

АНАЛІЗ ТЕХНОЛОГІЙ ВТОРИННОГО РОЗКРИТТЯ ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ ТА ТЕХНІЧНИХ ЗАСОБІВ ДЛЯ ЇХНЬОЇ РЕАЛІЗАЦІЇ НА РОДОВИЩАХ УКРАЇНИ

ДРАЧУК О. Кандидат технічних наук, старший науковий співробітник ДП «НДІ нафтогазової промисловості» НАК «Нафтогаз України»

Проанализирован отечественный опыт промышленного применения технологий вторичного вскрытия продуктивных пластов, а также представлен обзор технических средств для их реализации, охарактеризованы основные проблемные вопросы.

The domestic experience of industrial application of casing perforation productive formations technologies is analysed, an overview of equipment for their realization is provided, and also the basic issues are characterized.

Ключові слова: технології вторинного розкриття пластів, кумулятивний перфоратор, кумулятивний заряд, продуктивний горизонт, нафтогазові родовища.

Ключевые слова: технологии вторичного вскрытия пластов, кумулятивный перфоратор, кумулятивный заряд, продуктивный горизонт, нефтегазовые месторождения.

Keywords: casing perforation technologies, cumulative perforator, shaped charge, formation, oil and gas fields.

Вступ

Ефективність геологорозвідувальних робіт на нафту і газ, а також результати освоєння та експлуатації свердловин, залежать не лише від досягнень геологічної науки, а й від рівня розвитку технічних засобів та технологій розкриття пластів.

Первинне розкриття супроводжується процесами, які суттєво впливають на фільтраційні характеристики привибійної зони пласта (ПЗП). Основним завданням під час первинного розкриття продуктивного пласта є мінімізація зони забруднення ПЗП та збереження його фільтраційно-ємнісних властивостей (ФЄВ).

Недостатнє врахування геолого-фізичних властивостей пласта-колектора та фізико-хімічних характеристик флюїдів, що його насичують, їхніх можливих змін під час первинного розкриття (буріння) призводить, як показує аналіз виробничих результатів, не лише до некоректних висновків про справжню нафтогазоносність об'єкта, а й до того, що деякі продуктивні пласти можуть бути визначені як непридатні для подальшої промислової розробки.

Однак, попри всебічне дослідження процесів, які відбуваються у ПЗП під час первинного розкриття, застосування заходів, спрямованих на збереження і відновлення ФЄВ ПЗП, не завжди вдається одержати дебіти свердловин, що відповідають їхнім потенційним значенням. Труднощі в освоєнні свердловин та

збільшенні їхніх дебітів пов'язані з погіршенням ФЄВ ПЗП, особливо в карбонатних колекторах.

Ефективне проведення вторинного розкриття пластів, інколи з наступною інтенсифікацією припливу (найчастіше – з застосуванням поверхнево-активних речовин, кислотною обробкою), навіть за умови неякісного проведення первинного розкриття та передуючих йому операцій, є вагомим, а іноді вирішальним чинником для виконання основних завдань вторинного розкриття продуктивних пластів зі створення надійного гідродинамічного зв'язку між пластом та свердловиною, обґрунтування потенційної й питомої продуктивності пластів у свердловинах з різними ФЄВ, уточнення ФЄВ колекторів і критеріїв «колектор – неколектор», визначення насиченості колекторів, складу й характеристик пластового флюїду, уточнення критеріїв поділу колекторів за характером насиченості, визначення положення міжфлюїдальних контактів.

Оптимальне вирішення цих завдань, спрямованих на забезпечення росту власного видобутку вуглеводнів, що визначено Енергетичною стратегією України на період до 2030 р., потребує застосування ефективних технологій вторинного розкриття продуктивних пластів, а отже, й технічних засобів, які дозволяють реалізувати ці технології.

Таким чином, аналіз технологій вторинного розкриття продуктивних пластів, а також технічних засо-

бів їхньої реалізації, які застосовувалися або застосовуються на вітчизняних нафтогазових родовищах, з метою виявлення проблемних питань, що зменшують ефективність вторинного розкриття, – актуальна проблема, аналіз якої є основною метою цієї роботи.

Основні технологічні заходи вторинного розкриття

Беручи до уваги оптимальне співвідношення ефективності розкриття та технологічності проведення, з поміж численних технологій вторинного розкриття продуктивних пластів перфорацією, які застосовувалися або продовжують застосовуватися на нафтогазових родовищах, зокрема, кумулятивною, гідропіскоструминною, гідромеханічною, хімічною перфорацією, перфорацією свердлінням, найпоширенішою в Україні є кумулятивна перфорація. Якщо у світі з метою вторинного розкриття її використовують у 90–95% випадків, то в Україні цей показник наразі наближається до 100%.

Раніше на українських родовищах використовувалася також порівняно дорожча та складніша у реалізації технологія розкриття гідропіскоструминною перфорацією, здатна забезпечити значно кращі результати, ніж кумулятивна перфорація, наприклад, під час розкриття пластів з близько розташованими приконтатними ділянками або у свердловинах з багатоколонною конструкцією в інтервалі перфорації.

Однак на сьогодні її промислове використання в Україні є незначним [3], що зумовлено порівняно високою вартістю, складністю та низькою надійністю технічних засобів. З цих же причин поки що не досягає обсягів промислового використання і перфорація свердлінням.

З поміж основних технологій вторинного розкриття кумулятивною перфорацією, а саме: при репресії на пласт, при депресії на пласт, а також при рівновазі (рівність свердловинного та пластового тисків) на вітчизняних родовищах найчастіше застосовується технологія перфорації при репресії на пласт (тиск у пласті-колекторі менший за свердловинний) за рахунок гідростатичного тиску свердловинної рідини (свердловина «заглушена»).

Перфорацію свердловини при репресії здійснюють в умовах негерметизованого устя свердловини, заповнюючи свердловину обважненим розчином, який запобігає відкритому викиду нафти або газу, однак зменшує природні ФЄВ ПЗП та, відповідно, продуктивність свердловини. Таку технологію розкриття доцільно застосовувати для колекторів з високою проникністю та невисоким забрудненням ПЗП під час вторинного розкриття.

