	Нераціональне для досліджуваної території комплексування методів виявлення та підготовки до пошукового буріння локальних структур
	Непідтвердження прогнозу наявності в розрізі порід-колекторів або характеру їхнього поширення
	Відсутність у розрізі непроникних товщ (порід-покришок), які перекривають породи-колектори
	Несприятливі гідрогеологічні умови для формування та збереження покладів
	Професійна некомпетентність або недосвідченість фахівців-виконавців тощо
Невдалий вибір методики закладання пошукових свердловин	Значна відмінність очікуваної та фактичної геологічної будови пастки (структури)
	Недотримання раціональної системи розміщення свердловин на площі
	Недостатня ступінь підготовки пасток
	Ненадійно вибраний репер (маркувальний горизонт)
	Незбіжність або невідоме співвідношення структурних планів
	Неврахування зміщення склепіння складки з глибиною
	Недостатня обґрунтованість проектних глибин і розрізів свердловин
Неякісне первинне розкриття перспективних горизонтів	Ігнорування явища «склепінного ефекту»
	Надання переваги метражу буріння, а не якісному розкриттю перспективних пластів
	Неякісне проведення геолого-геофізичних досліджень в процесі буріння і випробування свердловин
	Значна репресія на пласт та кольматація продуктивних горизонтів
	Набрякання глинистих мінералів породи-колектора
	Тривалий час контактування породи-колектора з буровим розчином
Неправильний вибір методу вторинного розкриття продуктивних пластів та способу виклику припливу	Значна депресія у свердловині
	Неправильний вибір конструкції свердловини
	Невдалий вибір методу перфорації
	Невдалий вибір методу виклику припливу

заміщення, стратиграфічна неузгодженість тощо), яких насправді не існує. Отже, подальші роботи (пошукове буріння) в межах цієї ділянки приречені на невдачу, тобто призведуть до негативних результатів.

При цьому варто відмітити, що хибні висновки при геологічній інтерпретації даних геофізичних досліджень можуть бути спричинені:

- відсутністю в розрізі надійних опорних реперів (здебільшого відбивних сейсмогоризонтів);

- складною геологічною будовою надр досліджуваної площі;

- незбіжністю структурних планів маркувальних горизонтів, за якими зроблені графічні моделі, і продуктивних товщ;

- низька роздільна здатність використаних методів картування різних структурних поверхонь досліджуваної площі;

- нераціональне для досліджуваної території комплексування методів виявлення та підготовки до пошукового буріння локальних структур;

- непідтвердження прогнозу наявності в розрізі порід-колекторів або характеру їхнього поширення від склепіння до периферійних частин;

- відсутність у розрізі непроникних товщ (порід-покришок), які перекривають породи-колектори;

- неадекватна геологічна інтерпретація результатів геофізичних досліджень, внаслідок чого можуть бути пропущені та не випробувані нафтогазонасичені пласти-колектори.

- несприятливі гідрогеологічні умови для формування та збереження покладів;
- неповнота висвітлення геологічного розрізу досліджуваної площі;
- професійною некомпетентністю або недосвідченістю фахівців-виконавців тощо.

Невдалий вибір методики закладання пошукових свердловин. Досвід проведення нафтогазопошукових робіт в Україні дав змогу констатувати, що причинами невдалого вибору місця закладання пошукових свердловин, які призводять до буріння пошукових свердловин у неоптимальних умовах, можуть бути:

- значна відмінність очікуваної та фактичної геологічної будови локального нафтогазоперспективного об'єкта (пастки);
- недотримання раціональних систем розміщення свердловин на площі стосовно до різних типів скупчень нафти і газу;
- недостатня ступінь підготовки пасток;
- ненадійно вибраний репер (маркувальний горизонт), коли структура підготовлена не за опорним, а за умовним сейсмогоризонтом;
- ситуація, коли структура підготовлена за сейсмогоризонтами, розташованими вище або нижче нафтогазоперспективних пластів при незбіжності або невідомому співвідношенні структурних планів;
- невраховування зміщення склепіння складки з глибиною;
- невідповідність проектного та дійсного літолого-стратиграфічного розрізу досліджуваної площі;
- недостатня обґрунтованість проектних глибин і розрізів свердловин;
- ігнорування явища так званого «склепінного ефекту», коли внаслідок зональної особливості нагромадження осадових порід у межах конседиментаційних піднять найкращі колекторні властивості піщано-алевролітових відкладів приурочені не до склепіння складки, а до навколосклепінної кільцевої зони.

