

а) на рівні міжнародної (європейської) стандартизації: активній участі ПАТ «УКРТРАНСГАЗ» в роботі за відповідними напрямками технічних комітетів Міжнародної організації зі стандартизації (ISO), Міжнародної електротехнічної комісії (IEC), Європейського комітету зі стандартизації (CEN), а також використання досвіду таких зарубіжних країн як національні стандарти Німеччини (DIN), Великобританії (BS), Канади (CSA), організацій і товариств (ASME, NACE, ASTM, API, DNV), реалізованого в розроблених ними нормативних документах, досвіду провідних європейських газотранспортних операторів (E-ON - Німеччина, Eustream – Словаччина, PGNiG – Польща та інші);

б) на рівні національної стандартизації: активній і постійній участі ПАТ «УКРТРАНСГАЗ» в роботі технічних комітетів стандартизації, що їх створив (створює) Національний орган стандартизації України, за такими пріоритетними для Товариства напрямками, як магістральний трубопровідний транспорт, ремонт і будівництво, протикорозійний захист, зварювання, екологія та захист довкілля, сировина, матеріали, обладнання для нафтогазової промисловості тощо, впровадження потрібних в діяльності міжнародних, європейських і сучасних національних стандартів;

в) на рівні корпоративної стандартизації: розвитку діяльності зі стандартизації в Товариства в межах глобального реформування національної системи стандартизації, пріоритетному розроблянню стандартів організації, взаємопов'язаних з усім комплексом чинних у ПАТ «УКРТРАНСГАЗ».

Література.

1. Закон України «Про ратифікацію Протоколу про приєднання України до Договору про заснування Енергетичного співтовариства» від 15.12.2010 № 2787-VI. — Режим доступу : <http://zakon0.rada.gov.ua/laws/show/2787-17>
2. Угода про Асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським Співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з іншої сторони // Урядовий портал (Єдиний веб-портал органів виконавчої влади України). — Режим доступу : [http://www.kmu.gov.ua/kmu/docs/EA/00_Ukraine-EU_Association_Agreement_\(body\).pdf](http://www.kmu.gov.ua/kmu/docs/EA/00_Ukraine-EU_Association_Agreement_(body).pdf)
3. Закон України «Про стандартизацію» від 05.06.2014 № 1315-VII. — Режим доступу : <http://zakon1.rada.gov.ua/laws/show/1315-18>
4. Закон України «Про технічні регламенти та оцінку відповідності» від 15.01.2015 № 124-VIII. — Режим доступу : <http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/124-19>
5. Закон України «Про ринок природного газу» від 09.04.2015 № 329-VIII. — Режим доступу : <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/329-19>

УДК 622.279.4

АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ ПРОВЕДЕННЯ ГІДРОРОЗРИВУ ПЛАСТА НА РОДОВИЩАХ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

О.В. Файфер¹, Г.А. Продайко²

¹Хрестищенське відділення бурових робіт, 63343, Харківська обл., Красноградський р-н, с. Наталіне, вул. Промислова, 7; тел. (050) 905-54-18, e-mail: fayferx@mail.ru

²Полтавський коледж нафти і газу Полтавського національного технічного університету ім. Юрія Кондратюка, 36002, м. Полтава, вул. М.Грушевського, 2а; тел. (067) 697-81-04, e-mail: laithemmer@gmail.com

Швидкий темп розвитку промисловості змушує безперервно працювати над приростом паливно-енергетичної бази як гаранту енергетичної незалежності та стабільності нашої держави. Україна має усі види паливно-енергетичної сировини, і одну з ключових ролей безперечно відіграють вуглеводні. Але наша країна забезпечена енергоресурсам приблизно лише на 50 %, а відтак необхідним є раціональне та ефективне їх використання.

Як відомо, більшість нафтогазових родовищ Дніпровсько-Донецької западини на даний час знаходяться на кінцевій стадії розробки. Найбільші родовища були відкриті ще в середині минулого століття і експлуатуються понад 50 років. Тому на сьогодні актуальним питанням є відкриття нових родовищ вуглеводнів та вживання заходів для збільшення продуктивності на тих родовищах, які вже знаходяться в експлуатації.