Однак у виробничих умовах цих вимог дотримуються не завжди. Такий метод перфорації найпоширеніший в Україні, оскільки він технологічно простіший і, за дотримання необхідних технологічних параметрів, забезпечує достатню ефективність вторинного роз-

криття пластів. Характерно, що для його реалізації використовуються перфоратори різних типів. Це зумовлює низьку вартість робіт та забезпечує можливість оперативної реалізації вторинного розкриття.

Проте замовники робіт, закономірно намагаючись зменшити вартість технологічних заходів із вторинного розкриття, не завжди враховують те, що, порівняно з іншими технологіями, під час використання вторинного розкриття при репресії на пласт підвищується ймовірність проведення додаткових заходів з інтенсифікації припливу або реперфорації, додаткових спуско-підйомних операцій (СПО), що в підсумку може збільшити кінцеві витрати на освоєння свердловини.

Прогресивнішою за потенційними результатами застосування є технологія вторинного розкриття при депресії на пласт, яка порівняно складніша і потребує герметизації устя свердловини та може проводитися як через насосно-компресорні труби (НКТ) малогабаритними перфораторами, так і на НКТ – великогабаритними кумулятивними перфораторами.

Загалом частка використання технології перфорації при депресії на пласт, згідно з даними [1], становить 2–4% від усіх технологій вторинного розкриття, що також підтверджується проведеним нами аналізом робіт на вітчизняних родовищах.

Навіть розробка доволі дешевих (у декілька разів, порівняно з закордонними аналогами) та достатньо ефективних вітчизняних малогабаритних кумулятивних перфораторів типу ПКМ та зарядів до них типу ЗКМ-38 та ЗКМ-У-54 різних модифікацій, призначених для проведення перфорації в умовах депресії на пласт через НКТ, не стала вагомим аргументом для замовників ширше застосовувати цю ефективнішу технологію.

Вторинне розкриття при рівновазі потребує забезпечення малих відхилень тиску свердловинної рідини від значень пластового тиску. Однак у виробничих умовах це забезпечити складно. Тому під час спроб забезпечити рівновагу пластового та свердловинного тисків у кращому випадку забезпечується незначна репресія на пласт, або – рідше – незначна депресія.

Промислове застосування технологічних заходів

та технічних засобів вторинного розкриття

Розглянемо деякі результати та особливості проведення вторинного розкриття продуктивних пластів на українських родовищах.

Так, під час використання на вітчизняних родовищах перфораторів типу ПР (ПР-43, ПР-54) при депресії у газовому середовищі забезпечувалося збільшення дебітів у 2–3 рази за зменшення часу освоєння в середньому на кілька діб, порівняно з застосуванням технології розкриття при репресії на пласт із використанням потужних перфораторів типів ПК та ПКО [2].

Проте така технологія для перфорації газоносних пластів з селективним роздільним розкриттям його нижньої та верхньої ділянок на вітчизняних родовищах

наразі застосовується неприпустимо мало. Це могло би покращити результати вторинного розкриття газонасичених пластів, оскільки вони, порівняно з нафтонасиченими, зазнають більшого забруднення технологічними рідинами та, відповідно, потребують застосування ефективніших технологій вторинного розкриття.

Очевидно, що крім додаткових вимог, якими характеризується технологія проведення вторинного розкриття при депресії на пласт, зокрема, необхідність герметизації устя та спущених до свердловини насосно-компресорних труб, використання такої технології стримується й необхідністю певного ускладнення конструювання та ініціювання технічних засобів кумулятивної перфорації.

Особливістю перфорації на НКТ є можливість вторинного розкриття продуктивних пластів за умов аномально високих пластових тисків (АВПТ) або аномально низьких пластових тисків (АНПТ), тобто при репресії або депресії (рівновазі) на пласт, та отримання при цьому цілком прийнятних результатів. Застосування цих технічних засобів, за здійснення технологічних заходів вторинного розкриття при депресії на пласт, дозволяло забезпечити потрібний результат навіть за умов неякісно проведеного первинного розкриття та безрезультатного вторинного розкриття з репресією на пласт. Завдяки цьому дебіти малопродуктивних свердловин зростали у декілька разів [8].

Так, у розвідувальній свердловині № 10 Ново-Миколаївської площі (ДДЗ) під час вторинного розкриття з використанням перфоратора ПК-105 (щільність перфорації 10 отв/м) в інтервалі 2655–2584 м не було отримано припливу флюїду, як, до речі, і після повторного перфорування з використанням перфоратора ПКС-105. І лише після застосування перфоратора ПНКТ-89 з меншою щільністю перфорації (7 отв/м) було отримано приплив флюїду з дебітом 54 м³/доб. [5].

Схожа ситуація спостерігалася також і у свердловині № 13р під час вторинного розкриття продуктивного пісковика в інтервалі перфорації 2751–2746 м, де спочатку було застосовано перфоратор ПКС-105 (10 отв/м), причому перфорація проводилася при репресії на пласт у середовищі звичайного бурового розчину. Припливу отримано не було, причиною чого стала значна закольматованість глинистими частками бурового розчину ПЗП під час буріння та «глушіння» свердловини (репресія). Проведена повторна перфорація при депресії на пласт з використанням перфоратора меншого діаметра ПНКТ-89 (6 отв/м), який було спущено до інтервалу перфорації на НКТ, дозволила отримати фонтанний дебіт газу 95 тис. м³/доб. Хороші результати перфорації на НКТ були забезпечені перфоратором ПНКТ-89 після малорезультативного застосування ПК-103 також у свердловині Ново-Григорівська №№ 61, 69 [6].

Характерним для українських родовищ є те, що переважна більшість незадовільних результатів вторинного розкриття отримана під час використання технології перфорації при репресії на пласт.