Непідтвердження сейсмічних чи геологічних побудов характерне для всіх нафтогазоносних областей України [4, 5, 6]. Основною причиною негативних результатів під час випробування є відсутність кондиційних порід-колекторів у припіднятій частині структури через їх літологічне заміщення, що спричинено седиментаційними особливостями нагромадження відкладів. Внаслідок цього піщано-алевролітові верстви з покращеними колекторськими властивостями відкладалися на периферійних частинах палеоструктур, виклинюючись у напрямку палеосклепінь.

З'ясування граничних меж фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів має важливе значення, оскільки його кінцевим результатом є диференціація досліджуваного розрізу на колектори і неколектори. Як показали дослідження [8], неправильне трактування нижніх меж пористості та проникності зумовило неврахування значної кількості газоносних об'єктів у тонкошаруватому розрізі неогенових

відкладів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину.

Отже, щоб уникнути помилок при виборі пунктів закладання пошукових свердловин і тим самим зменшити ризик одержання негативних результатів буріння, необхідно аргументовано та досить ретельно проаналізувати всі особливості створеної попередніми дослідженнями геологічної моделі нафтогазоперспективного об'єкта.

Неякісне первинне розкриття перспективних горизонтів. Одним із основних показників, який визначає успішність роботи бурових підприємств в Україні був і залишається метраж пробурених гірських порід. Від цього залежала заробітна плата і преміювання працівників. З цієї причини основна увага приділялась безпосередньо метражу буріння, а не питанням якісного первинного розкриття перспективних пластів та їхнього випробування.

Однією із актуальних проблем при проведенні нафтогазопошукових робіт є технологія первинного розкриття перспективних горизонтів під час буріння. Суть проблеми полягає в тому, що при первинному входженні бурового долота у продуктивний пласт порушується його природний стан внаслідок потрапляння в його порожнинний простір побічних матеріалів, які спотворюють реальну характеристику порід-колекторів. Таку ситуацію фахівці оцінюють як забурднення присвердловинної зони пласта. У вітчизняній і світовій практиці відомо багато випадків, коли внаслідок недооцінки цієї проблеми або нехтування нею не виявлялись нафтогазонасичені пласти й робились хибні висновки про безперспективність досліджуваної території. На якість первинного розкриття пластів значною мірою впливає буровий розчин, який використовують при бурінні свердловин. Результатом дії бурового розчину є погіршення ємнісно-фільтраційних властивостей порід-колекторів присвердловинної зони пласта внаслідок її кольматажу, зміни флюїдонасиченості пластів у цій зоні та вторгнення фільтрату бурового розчину в продуктивний пласт.

Як наслідок, погіршуються умови дренивання пласта, зменшується робоча нафтогазонасичена товщина пласта та, відповідно, знижуються дебіти свердловин. Спеціальні експериментальні та промислові дослідження показують, що проникнення в пласт глинистих частинок всього на кілька сантиметрів може спричинити зменшення середньої проникності порід більше ніж удвічі порівняно з проникністю порід віддаленої зони.

На характер дії бурового розчину на нафтогазовмісні породи при їхньому розкритті в свердловині впливають склад і фізико-хімічні властивості як бурового розчину, так і порід-колекторів.