Майже усі нові родовища вуглеводнів Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ), що відкриваються на даний час, приурочені до глибин 4-6 км і супроводжуються значними складнощами при бурінні та розробці. Відомо, що зі збільшенням глибини породи-колектори ущільнюються і їх колекторські властивості погіршуються. На великих і надвеликих глибинах при механічному ущільненні та дії вторинних процесів породи-колектори втрачають свої колекторські властивості і можуть перетворюватися на флюїдоупори. Однак, існують сильно ущільнені породи-колектори з низькими емнісно-фільтраційними властивостями мезозойського і навіть кайнозойського віку. Також важливу роль у формуванні покладів вуглеводнів відіграє однорідність колекторів, яка стає суттєвим фактором при збільшенні глибини залягання пласта. Тому при наявності покладів на великих глибинах зростає потреба у впровадженні додаткових заходів з метою збільшення нафтогазовіддачі пласта.

До негативних факторів при бурінні і розробці відносять і кольматацию пласта з відкладенням у привибійній зоні забруднюючих речовин, що погіршують проникність колектора, а відтак і продуктивність свердловини.

Усі ці явища змушують застосовувати на нафтогазових родовищах ДДЗ різноманітні методи інтенсифікації притоку вуглеводнів до свердловини, серед яких і гідророзрив пласта.

Гідравлічний розрив пласта (ГРП) є одним з найефективніших і доволі поширених методів обробки привибійної зони пласта свердловини для збільшення її продуктивності [1-3]. Оснований на створенні у привибійній зоні пласта дренажної ділянки для легшого проходження вуглеводнів до вибою. Перед застосуванням ГРП необхідно велику увагу приділити промисловим дослідженням свердловини, накопиченню промислових даних про їх проведення та аналізу отриманих результатів для якісного проведення інтенсифікації. Зазвичай після проведення ГРП дебіт свердловини різко зростає.

У нафтогазовій промисловості України технологію ГРП застосовують з 1954 року [4]. Важливою складовою успішності процесу ГРП є якість розривної рідини та пропанту, який закачують в утворені тріщини для утримання їх в розкритому стані. Направлення тріщин може бути як горизонтальне, так і вертикальне, і залежить від глибини залягання пласта – до 1000 м в основному утворюються горизонтально спрямовані тріщини, більше 1000 м – вертикальні. Довжина тріщин при потужному ГРП сягає 100-120 м.

В сучасній практиці у якості пропанту застосовують кварцовий пісок фракції 0,6-1,2 мм або синтетичний пропант середньої та високої міцності. Також використовують пропант з полімерним покриттям. Пісок використовують в основному при гідророзриві пластів, у яких напруження стиску не перевищує 40 МПа і глибини 2500 м. Керамічні пропант середньої міцності (алюмосилікатні пропант на основі каоліну та магнезійно-силікатні) застосовують при напруженні стиску до 69 МПа і глибини 3500 м. Пропант високої міцності (алюмосилікатні пропант на основі бокситу) застосовують при напруженні стиску до 100 МПа і глибинах, що перевищують 3500 м. Міцність пропанту знижується при збільшенні розміру його зерна. Кварцовий пісок являється найбільш економічним розклинюючим агентом при ГРП, але при великих тисках являється мало ефективним.

У якості робочої рідини використовують розчини на водній основі з додаванням високомолекулярних полімерів, рідше для карбонатних порід – солянокислотні розчини. Найчастіше використовують водний розчин з введенням природного полімеру гуару.

Оскільки усі геологорозвідувальні роботи, проведені перед процесом ГРП, носять більш прогнозний характер, то спочатку у свердловині виконують міні-гідророзрив пласта, який дає уявлення про реальне поведіння пласта через аналіз кривих зміни тисків.

Так, на трьох родовищах ДДЗ було заплановано проведення потужного гідророзриву пласта (ПГРП) – Західно-Старовірівському, Ланнівському та Західно-Соснівському. У процесі буріння на даних площах відбулася кольматация привибійної зони свердловин через осадження глинистої кірки на стінках свердловин, отриманий дебіт не перевищував 2-3 тис.м³/д. При такому дебіті свердловини не можуть вийти на режим промислової експлуатації і є нерентабельними.

На Західно-Старовірівському родовищі гідророзриву пластів підлягали горизонти верхнього карбону свердловин №№ 109, 110. Свердловина № 109 випробувалась в інтервалах глибин 3980-

4015 м (продуктивний горизонт Г-12). Загальна потужність пласта не перевищує 30 м, колекторами виступають пісковики з питомим опором 7 Омм, пористість пласта коливається в межах 9,5-12 %. Початковий дебіт склав 2 тис. м³/д. При повторному випробуванні збільшення дебіту не отримано.