У залежності від глибини залягання не рекомендується, аби репресія на пласт під час його розкриття перевищувала пластовий тиск більше ніж на 5–10% (2,5–3,5 МПа). Проте на вітчизняних родовищах ці значення часто перевищуються, насамперед унаслідок невірного прогнозування пластового тиску в напрямі його збільшення.

Особливо неприпустимо високими значеннями репресії супроводжується розкриття продуктивних горизонтів у інтервалах з АНПТ в експлуатаційних свердловинах БУ «Укрбургаз» на глибинах, що перевищують 2500 м. У інтервалах з АНПТ використовуються бурові промивальні рідини густиною 1100–1160 кг/м³, що спричинює виникнення неприпустимо високих репресій, які іноді можуть перевищувати 20 МПа. Подібні недоліки супроводжують і розкриття пластів з АВПТ [13].

Це створює додаткові труднощі для результативності подальших технологічних процесів освоєння свердловини, зокрема, вторинного розкриття.

Варто зазначити, що вторинне розкриття, проведене за оптимальних технологічних умов, у тому числі і при депресії на пласт, поступається за отриманими результатами розкриттю з застосуванням фільтрів.

Під час випробування карбонатних відкладів у свердловині № 1 Петренківська (ДДЗ) в інтервалі 3130–3070 м (вибірково) (Б-12) спостерігалася слабе виділення газу, що свідчить про неякісно проведене первинне розкриття та погіршення стану ПЗП, а також невдало застосовану технологію вторинного розкриття (при репресії на пласт). Це зумовило необхідність проведення інтенсифікації припливу шляхом проведення соляно-кислотної обробки, що дозволило отримати приплив газу з дебітом 10,3 тис. м³/доб. на 4-мм штуцері.

Схожа ситуація спостерігалася і під час випробування перфораторами ПКС-80 гор. Б-10 у розвідувальній свердловині № 9 Яблунівського НГКР (ДДЗ). В інтервалі 3744–3758 м спочатку було отримано слабе виділення газу, і лише після проведення соляно-кислотної обробки дебіт газу зріс до 27,3 тис. м³/доб. на 12-мм штуцері.

Під час перфорації у розвідувальній свердловині № 2 Яблунівського НГКР нафтогазонасичених піщаних прошарків нижньої частини горизонту В-16 (коефіцієнт пористості $K_p = 18\text{--}24\%$, коефіцієнт нафтогазонасичення $K_{nr} = 59\text{--}85\%$, ефективна товщина $H_{ef} = 5,6$ м) в інтервалі 4136–4129 м приплив флюїду був відсутній. Очевидно, це було пов'язано зі значною кольматацією ПЗП. Приплив пластової води забезпечено лише після повторної перфорації з інтенсифікацією припливу.

Прикладом недостатньої інформативності та некоректної інтерпретації даних ГДС є результати вторинного розкриття на Євгеніївському ГКР (ДДЗ).

Так, під час розкриття у свердловині № 9 підгірзонту Б-9н у інтервалі перфорації 1678–1683 м з пласта, рекомендованого за даними ГДС для перфо-

рації, було отримано приплив води дебітом 7,7 м³/доб. Натомість розкритий перфорацією підгоризонт Б-9н у свердловині № 2 в інтервалі 1663–1669 м, який було визначено як водонасичений, виявився газоводонасиченим, що дозволило забезпечити промисловий приплив газу на 3-мм штуцері обсягом 11,1 тис. м³/доб., води – 11,3 м³/доб., конденсату – 0,6 м³/доб.

Під час випробування визначеного газонасиченим за даними ГДС у свердловинах №№ 2, 3, 4, 8, 10 з $K_{nr} = 56\text{--}58\%$ горизонту Б-13, представленого вапняково-пісковиком колектором (для вапняків $K_n = 2\text{--}7\%$ та K_{np} не перевищує 1 мД, для пісковиків $K_n = 8\text{--}17\%$) у свердловині № 3 в інтервалі 1869–1855 м припливу отримано не було.

Причиною цього може бути як невірна інтерпретація даних ГДС, так і необхідність проведення інтенсифікації припливу внаслідок надмірного забруднення ПЗП.

Випробування карбонатних колекторів у пермських відкладах Чутівського родовища супроводжувалося ускладненнями під час отримання припливу флюїдів. Такі результати можна пояснити значною кольматацією ПЗП, властивою для застосовуваних технологій розкриття низькопористих карбонатних колекторів, що зумовлює необхідність додаткового проведення технологічних заходів з інтенсифікації припливу.

Через тріщини дрібнодисперсна фаза промивальної рідини і вибуреної породи, глинисті частки, кристали обважнювача, полімери потрапляють далеко вглиб ПЗП карбонатного колектора. Глибина проникнення фільтрату під час первинного розкриття внаслідок технологічної неузгодженості фізико-хімічного складу і реологічних параметрів промивальної рідини, гідравлічної програми буріння може сягати кількох метрів, що значно перевищує глибину перфораційних отворів, отримуваних найефективнішими сучасними перфораторами під час вторинного розкриття (за результатами стендових випробувань із глибиною пробиття мішені, яка імітує гірську породу, – до 1500 мм, але в реальних свердловинних умовах глибина пробиття з огляду на об'єктивні фактори є значно меншою).

У пошуковій свердловині № 50 Мар'янівської площі в горизонті А-3 було виділено пласт в інтервалі 2991–2993 м, представлений газонасиченим доломітом ($K_n = 12\%$), а в горизонті А-2 – карбонатний колектор $K_n = 7,3\%$.

На жаль, припливу зі згаданих інтервалів отримано не було, що, швидше за все, можна пояснити значною кольматацією ПЗП та невідповідністю застосованої технології вторинного розкриття наявним геолого-технічним умовам у свердловині. Забезпечення припливу потребує застосування дієвих технологій інтенсифікації.

Наведені приклади підтверджують необхідність використовувати під час розкриття продуктивних карбонатних горизонтів технології, прогресивніші за ті, які застосовуються нині вітчизняними нафтогазодобувними підприємствами.