Технічними правилами буріння свердловин на родовищах нафти і газу передбачено, що розкриття продуктивних пластів повинно проводитись буровими розчинами з густиною, яка забезпечить *репресію на пласт* (перевищення

гідростатичного тиску стовпа рідини в свердловині над очікуваним пластовим тиском) на 5–15%. Проте на практиці це положення часто не дотримують і проводять розкриття порід-колекторів на бурових розчинах з дуже великою густиною (із запасом), пояснюючи це необхідністю недопущення відкритого фонтанування. Внаслідок використання таких надмірно обважнених розчинів відбувається інтенсивне та глибоке проникнення в присвердловинну зону пласта-колектору як фільтрату (рідкої фази — води, розчинів хімеагентів), так і твердої фази (глинистих частинок і обважнювачів) бурового розчину. Необґрунтований прогноз високих пластових тисків і відповідно надмірне використання під час обважнювання бурового розчину хімеагентів (гематиту чи бариту) сприяє кольматажу продуктивних горизонтів, що може призвести до помилкового висновку про відсутність у надрах промислових скупчень вуглеводневої сировини.

Щоб провести якісне первинне розкриття продуктивних пластів, з погляду на недопущення глибокого проникнення бурового розчину в пласт, необхідно переходити на сучасні світові технології буріння свердловин, які при первинному розкритті продуктивних пластів ґрунтуються не на принципі створення мінімальної репресії на пласт, а на принципі створення депресії тиску в свердловині. Такі технології буріння передбачають використання герметизованих систем циркуляції бурового розчину, що сприяє збереженню природних колекторних властивостей продуктивних горизонтів при їхньому первинному розкритті. Хоча ці технології буріння є високовартісними, проте вони є найбільш ефективними для запобігання забруднення продуктивних горизонтів і в подальшому дадуть прибуток. При неможливості застосування таких технологій в умовах сучасних українських реалій досить ефективною є технологія буріння в умовах рівноваги між вибійним і пластовим тисками. Проте така технологія потребує особливо великої уваги до флюїдопроявів із свердловини та надійного противкидного устєвого обладнання для забезпечення безпечних умов буріння та недопущення аварійної ситуації — відкритого фонтанування [9];

Окрім цього, необхідно зазначити, що у складі теригенних порід-колекторів часто присутні глинисті мінерали класу силікатів (монтморилоніт, гідрослюди, глауконіт, каолініт та ін.). Вони здебільшого залягають у вигляді окремих частинок, розсіяних серед зерен основної породи, відіграючи роль сполучного матеріалу (цементу). Іноді вони залягають у вигляді тонких прошарків. Глинисті мінерали (особливо монтморилоніт) внаслідок гідратації (поглинання води) мають властивість набрякати, тобто збільшуватись в об'ємі при змочуванні їх водою Отже, під впливом водного фільтрату бурового розчину глинисті мінерали порід-колекторів набрякають, що спричиняє зменшення розмірів порожнинних каналів, повного закриття деяких із них і погіршення проникності пластів. Особливо сприяють набряканню

глинистих мінералів прісні технічні води, на яких готують бурові розчини. Мінералізовані води зменшують набрякання глинистих мінералів, оскільки процес набрякання залежить від різниці концентрацій солей в пластовій воді і у воді фільтрату бурового розчину: чим менша ця різниця, тим слабше набрякання. Простежування взаємозв'язку між параметрами набрякання і ємнісно-фільтраційними властивостями зразків керна показало, що зміна мінералізації води з насиченням хлористим натрієм 200 г/л до технічної призводить до зменшення проникності у 6 разів, а ефективної пористості на 60 % [8].

Установлено, що набрякання сарматських глин Зовнішньої зони Передкарпатського прогину закономірно зменшується із глибиною їх залягання, і в інтервалі 3800–4500 м коефіцієнт набрякання у технічній воді істотно зменшується [8]. Це пов'язано з тим, що з глибин 2650–2850 м як у баденських, так і в нижньосарматських відкладах кількість монтморилоніту різко зменшується [10], основне місце у складі глинистої частини займають змішаносаруваті утворення з однаковим відсотком пакетів гідрослюди та монтморилоніту. З подальшим заглибленням їх вміст зменшується, і переважає вміст гідрослюди (до 80 %), що обов'язково необхідно враховувати при підборі та використанні промивальної рідини під час розкриття вказаних піщано-глинистих порід-колекторів.