Свердловина № 110 випробувалась в інтервалах 3925-4138 м. Продуктивні горизонти (Г-13, Г-12, Г-11) представлені пісковиками газонасиченими, питомий опір їх 10-11 Омм, пористість коливається у межах 6,5-10,5 %. При випробуванні отримано слабкий приплив газу – до 1 тис.м³/д.

На Ланнівському родовищі для проведення ГРП підготовано дві свердловини №№ 313, 314. Свердловина № 313 випробувалась в інтервалі глибин 3790-3450 м в горизонтах картамишської світи пермі (А-8) та гжельського ярусу верхнього карбону (Г-8). Загальна потужність пластів склала 327 м, колекторами виступають пісковики газонасні та газонасичені з питомим опором 6-30 Омм, пористість коливається в межах 6-14 %, коефіцієнт нафтогазонасиченості – 0,78-0,88. При випробуванні свердловина дала слабкий приплив газу.

Свердловина № 314 випробувалась в інтервалі глибин 3930-3438 м картамишської світи пермі (А-8, А-6) та гжельського ярусу верхнього карбону (Г-8). Загальна потужність пластів склала 279 м, товща складена пісковиками з перешаруванням алевролітів слабогазонасичених, колекторські властивості горизонтів: питомий опір 7-14 Омм, пористість 3-11,5 %, коефіцієнт нафтогазонасиченості – 0,7. При випробуванні початковий дебіт склав 1 тис. м³/д.

На Західно-Соснівському родовищі для проведення ГРП підготована свердловина № 73. Продуктивні горизонти стратиграфічно приурочені до картамишської світи пермі (А-8, А-7-8). Загальна потужність продуктивної товщі 17 м, складений пісковиками, пористість їх коливається у межах 4-12,5 %, коефіцієнт нафтогазонасиченості 0,67, питомий опір 9-13 Омм. Початковий дебіт свердловини склав 20,8 тис. м³/д.

При приготуванні гелю для проведення ГРП у водний розчин вводили гелеутворювач, дизельне паливо, деемульгатор, стабілізатори глини і солей, зшивач, деструктор (в тому числі і капсульований) та пропант фракції 20/40 і 30/50. Усі складові вводилися у необхідній кількості згідно виконуваних робіт – нагнітального тесту, міні-ГРП та основного ГРП. Усі складові змішувалися у змішувачі-блендері та за допомогою насосних агрегатів через блок маніфольдів подавалися у свердловину.

У результаті проведення ГРП на свердловинах Західно-Старовірівського газоконденсатного родовища було закачано пропанту у обсязі 40 т на кожную свердловину і отримано суттєве збільшення дебіту по свердловині № 110, що складає 105,5 тис.м³/д, свердловина № 109 дала приток у обсязі 21,5 тис. м³/д. Планується освоєння свердловини № 110 колтюбінговою установкою.

На свердловинах Ланнівського газоконденсатного родовища було закачано пропанту в обсязі 28 т для свердловини № 313 та 40 т і 60 т для двох об'єктів свердловини № 314. Після ГРП дебіт по свердловині № 313 складає 107,1 тис.м³/д, по свердловині № 314 – 87,4 тис.м³/д. Планується освоєння обох свердловин колтюбінговою установкою.

По свердловині № 73 Західно-Соснівського газоконденсатного родовища отримано значні результати після проведення ГРП – 169,5 тис.м³/д.

Отже, досвід проведення ГРП на даних родовищах свідчить, що при використанні сучасної спецтехніки, технології та якісних матеріалів і залученні висококваліфікованих спеціалістів для проведення даного виду робіт вдасться не тільки скоротити число «сухих» свердловин, а й досягти максимального видобутку вуглеводнів при мінімальних капітальних вкладеннях та витратах на експлуатацію свердловин.

Література

1. Усачев П. М. Гидравлический разрыв пласта / П. М. Усачев. – Москва: Недра, 1986.
2. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Макаренко П.П., Яремийчук Р.С. Освоение скважин: Справочное пособие / Под ред. Р.С. Яремийчука. – Москва: ООО "Недра-Бизнесцентр", 1999. – 467 с.
3. Жданов С.А. Проектирование и применение гидроразрыва пласта в системескважин / С.А. Жданов, С.В. Константинов // Нефтегазовое хозяйство. 1995. – №9. – С. 24-25.
4. Желтов Ю.П., Христианович С.А. О гидравлическом разрыве нефтеносного пласта // Изв. АН СССР. ОТН. – 1955. – №5.