Експлуатація об'єктів на нафтових і газових родовищах України, геологічні структури яких представлені слабкоцементованими колекторами, характерними, наприклад, для продуктивних горизонтів Прикерженського шельфу, часто супроводжується руйнуванням ПЗП та виносом пластового піску, що створює додаткові труднощі освоєння та подальшої експлуатації свердловин. Тому розкриття таких продуктивних горизонтів повинно проводитися з урахуванням необхідності обмеження піскопроявлення.

Освоєння продуктивних горизонтів на родовищі Субботіна (шельф) проводилося переважно великогабаритними перфораторами типу ПКО-89, що оснащалися як вітчизняними кумулятивними зарядами (КЗ) ЗП2-67-150, так і їхніми імпортними аналогами (ТСР). Застосовувалися також великогабаритні перфоратори вітчизняної розробки (НВТ ОВ «Зонд») ПШ-2, оснащені КЗ ЗП2М-80. Варто зазначити, що під час використання перфораторів ПШ-2 спостерігалися ускладнення, пов'язані з утворенням великофрагментованих осколків його КЗ.

Після спрацювання перфоратора буровий розчин замінювався на технічну воду, за відсутності припливу подальша його інтенсифікація забезпечувалася пониженням рівня технічної води компресором, іноді – багатоступенево.

Такий спосіб характерний для початкового етапу забезпечення припливу у вітчизняних свердловинах. Замість технічної води іноді застосовують пластову воду, яка має меншу здатність до створення водонафтових емульсій, та, відповідно, забезпечує кращі результати з припливу пластового флюїду.

Промислова газонасиченість Семенцівського ГКР (ДДЗ) встановлена у верхній частині серпухівського ярусу нижнього карбону на глибині від 4175 м до 4355 м, де серед інших було виділено продуктивний горизонт С-3. Взагалі, продуктивність колекторів горизонту С-3, згідно інтерпретації результатів ГДС, встановлено у розрізі свердловин №№ 2, 4, 9, 19, 53, 54, 56, 57, 59, 61.

Промислову газонасиченість горизонту С-3 в процесі випробування встановлено у свердловинах №№ 2, 9, 53, 59, 61, де було отримано значні припливи газу дебітами від 78 тис. м³/доб. до 580,1 тис. м³/доб. (свердловини №№ 53 та 2 відповідно), причому у свердловинах №№ 2, 9 горизонт С-3 було відокремлено цементними мостами від інших горизонтів і отримано дебіти, відповідно 281,3 тис. м³/доб. та 580,1 тис. м³/доб. У свердловинах №№ 4, 56 промислового припливу вуглеводнів не отримали. Це можна пояснити порівняно низькими колекторськими властивостями пластів ($K_n = 7\%$) та незначною здатністю до самоочищення за неякісно реалізованої технології розкриття.

Застосована технологія вторинного розкриття кумулятивною перфорацією в низькопористих пластах колекторах є малоефективною. Навіть застосування

перфорації при депресії на пласт не зможе забезпечити в такому випадку належного виробничого ефекту. Більш ефективним могло б стати застосування імпульсних методів впливу на ПЗП – ГРП або обробки пороховими генераторами тиску чи комплексними пристроями, що дозволяють проводити одночасно перфорацію та газодинамічну обробку пласта продуктами горіння порохових газів (перфоратори-генератори).

Однак у цьому випадку їх застосовувати недоцільно з огляду на низькі ефективні потужності продуктивних пластів (у свердловині № 4 за загальної потужності 11 м ефективна потужність становить лише 1,2 м).

Відсутність позитивного результату перфорації двох пластів ($K_n = 9\%$, $K_n = 15\%$) загальною ефективною потужністю 4,5 м у свердловині № 56 також можна пояснити недосконалою технологією проведення вторинного розкриття в умовах забрудненої під час первинного розкриття ПЗП.

Взагалі, якщо перфорацією розкривається пласт з високими колекторськими властивостями, то приплив флюїду з нього можливо отримати і під час використання технології при репресії на пласт. Головна вимога – аби репресія на пласт була незначною.

Як приклад можна навести результати використання вітчизняного малогабаритного перфоратора, оснащеного КЗ ЗКМ-38, найкраща ефективність від застосування якого повинна забезпечуватися при депресії на пласт. Проте вторинне розкриття продуктивних пісковиків, які характеризувалися доволі високими K_n при репресії на пласт, дозволило отримати цілком прийнятні результати [9].

Прийнятні загалом результати вторинного розкриття пластів-колекторів (пісковиків) були забезпечені й перфоратором ПКМ-54 аналогічної конструкції та призначення. Забезпечення припливу проводилося зниженням гідростатичного тиску, інколи проводилася додаткова кислотна обробка.

Особливості технічних засобів вторинного розкриття

Варто зазначити, що розробнику вітчизняних перфораторів ПКМ-38 та ПКМ-54 (УкрДГРІ) вдалося створити достатньо технічні засоби, які за ефективністю не поступаються зарубіжним аналогам, або й кращі за деякі зразки [10, 11].

Так, успішно проводилося вторинне розкриття навіть через дві колони малогабаритними перфораторами з каркасом, що вилучається. Наприклад, перфоратором ПКМ-54 у свердловинах № 54 Богданівська та № 7 Межедівська (ДДЗ).

Негативний результат отримано під час розкриття двох послідовних інтервалів у свердловині Грушівська № 4, представлених низькопористим пісковиком з прошарками алевроліту ($K_n = 5-10\%$).

Припливу флюїду не отримали, що, очевидно, пов'язано з гранично низькими значеннями пористості

породи в перфорованих інтервалах та необхідністю застосування технологій вторинного розкриття з інтенсифікацією припливу, наприклад, із використанням порохових генераторів або перфораторів-генераторів.