Результати досліджень також доводять, що використання технічної води або слабомінералізованих розчинів для розкриття пластів чи глушіння свердловини істотно зменшує ємнісно-фільтраційні властивості теригенних колекторів. В окремих випадках набрякання глини може призвести до втрати породою ознак колектору, що нерідко спостерігається під час випробування свердловин.

Як показали дослідження кернів у лабораторіях УкрДГРІ, після дії води або прісного фільтрату бурового розчину на пласт відновлення проникності низькопористих порід-колекторів становить 42–58%. У той же час після дії фільтрату високомінералізованого розчину на пласт початкова проникність відновлюється на 81–91 %.

Таким чином, щоб провести якісне первинне розкриття продуктивних пластів з погляду недопущення набрякання глинистих мінералів порід-колекторів, необхідно застосовувати бурові розчини з мінімально низькою водовіддачею. Високоєфективними при цьому є бурові розчини на нафтовій основі з органоколоїдними компонентами та з ПАР (поверхнево-активними речовинами), які гальмують гідратацію порід і блокують проникнення фільтрату бурового розчину в пласт.

Звести до мінімуму проникнення в пласт бурового розчину та зміну колекторних властивостей породи допоможе скорочення тривалості дії бурового розчину на породо-колектор шляхом підвищення швидкості буріння, особливо у продуктивних інтервалах. З цією метою необхідно використовувати оптимальний буровий інструмент і обладнання, що забезпечать

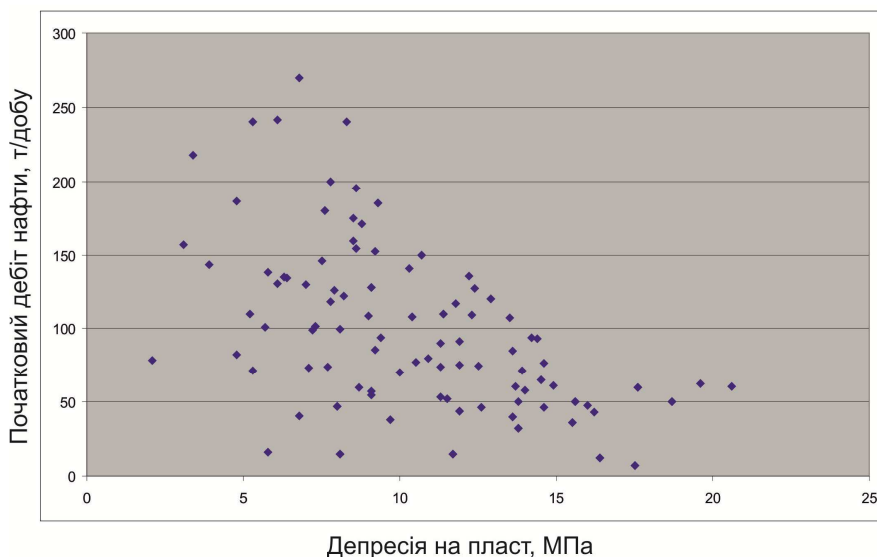


Рисунок 1 – Графік залежності початкового дебіту нафти від депресії на пласт для родовищ Внутрішньої зони Передкарпатського прогину

максимальну механічну швидкість розбурювання та проведення спуско-підйомних операцій.

З огляду на це, важливо також оптимізувати інтервали відбору керна в пошукових свердловинах. Хоча kern дає можливість отримати пряму інформацію про породу-колектор, але при його відборі набагато збільшується тривалість буріння. Швидкість проходки при відборі керна істотно нижча, ніж при суцільному бурінні, оскільки технологія буріння передбачає застосування не оптимальних і форсованих режимів буріння, а полегшених. Зростає також ризик прихоплень бурового інструменту та керновідбірника.