На вітчизняному ринку прострілювально-вибухової апаратури, зокрема, свердловинних кумулятивних перфораторів та КЗ, якими ці перфоратори оснащуються, представлена доволі широка номенклатура різних типорозмірів та функціонального призначення провідних світових виробників – фірм Owen, DYNАenergetics, Schlumberger. Постійно зростають кількісні та якісні показники КЗ та перфораційних систем, що пропонуються провідними російськими виробниками, зокрема, НТФ Перфотех, ЗАТ «БашВзривТехнологии», ЗАТ «ВНИПИИВзривгеофизика».

Порівняльний аналіз пробивної здатності малогабаритних КЗ показує, що російська продукція дещо поступається пристроям інших світових виробників. Проте останнім часом це відставання стрімко зменшується не лише завдяки випуску ліцензійної продукції, а насамперед завдяки активізації досліджень з розробки і виготовлення власних ефективних технічних засобів кумулятивної перфорації.

Можна зробити висновок про те, що проведені протягом останніх років роботи, спрямовані на підвищення ефективності технічних засобів кумулятивної перфорації, дали змогу світовим розробникам кількісно та якісно збільшити їхній склад, підвищивши ефективність дії у 2–4 рази, порівняно з виробами подібного призначення, які використовувалися у колишньому СРСР, зокрема й в Україні та інших країнах у 80-х роках ХХ ст. [4, 12].

В Україні наразі найчастіше використовуються перфоратори, які спускаються до інтервалу на кабелі: великогабаритні корпусні типу ПКО (ПКО-89, ПКО-73) та їхні конструктивні аналоги, ПК-105, безкорпусні великогабаритні ПКС-80 (вітчизняний аналог ПКБ-80, оснащений КЗ ЗК1-80С або ЗК2-80С, наразі тимчасово не випускається через відсутність виробника), безкорпусні малогабаритні типу ПР, що повністю руйнуються, типу *Strip* ($1^{11/16}$, $2^{1/8}$), з каркасом, що вилучається, фірм Owen та DYNАenergetics, вітчизняні малогабаритні безкорпусні перфоратори ПКМ-38 і ПКМ-54, які оснащуються КЗ, відповідно, ЗКМ-38 і ЗКМ-У-54, та можуть транспортуватися до інтервалу перфорації через НКТ. Останні прийшли на зміну першому вітчизняному малогабаритному безкорпусному перфоратору ПБ2-42Н, який оснащується КЗ типу ЗГ2-42. Менше застосовуються корпусні перфоратори типів ПНКТ, ПК-2, які спускаються до інтервалу перфорації на колоні НКТ.

Застарілі та малоефективні за пробивною здатністю перфоратори ПР-43, ПР-54, що повністю руйнуються (відповідно до зарубіжної класифікації – типу *Link*), характеризуються доволі значним засміченням свердловини осколками, порівняно високим фугасним впливом на стінки свердловини та затрубне цементне кільце.

В Україні для розкриття газоносних пластів часто використовувалися перфоратори типу ПР. Нерідко вони застосовувалися під час дострілювання нових інтервалів без глушіння свердловин, під час розкриття пластів з АНПТ. Однак їхнє використання супроводжувалося певними складнощами.

Так, осколки складових такого перфоратора (КЗ, каркасу), щільність матеріалу яких іноді наближається до щільності обважених бурових розчинів, погано осідають на зумпф свердловини. Це призводило до того, що осколки перфоратора залишалися в інтервалі перфорації, або ж потоком газоконденсатної суміші заносилися до НКТ, устьового штуцера, створюючи при цьому «корки».

Це ускладнювало проведення вторинного розкриття та освоєння свердловини. Додатковим ускладненням інколи було погіршення проходження шаблонів та геофізичних приладів у перфорованому таким перфоратором інтервалі.

Такі перфоратори необхідно застосовувати обмежено, особливо при неякісному цементуванні. Натомість необхідно використовувати сучасніші технічні засоби та технології вторинного розкриття.

Однак незаперечною перевагою перфораторів типу ПР та їхніх аналогів є можливість застосування в газовому середовищі, що сприяє їх подальшому використанню на вітчизняних родовищах, попри наведені вище недоліки. Застосування ж корпусних перфораторів у газовому середовищі або при великих депресіях обмежене з огляду на можливе роздуття корпусу, а відтак – неминуче заклинювання у свердловині.

Загальною проблемою є відсутність на ринку великогабаритного кумулятивного перфоратора типу ПР (*Link*) з фазованим розташуванням КЗ та мінімальними фугасним впливом і забрудненням свердловини осколками. Такий перфоратор міг би замінити перфоратори типу ПКС, в яких кут фазування КЗ становить лише 180°.

Подальше використання деякими підприємствами в сучасних геолого-технічних умовах у свердловині найпершого вітчизняного малогабаритного КЗ типу ЗГ2-42-150/100, а також його вдосконаленого аналога ЗГ2-42-01-150/100 з більшою пробивною здатністю порівняно з прототипом, але значно меншою порівняно з вітчизняними КЗ типу ЗКМ та закордонними аналогами, на думку автора цієї роботи, є недоцільним. Хороші результати вторинного розкриття з використанням перфоратора ПБ2-42Н, оснащеного КЗ типу ЗГ2-42, можна отримати в дещо ідеалізованих умовах, які, на жаль, складно забезпечити, – при перфорації високопористих флюїдонасичених порід-колекторів при депресії на пласт, ФЄВ якого мало змінилися під час первинного розкриття та подальших технологічних операцій.

Отже, в сучасних геолого-технічних умовах вітчизняних свердловин цілком логічно ставити питання

про відмову від використання перфоратора ПБ2-42Н, оснащеного КЗ типу ЗГ2-42, або ж про суттєве вдосконалення конструкції цього КЗ з метою збільшення пробивної здатності. Найраціональнішим варіантом могло би стати вдосконалення кумулятивного облицювання КЗ, зокрема, зміна його конічної форми на більш прогресивніші, з огляду на забезпечення глибокого пробиття, наприклад, складної геометричної форми (з криволінійними поверхнями).

Відомий значний досвід використання на українських родовищах перфораторів, які спускалися до інтервалу перфорації на НКТ – ПНКТ-89 та ПНКТ-73. Добре зарекомендували себе також їхні закордонні аналоги фірм Owen та DYNAenergetics (TCP 3^{3/8} та TCP 2^{7/8}).