Фактичні інтервали відбору керна потрібно визначати за появою суттєвих ознак вуглеводнів у процесі буріння. Важливим джерелом інформації для визначення інтервалів відбору керна є газовий каротаж і аналіз шламів, що проводять під час буріння. Для отримання необхідної геологічної інформації потрібно ширше використовувати свердлярчі ґрунтоноси.

Отже, значний час перебування породиколектору під дією бурових розчинів збільшує ризик отримання недостовірних даних щодо нафтогазоносності розрізу досліджуваної площі та може бути однією із причин одержання негативних результатів при проведенні нафтогазопошукових робіт.

Виклик припливу нафти або газу при випробуванні продуктивних пластів можливий лише за умови створення депресії тиску в свердловині, тобто коли пластовий тиск буде більший за вибійний тиск та додатковий тиск, який необхідний для подолання опорів, на які натрапляє рідина або газ, рухаючись до вибою свердловини. Ці опори створюються природними та штучними причинами, що виникають у процесі буріння (забруднення привибійної зони). Проте при створенні в свердловині занадто великих депресій тиску можливий і негативний ефект – змикання тріщин і порожнинного простору,

внаслідок чого будуть погіршені ємнісно-фільтраційні властивості порід-колекторів присвердловинної зони пласта. Допустиме значення депресії тиску в свердловині при виклику припливу вибирають з урахуванням стійкості колектору та за умови, що змикання тріщин для тріщинуватих колекторів можна уникнути. Причиною зниження проникності є змикання тріщин у дуже щільному колекторі або звуження каналів у результаті ущільнення слабозцементованого колектору, особливо за підвищеного вмісту у ньому глинистого матеріалу.

Проведені дослідження та відповідні розрахунки за умов створення оптимальної депресії на складнобудовані тріщинно-порові породи-колектори нафтових і газових родовищ України показали, що при наявності тріщин у піщано-алевритових колекторах створення депресії на пласт, яка перевищує вибійний тиск на 5–7,5 МПа призводить до змикання мікро- та макротріщин, і, як наслідок, – до подальшої низької продуктивності свердловин. Величина скін-фактора при цьому набуває додатного значення. При такій депресії тріщини породиколектору змикаються й надалі працюють тільки пори. При депресіях до 5,0–7,5 МПа існує надійний гідродинамічний зв'язок між тріщинами та порами, що забезпечує стійкі дебіти й раціональне вироблення запасів покладу (рис. 1). Показники скін-фактора мають від'ємне значення, що характерно для тріщинного колектору. Саме в умовах такої фільтрації відбувається очищення привибійних зон пласта [4, 9].

При великих швидкостях спускання бурового інструменту і при великих висотах підйому цементу за колоною є випадки гідравлічного розриву пласта-колектору і поглинання розчинів. Так, на площах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину і Волино-Поділля встановлено [11], що гідравлічний розрив пласта відбувається при градієнтах тиску (0,174–0,232 атм/м), які за величиною нижчі градієнта геостатично-

го тиску. Пласт закупорюється через глибоке проникнення в пори фільтратів, а по тріщинах і самих бурових та цементних розчинів.

Для недопущення такого явища необхідно обгрунтовано визначити густину цементного розчину та висоту його підйому.

Отже, для якісного первинного розкриття продуктивних пластів створювати значні депресії тиску в свердловині для одержання промислових припливів нафти чи газу недоцільно. Величину оптимальної депресії тиску в кожній свердловині необхідно встановлювати, виходячи із конкретної характеристики продуктивного пласта та набутого досвіду при випробуванні аналогічних пластів.