Як приклад, можна навести вторинне розкриття продуктивних пластів з аномальними тисками у свердловині № 102 Рудівська (АВПТ) та у свердловині № 55 Андріяшівська (АНПТ), де були отримані промислові дебїти газу [7].

Можна стверджувати, що кількість технологічних операцій з використанням в Україні перфораторів, які спускаються до інтервалу перфорації на НКТ, буде надалі збільшуватися з огляду на прогнозоване зростання масиву горизонтальних і похилоскерованих свердловин й необхідності переходу на сучасніші технології вторинного розкриття, зокрема, при депресії на пласт, та забезпечення якісного вторинного розкриття великих інтервалів за зменшення кількості СПО.

Як відомо, наявність між стінкою свердловини та КЗ (перфоратором) зазору, заповненого рідиною, призводить до зменшення ефективності кумулятивного пробиття. Це зумовлює необхідність застосування більш досконалих, з огляду на розміщення у свердловині, перфораційних систем.

Найефективнішим свердловинним малогабаритним кумулятивним перфоратором нині є модель *Pivot* з поворотними КЗ фірми *Shlumberger*. Особливістю його конструкції – наявність поворотних КЗ, які після виходу перфоратора з НКТ в обсадну колону повертаються в робоче положення перпендикулярно до стінки свердловини. За пробивною здатністю цей перфоратор наближається до великогабаритних кумулятивних перфораторів завдяки мініальному зазору між КЗ і стінкою обсадної колони свердловини [15]. Проте такого перфоратора в арсеналі вітчизняних виробників немає.

Якщо для корпусних перфораторів, які використовуються вітчизняними нафтогазодобувними підприємствами, виконується умова фазування КЗ (дискретно, як правило, через 60° або 90°), та, відповідно, забезпечення формування фазованих перфораційних отворів, що об'єктивно збільшує дебіт свердловини, то для малогабаритних перфораторів, у тому числі і вітчизняних типу ПКМ, ПБ2-42Н, така умова не дотримується. Вони мають нульовий кут фазування КЗ. Це, окрім зменшення дебіту, зумовлює сильне вибухове навантаження в одній площині на обсад-

ну колону та затрубне цементне кільце, що створює умови для виникнення заколонних перетікань та обводнення продукції.

Останнім часом в Україні активніше починають застосовуватися малогабаритні перфоратори зі спіральним каркасом, де КЗ є просторово орієнтованими. Це перфоратори фірми Owen – Shogun Spiral Strip, Shogun Snake ($1^{11/16}$, $2^{1/8}$), які, однак, дорожчі за перфоратори з прямолінійним каркасом (типу *Strip*), що наразі стримує їхнє широке застосування.

Розробка та впровадження вітчизняних аналогів цих перфораторів, що проводилася УкрДГРІ за участі автора роботи, на жаль, затягнулися, насамперед з причини недостатнього фінансування цих робіт.

Загальною тенденцією в Україні є проведення перфорації продуктивних інтервалів, більших за 2–3 м, корпусними перфораторами, що спускаються на кабелі, за декілька СПО. Такі малі значення товщини продуктивних інтервалів, що перфорується за один раз, зумовлені довжиною стандартного зарядного модуля кумулятивних перфораторів, які використовуються в Україні.

Так, довжина стандартного зарядного модуля (корпусу) перфоратора, що спускається на кабелі, типу ПКО російського виробництва та їхніх вітчизняних конструктивних аналогів ПК1Р-73 та ПК1Р-89, які використовуються на вітчизняних родовищах, не перевищує 2–3 м (збільшення довжини ускладнює транспортування), хоча як російські, так і західні виробники пропонують ефективні корпусні перфораційні системи, які спускаються до інтервалу перфорації на кабелі завдовжки до 10 м (наприклад, ПКО-89С4М виробництва НТФ «Перфотех»).

Збільшення кількості СПО призводить до посилення забруднення ПЗП через сформовані раніше перфораційні отвори, причому найбільше – під час вторинного розкриття при репресії на пласт, особливо при реперфорації або збільшенні щільності перфорації до значень, які неможливо забезпечити за одну СПО. Так, якщо репресія на пласт під час спускання перфоратора впливає незначно, то найбільший її вплив на ПЗП зумовлений гідродинамічним ударом від спрацювання перфоратора (КЗ).

Характерною ознакою є вища вартість закордонних технічних засобів кумулятивної перфорації. Так, вітчизняні КЗ, наприклад, малогабаритні КЗ типу ЗКМ, майже вдвічі дешевші за російські аналоги, та більше ніж у 4–5 разів – за аналоги провідних західних фірм. За ефективністю вітчизняні КЗ наближаються до російських, дещо поступаючись кращим аналогам світових виробників (згідно з даними рекламно-інформаційних джерел).

Однак власних КЗ та, відповідно, перфораційних систем надглибокого пробиття в Україні немає. За цією позицією вітчизняні виробничники цілком залежать від імпорту порівняно дорогих зразків.

Це нерідко стає причиною використання менш ефективних за пробивною здатністю, проте наявних на

момент проведення вторинного розкриття та доступніших за ціновими показниками перфораційних систем (КЗ). Відповідно, це спричинює отримання менших підсумкових дебітів, особливо у глибоких свердловинах, де навіть дотримання всіх регламентованих технологічних умов не завжди дозволяє досягнути прийняттого результату через меншу пробивну здатність перфораційних систем (КЗ) внаслідок термобаричної дії свердловинного середовища та, як правило, погіршення ФЄВ пластів-колекторів зі збільшенням глибини залягання і призводить до необхідності застосування технологій інтенсифікації припливу.

Досвід роботи нафтогазодобувних підприємств з вторинного розкриття продуктивних пластів та інших свердловинних ПВР із застосуванням малогабаритних перфораторів провідних закордонних виробників, які позиціонують свою прострілювально-вибухову апаратуру як високоефективну, надійну в експлуатації, а також вітчизняного перфоратора ПБ2-42Н, виникнення при цьому низки аварійних ситуацій, зокрема, прихоплень (заклинювань) перфораторів у свердловинах, показує, що їхня конструкція все ж не досить досконала та потребує пошуку більш вдалих технічних рішень для підвищення надійності як під час спуску до свердловини, так і під час піднімання на поверхню після відстрілювання.

Розробники вітчизняних малогабаритних перфораторів запропонували нескладне в реалізації і водночас ефективне технічне рішення: встановлення на стрічку перфоратора спеціального центратора запатентованої конструкції у вигляді пружного стержня з пружинною основою [14]. Це дозволило зменшити аварійність під час використання малогабаритних безкорпусних перфораторів типу ПКМ та вдосконаленого таким чином перфоратора ПБ2-42Н. Використання центраторів унеможливило контактування корпусів КЗ із заціпками та детонуючим шнуром з муфтовими з'єднаннями НКТ, що іноді призводило до заклинювання перфораторів у НКТ.

Такі центратори не встановлюються на інші малогабаритні перфоратори типу *Strip*.

У деяких закордонних перфораторах типу *Strip*, що використовуються в Україні, наконечник являє собою масивне обтічне тіло, прикріплене до нижньої стрічки перфоратора. Вітчизняний виробничий досвід свідчить, що у такому випадку можливе заклинювання перфоратора після відстрілу в НКТ при потраплянні осколків корпусів або ж кришок КЗ, які можуть випасти з різьбового гнізда деформованої вибухом стрічки перфоратора.

Це також одна з причин аварійності (заклинювання) малогабаритних кумулятивних перфораторів на родовищах України.

Як показує вітчизняний виробничий досвід, причиною виникнення аварійної ситуації під час вторинного розкриття продуктивних пластів часто стає не використання спроектованої конструкції перфораційної системи, яка, звісно, може мати певні технічні вади, а дії постачальника, який комплектує перфора-

ційну систему несертифікованими конструктивними елементами, а також персоналу, який оснащує перфоратор на свердловині та інколи порушує технологічний цикл його оснащення та використання.

Так, типовим явищем є закупівля у виробників лише КЗ. Інші комплектуючі – зокрема корпуси перфораторів, стрічки безкорпусних перфораторів, головки та наконечники, елементи кріплення – не закуповуються у фірми-виробника (розробника) перфораційної системи, а виготовляються самостійно на різних підприємствах.

Під час оснащення перфораторів типу ПКМ та ПБ2-42Н часто траплялися випадки невстановлення передбачених конструкцією елементів (центраторів), або ж використовувався масивний наконечник всупереч вимогам конструкторської та експлуатаційної документації.

Тому нерідко надзвичайно важко встановити причину ускладнення або аварійної ситуації у свердловині, а нарікання на якість та технічну недосконалість розробленої перфораційної системи чи її окремих конструктивних елементів, звісно ж, є безпідставними та безадресними.

Таким чином, неконтрольована якість складових компонентів перфораторів, недотримання вимог конструкторської й експлуатаційної документації (людський фактор) стають частими причинами ускладнень та незадовільних результатів під час проведення вторинного розкриття.

Висновки

Узагальнюючи результати аналізу застосування на вітчизняних родовищах різних технологій вторинного розкриття, а також технічних засобів для їхньої реалізації, можна стверджувати наступне:

- На вітчизняних родовищах рідко використовується більш технологічна за якістю вторинного розкриття гідропіскоструминна перфорація, не застосовується перфорація свердлінням. Найчастіше застосовується кумулятивна перфорація, що істотно збільшує ймовірність виникнення заколонних перетоків, та, відповідно, обводнення продукції.
- Репресії під час розкриття продуктивних пластів часто перевищують рекомендовані, що ускладнює отримання високого результату вторинного розкриття.
- Намагання здешевити та пришвидшити освоєння свердловини зумовлює широке використання технології вторинного розкриття при репресії на пласт із застосуванням бурового розчину, який уже використовувався при первинному розкритті, в окремих випадках – на глинистому, що не дозволяє ефективно очистити ПЗП і створювані перфораційні отвори та забезпечити проєктні або наближені до них дебіти флюїду.
- Неприпустимо мало під час буріння та вторинного розкриття використовуються розчини на вуглеводневій основі (як перфораційна рідина). Застосування безглинистих рідин на водній основі недостатньо ефективно через відсутність або ж недосконалість технологічних заходів з їхнього належного очищення від твердої складової;

- Порівняно рідко використовується технологія перфорації при депресії на пласт, хоча на вітчизняному ринку представлені достатньо ефективні технічні засоби для проведення вторинного розкриття при депресії як на НКТ, так і через НКТ (зокрема, вітчизняні малогабаритні кумулятивні перфоратори ПКМ-38, ПКМ-54). Досить рідко використовується технологія вторинного розкриття в газовому середовищі.

- Вторинне розкриття продуктивних інтервалів, більших за 2–3 м, кумулятивними перфораторами, що спускаються на кабелі, здійснюється за декілька СПО, що погіршує стан ПЗП, особливо при технології розкриття з репресією на пласт, та ускладнює подальше освоєння свердловини.

- Вторинне розкриття малопроникних та малопрониклих колекторів, зокрема карбонатних, потребує додаткового застосування технологій інтенсифікації припливу.

- Використовуються переважно конструкції безкорпусних малогабаритних перфораторів з прямолінійним розташуванням КЗ (нульовий кут фазування). Конструкції з фазованим розташуванням КЗ, зокрема, зі спіральним каркасом, який забезпечує просторову орієнтованість КЗ, та, відповідно, кращі умови для фільтрації флюїду, застосовуються мало.

- Найефективніший, з огляду на необхідність усунення технологічного зазору між стінкою свердловини та КЗ, малогабаритний перфоратор для роботи через НКТ Pivot з поворотними КЗ на вітчизняних родовищах не використовується.