Неправильний вибір методу вторинного розкриття продуктивних пластів та способу виклику припливу. Практика проведення нафтогазопошукових робіт у різних регіонах України доводить, що досить часто під час буріння свердловини одержують позитивні ознаки нафтогазонасиченості (нафтогазопрояви, насиченість керна, геофізичні дослідження тощо), а результати випробування перспективних горизонтів не підтверджують висновків щодо їхньої промислової продуктивності. Причинами цього можуть бути як неякісне первинне розкриття перспективних горизонтів (що розглянуто вище), так і прорахунки у виборі методу вторинного розкриття продуктивних пластів і виклику припливу флюїдів.

На вибір методу вторинного розкриття та випробування продуктивних пластів істотний вплив має прийнята конструкція вибою свердловини при закінченні буріння та розкритті продуктивних горизонтів.

Конструкцію привибійної зони свердловини вибирають залежно від геологічної характеристики продуктивного пласта, наявності в покрівлі та підшві водоносних горизонтів та деяких інших чинників.

Розрізняють дві принципово відмінні між собою конструкції свердловини в зоні залягання продуктивного горизонту: із закритим вибоєм і з відкритим вибоєм. Найпоширенішим на вітчизняних родовищах нафти і газу є перший варіант, при якому зону залягання продуктивного горизонту обсаджують колоною обсадних труб. Така конструкція вибою придатна як для стійких, так і нестійких порід-колекторів, дає можливість випробувати будь-який пласт у розрізі свердловини і проста в реалізації. Проте така конструкція вибою не завжди є ефективною, оскільки при ній не створюються найсприятливіші умови для руху нафти чи газу із пласта в свердловину. Пояснюється це тим, що для гідродинамічного сполучення стовбура свердловини з продуктивним пластом через експлуатаційну колонну, цементний камінь і зону кольматажу за допомогою спеціальних пристроїв пробивають отвори. Зазвичай застосовують такі способи перфорації (створення отворів): кумулятивну, кульову, торпедну та гідропіскоструменеву. Кожен із цих видів перфорації характеризується як перевагами, так і недоліками, які необхідно враховувати. Теоре-

тично було доведено, що ефективною можна вважати щільність перфорації по 15-20 отворів на 1 м продуктивної частини пласта. Проте, часто щільність кумулятивної перфорації в кількості 20 отворів на 1 п.м. в умовах тонкого перешарування піщано-глинистих пропластків-колекторів, як наприклад, у відкладах сармату (Зовнішня зона Передкарпатського прогину) і для карбонатних порід з нерівномірною тріщинуватістю відкладів девону (Волино-Поділля) з низки причин не може забезпечити достатнє сполучення свердловин з породою-колектором і цим самим оптимальний приплив флюїда із всього розрізу, що випробовується. Тому для таких геологічних розрізів щільність доводять не менше ніж 30-40 отворів на 1 п.м. об'єкта.

Важливо також переглянути методику виділення об'єктів для перфорації, оскільки існуючі, як показує практика, інколи бувають мало ефективними. Все більше уваги з метою виділення об'єктів для розкриття приділяється геофізичним дослідженням свердловин (ГДС), а петрофізичні і літологічні відходять на другий план. При цьому для інтерпретації результатів ГДС використовують дані з вивчення порід із інших свердловин, а іноді й сусідніх родовищ та площ. Все це знижує ефективність такої інтерпретації, що призводить до пропускання нафтогазоперспективних об'єктів у розрізі свердловин. Привернути увагу до цього аспекту спробували автори [12], які провели комплексні літолого-петрофізичні дослідження теригенно-карбонатного розрізу ранньопермських відкладів Глинсько-Солохівського району на прикладі однієї пробуреної свердловини. За результатами проведених досліджень створено літолого-петрофізичну модель досліджуваних відкладів, яка дала змогу авторам [13] виділити пропущений газоперспективний об'єкт у інтервалі дослідження розрізу свердловини.

Інколи замість проведення перфорації експлуатаційну колонну в інтервалі продуктивного пласта обладнують спеціальним хвостовиком-фільтром з уже просвердленими отворами.