- Застосування під час вторинного розкриття перфораторів типу ПКС з обмеженим кутом фазування не створює умов для ефективного припливу флюїду через забруднену ПЗП. На вітчизняному ринку відсутній великогабаритний кумулятивний перфоратор, що повністю руйнується, з мінімальним фугасним впливом та широким діапазоном фазування КЗ, який можна було б ефективно застосовувати у газовому середовищі.

- Актуальною залишається проблема ускладнень, зумовлених значним забрудненням осколками та фугасністю під час вторинного розкриття безкорпусними кумулятивними перфораторами, зокрема, типу ПР (*Link*).

- За відсутності доступніших перфораційних систем надглибокого пробиття (типу *SDP*) вітчизняні виробничники змушені використовувати менш ефективні за пробивною здатністю зразки (типу *DP*), що часто викликає необхідність проведення заходів з інтенсифікації припливу.

- Доцільно обмежити або ж призупинити застосування в умовах високого забруднення ПЗП та у глибоких свердловинах малоефективних за пробивною здатністю вітчизняних КЗ типу ЗГ2-42, поки не буде підвищено їхню ефективність (пробивну здатність) до рівня аналогів, що використовуються на українських родовищах.

- Використання малогабаритних безкорпусних перфораторів типу *Strip*, у тому числі вітчизняних типу

ПКМ, ПБ2-42Н, що мають нульовий кут фазування КЗ, об'єктивно збільшує локальний фугасний вплив на обсадну колону і цементне кільце та забезпечує гірші умови притоку флюїду до свердловини з колектора порівняно з малогабаритними перфораторами, які мають фазоване розташування КЗ. Останні неприпустимо мало застосовуються в Україні, зважаючи на високу вартість закордонних та відсутність наразі впроваджених у виробництво власних конструкцій.

- Використання масивних наконечників, як і відсутність конструктивних заходів унеможливлення ударно-динамічного контактування корпусів КЗ муфтовими з'єднаннями (стінками) НКТ у конструкціях малогабаритних безкорпусних перфораторів, може призвести до заклинювання перфоратора в НКТ після відстрілу і, таким чином, поставити під сумнів вдале завершення технологічного циклу вторинного розкриття.

- Відсутність централізованого виготовлення та технічного контролю якості комплектуючих кумулятивних перфораторів, наявність людського фактора під час їхнього оснащення – найчастіші причини невдач технічного характеру при реалізації технологій вторинного розкриття на українських родовищах.

Вирішення цих проблемних питань технологічного і технічного характеру є визначальним для ефективною реалізації технологічних заходів із вторинного розкриття продуктивних пластів, що дозволить виконати одне з найголовніших завдань, спрямованих на забезпечення енергетичної безпеки України, – нарощування власного видобутку вуглеводнів.

1. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технологические основы освоения и глушения нефтяных и газовых скважин: Учебник для вузов. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2001. – 543 с.

2. Булатов А.И., Качмар В.Д., Макаренко П.П., Яремийчук Р.С. Освоение скважин: Справочное пособие / Под ред. Р.С. Яремийчука. – М.: Недра-Бизнесцентр, 1999. – 473 с.

3. Вайсберг Г.Л., Римчук Д.В., Ленкевич Ю.Є., Добровольський І.В. Гідропіскоструминна перфорація // Нафтова і газова промисловість. – 2009. – № 3. – С. 29–31.

4. Вицени Е.М. Кумулятивные перфораторы, применяемые в нефтяных и газовых скважинах. – М.: Недра, 1971. – 144 с.

5. Гайворонский И.Н., Григорян Н.Г. Влияние условий в скважине на эффективность перфорации // Нефтепромысловое дело. – 1971. – № 7. – С. 20–24.

6. Гайворонский И.Н. Обеспечение эффективной гидродинамической связи скважины с пластом при вторичном вскрытии: Автореф. дисс. ... докт. техн. наук в форме научн. докл. – Тверь, 1998. – 61 с.

7. Гладун В.В. Геофизические исследования и работы в скважинах нефтегазового комплекса Украины, проводимые Полтавским УГР // Научно-технический вестник «Каротажник». – Тверь, 2003. – Вып. 3–4(130–131). – С. 218–231.

8. Гошовський С.В. Вторинне розкриття нафтогазових пластів та шляхи підвищення їх ефективності // Нафтова і газова промисловість. – 1999. – № 4. – С. 24–27.

9. Гошовський С.В., Драчук О.Г., Войтенко Ю.І., Бугаєць В.П., Боримчук М.І. Результати розробки і впровадження вітчизняних малогабаритних перфораторних зарядів та систем: Зб. наук. пр. – К.: УкрДГРІ, 2008. – № 4. – С. 116–127.

10. Драчук О.Г. Аналітичне оцінювання ефективності вітчизняних малогабаритних кумулятивних перфораторів: Зб. наук. пр. – К.: УкрДГРІ, 2011. – № 2. – С. 200–206.

11. Драчук О.Г. Дослідження кумулятивного пробиття мішеней малогабаритними кумулятивними зарядами з порошковими облицюваннями для свердловинних перфораторів: Зб. наук. пр. – К.: УкрДГРІ, 2010. – № 1–2. – С. 213–221.

12. Ликатов А.Р., Тебякин В.М. Разработка нового поколения прострелочно-взрывной аппаратуры // Научно-технический вестник «Каротажник». – Тверь, 2003. – Вып. 106. – С. 93–105.

13. 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.

14. Пат. 38487 Україна, МПК E21B43/117. Кумулятивний свердловинний перфоратор/ Войтенко Ю.І.; Гошовський С.В., Драчук О.Г.: Заявник та патентовласник – Український державний геологорозвідувальний інститут. – № 200810136; Заявл. 06.08.2008; Опубл. 12.01.2009. Бюл. № 1.

15. Силкин Г.Е. Вторичное вскрытие продуктивных пластов на газоконденсатных и нефтяных месторождениях Томской области // Научно-технический вестник «Каротажник». – Тверь, 2005. – Вып. 1. – С. 34–43.