Гідропіскоструменева перфорація свердловин поліпшує зв'язок свердловини з продуктивним пластом, справляє більш шадний вплив на цементне кільце та експлуатаційну колонну і має ряд інших переваг перед іншими способами перфорації: отвори в колоні та цементі не мають тріщин, є можливість регулювати діаметр і глибину отворів, можна створювати горизонтальні й вертикальні надрізи тощо. Проте гідропіскоструменева перфорація високовартісна, оскільки для її проведення необхідне громіздеке наземне устаткування.

Основним та істотним недоліком конструкції свердловин із закритим вибоєм в зоні залягання продуктивного горизонту є те, що в таких умовах для припливу флюїду задіяна не вся ефективна поверхня породи-колектора, а лише та її частина, що дорівнює сумарній площі всіх створених у колоні отворів. Окрім того, можлива ситуація, коли розкриваються не всі провідні канали пласта. Зрозуміло, що при цьому внаслідок зменшення площі дренажу та

створення додаткових фільтраційних опорів руху пластових флюїдів дебіти свердловин будуть істотно заниженими.

Ефективнішими, з огляду на створення сприятливих умов для припливу нафти чи газу із пласта в свердловину, вважають конструкції свердловини з так званім відкритим вибоєм, де продуктивна частина розрізу не обсажена колоною. При такій конструкції вибою свердловини при закінченні буріння умови дренування флюїдів із пласта в свердловину найсприятливіші, оскільки стовбур свердловини має найбільшу поверхню сполучення з продуктивним пластом. Виходячи з цього, фаховий висновок про насиченість пласта, а отже пряма інформація про наявність в надрах покладів нафти чи газу, буде об'єктивною. Проте, таку технологію вторинного розкриття та випробування продуктивних пластів можна успішно реалізувати лише тоді, коли порода-колектор складена щільною, стійкою до руйнування породою і є однорідною – не має окремих глинистих прошарків і насичена лише одним флюїдом (нафтою чи газом).

Викликання припливу нафти чи газу із пласта є надзвичайно відповідальною технологічною операцією, оскільки саме за результатами її проведення при пошукових роботах встановлюють фактичну присутність у надрах промислових скупчень цих корисних копалин.

До викликання припливу флюїду з пласта підходять після вторинного розкриття пласта-колектора перфорацією або встановлення фільтра-хвостовика в інтервалі продуктивної частини пласта.

В основі всіх способів виклику припливу флюїдів із продуктивного пласта лежить зменшення протитиску на пласт і створення депресії, достатньої для подолання опорів фільтрації пластової продукції.

Величину депресії для одержання припливу вибирають залежно від типу колектора (гранулярний чи тріщинний), виду пластової продукції (нафта, газ), стійкості колектора і колекторських властивостей пласта. У газових свердловинах з однаковим типом колектора величина депресії суттєво менша, ніж в нафтових. Для пластів, складених нестійкими породами, зниження тиску слід здійснювати поступово, щоб не допустити руйнування скелета колектору.

Висновки

Для успішного проведення нафтогазопошукових робіт і уникнення основних помилок, що призводять до отримання негативних результатів, необхідно:

– використовувати раціональний для конкретного регіону комплекс геолого-геофізичних і геохімічних досліджень з метою встановлення надійних критеріїв для позитивної оцінки перспектив нафтогазоносності надр;

– підвищити якість підготовки нафтогазоперспективних об'єктів до пошукового буріння шляхом запровадження сучасних геофізичних

технологій і газогеохімічних площових досліджень;

– обґрунтовано вибирати об'єкти для безпосереднього випробування свердловин і методи його проведення;

– використовувати прогресивний досвід розкриття продуктивних горизонтів як у процесі буріння, так і в експлуатаційній колоні;

– розробити комплекс заходів щодо зниження перевищення тиску бурового розчину над пластовим та використанням оптимальних підібраних бурових розчинів, а також підвищення швидкості проходки продуктивних інтервалів з метою збільшення можливостей для отримання припливів з низькопористих порід-колекторів, які залягають на великих глибинах;

– під час випробувань створювати оптимальні депресії на продуктивний пласт з метою уникнення змикання мікро- та макротріщин для отримання довготривалих промислових припливів нафти і газу.

У найближчій перспективі подальші дослідження необхідно буде спрямувати на обґрунтування нижніх границь фільтраційно-смісних властивостей порід-колекторів з метою надійної диференціації порід розрізу свердловин на колектори та неколектори. Оскільки досить часто саме відсутність об'єктів для випробування є причиною негативних результатів пошукових та розвідувальних робіт.

Література

1 Габриэлянц Г.А. Методика поисков и разведки залежей нефти и газа / Г.А. Габриэлянц, В.И. Пороскин, Ю.В. Сорокина. – М.: Недра, 1985. – 304 с.

2 Золотов А.Н. Основные результаты и направление дальнейших работ на нефть и газ / А.Н. Золотов // Советская геология. – 1987. – №11. – С. 50-57.

3 Томилин В.Е. Причины отрицательных результатов опознания структур в Башкортостане, способы учета факторов, снижающих эффективность ГРП и их апробация в Ульяновской области / В.Е. Томилин // Георесурс. – 2002. – № 8. – С. 37-39.

4 Щодо основних негативних результатів геологорозвідувальних робіт у Західному нафтогазоносному регіоні України / М.В. Харченко, Ю.З. Крупський, Т.Є. Довжок, С.Г. Вакарчук, М.В. Ольшанецький, Л.С. Пономаренко // Нафтова і газова промисловість. – 2012. – № 3. – С.8-10.

5 Гринь В.С., Герасимов М.Є. Рибаківа Ф.А. Критичний аналіз результатів проведених пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ на півдні України та шляхи підвищення їх ефективності: Тезиси докл. IX Междунар. конф. «Крым – 2011». – Симферополь, 2011. – С. 60-63.

6 Лебідь В.П. Заходи покращення підготовки об'єктів до буріння. – Азово-Чорноморський полігон изучения геодинамики и флюидодинамики формирования месторождений нефти и газа: Тезиси докл. IX Междунар. конф.

«Крым – 2011». – Симферополь, 2011. – С. 68-70.

7 Маєвський Б. Прогнозування, пошуки та розвідка нафтових і газових родовищ / Б. Маєвський, О. Лозинський, В. Гладун, П. Чепіль. – К.: Наукова думка, 2004. – 446 с.

8 Федішин В.О. Наукові засади оцінювання низькопористих колекторів вуглеводневого газу: Автореферат дис. на здобуття наук ступеня доктора геол. наук. — Львів, 2003. – 41 с.

9 Бенько В.М. Особливості і перспективи нафтогазоносності глибокостанурених горизонтів Дніпровсько-Донецької западини / В.М. Бенько, Б.І. Маєвський, А.А. Лагутін, В.Р. Хомин – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2013. – 208 с.

10 Геолого-геохимические условия формирования и пространственного размещения залежей газа и нефти Внешней зоны Предкарпатского прогиба / Маевский Б.И. / Автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук: спец. 04.00.17 «Геология нефти и газа», 1973. – 22 с.

11 Малахов В.Ф. Некоторые вопросы повышения эффективности вскрытия и опробования продуктивных пластов Внешней зоны Предкарпатского прогиба и Вольно-Подольской окраины Русской платформы: Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук, Львів. – 1970. – 20 с.

12 Літолого-генетичні особливості та петрофізична неоднорідність ранньопермських теригенно-карбонатних відкладів Глинсько-Солохівського газозносного району ДДЗ / Ю.І. Федоришин, В.М. Владика, М.Ю. Нестеренко, Р.С. Багацький. Т.В. Здерка // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2013. – № 4(49). – С. 53-59.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
07.10.15*

*Рекомендована до друку
професором Федоришином Д.Д.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором Лазаруком Я.Г.
(Інститут геології і геохімії горючих копалин
НАН України, м. Львів)*