

© Ю.Д. Качмар
канд. техн. наук
В.В. Цьомко
канд. техн. наук
НДПІ ПАТ «Укрнафта»

До 60-річчя застосування гідравлічного розриву пласта у ПАТ «Укрнафта»

УДК 622.234.5

У статті описано історію проведення гідравлічного розриву пласта на родовищах ПАТ «Укрнафта» та особливості його впровадження на кожному етапі. Показано основні відмінності між попередніми і сучасними технологіями та ефективність застосування сучасних технологій гідравлічного розриву пласта на пізній стадії розробки родовищ.

Ключові слова: гідравлічний розрив пласта, водний гель, тріщина, продуктивні пласти.

Стаття описує історію гідравлічного розриву пласта на родовищах ПАТ «Укрнафта» та особливості його здійснення на кожному етапі. Показано основні відмінності між попередніми і сучасними технологіями та ефективність використання сучасних технологій гідравлічного розриву пласта на пізній стадії розробки родовищ.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, водный гель, трещина, продуктивные пласты.

This article describes the history of hydraulic fracturing on Ukrnafta PJSC fields and especially its implementation at every stage. It is shown the main differences between the previous and the modern technologies and the efficiency of modern hydraulic fracturing technology in the late stages of field development.

Key words: hydraulic fracturing, water gel, fracture, productive layers.

Гідравлічний розрив пласта (ГРП), який у світовій практиці видобування нафти і газу активно розвивається з п'ятдесятих років минулого століття, посідає основне місце серед методів інтенсифікації припливу флюїдів до свердловини. З цього часу проведено величезну кількість гідророзривів і значну частину запасів вуглеводнів стало економічно доцільно розробляти тільки після його застосування.

На українських нафтогазових родовищах Передкарпаття ГРП застосовують із 1955 року, відколи під керівництвом відомого вченого-нафтовика Е.Б. Чекалюка виконано першу науково-дослідну роботу, де на основі теорії пружності та опору матеріалів виведено диференціальне рівняння напруженого стану плоскорадіального пласта для неусталеного стану, що виникає під час короткочасного нагнітання рідини під високим тиском. З цього рівняння розраховано тиск розриву пласта і показано, що в глибоких свердловинах вертикальні тріщини розкриваються перпендикулярно до мінімального бокового гірничого тиску.

Результати розрахунків підтверджено аналізом першого ГРП, проведеного 15.08.1955 р. у св. 4-Помярки Бориславського родовища на глибині 1530 м при градієнті тиску розриву 0,02 МПа/м, меншому від градієнта вертикального гірничого тиску.

У нафтогазовій промисловості України ефективно застосовано дві принципово різні технології гідророзриву пласта. Протягом 1955–1996 рр. проводили звичайний гідророзрив ньютонівськими рідинами із закріпленням

тріщини піском чи без закріплення, що був ефективний на початковій стадії розробки родовищ із високим пластовим тиском. Із 1996 р. застосовують потужний гідророзрив (ПГРП), який відрізняється від попереднього використанням високов'язких неньютонівських рідин, закріпленням тріщин високими концентраціями керамічних пропантів, збільшенням витрати рідин і тиску їх нагнітання.

У 1955–1960 рр. на Долинському родовищі, що розробляли на пружному режимі фільтрації з пластовим тиском, вищим від гідростатичного, фахівці О.І. Гайворонський, В.Я. Бабченко і Л.Т. Томашек провели 40 ГРП. Для гідророзриву в свердловині нагнітали в'язку вуглеводневу рідину об'ємом 50 м³, тріщину закріплювали невеликою масою кварцевого піску (до 5 т). Однак для нагнітання використовували агрегати недостатньої потужності, тому досить часто, з причини недостатнього розкриття тріщин, у колоні осідав пісок у вигляді пробки.

За період 1962–1967 рр. у свердловинах із закольматованою привибійною зоною і пластовим тиском, вищим від гідростатичного, спеціалісти Ю.Д. Качмар та І.М. Петраш успішно провели 36 ГРП без закріплення тріщин (так зване «гідравлічне щілинування пласта» – ГЩП) [1]. Процес проводили без спуску–підняття НКТ, оскільки пакування у стикозварних колонах часто не вдавалося. Агрегатами 2АН-500 нагнітали до 120 м³ товарної нафти з витратою до 2,0 м³/хв при градієнті вибійного тиску до 0,019 МПа/м, при яких розкриваються довгі та вузькі тріщини.

Збільшенню дебіту свердловин під час ГЩП сприяє очищення каналів перфорації, інтенсивне промиван-

ня розкритих тріщин. Можливе зростання проникності пісковиків унаслідок гістерезису проникності після дії високого тиску, що у 1962 р. було виявлено Л.С. Мончаком завдяки проведеним експериментам на керновому матеріалі.

Для підвищення надійності проектування та успішності ГРП, особливо із закріпленням тріщин піском, на основі аналізу індикаторних кривих ГРП Ю.Д. Качмар розробив методику прогнозування зміни тиску під час розвитку тріщини і витрати ньютонівської рідини, необхідної для її закріплення піском [2, 3]. Тоді ж проведено десятки ГРП із нагнітанням 100 м³ товарної нафти за витрати 2,0 м³/хв і закріпленням тріщин до 4,0 т піску з концентрацією 30–50 кг/м³.

На початковій стадії розробки родовищ застосування названих технологій забезпечувало додатковий видобуток нафти до 5 000 т на один процес, однак після випадків загоряння нафти їх перестали застосовувати [4].

У 1980–1995 рр. на родовищах НГВУ «Долина нафтогаз» із високою обводненістю продукції для проведення ГРП було використано 0,4 % водний розчин поліакриламід-ду зі слабвираженими ньютонівськими властивостями [5]. Завдяки цьому втрати тиску на тертя зменшилися, що дало можливість збільшити витрату до 2,5 м³/хв при тисках на гирлі до 50 МПа і закріплювати тріщини до 15 т піску з концентрацією до 100 кг/м³. Додатковий видобуток для перших ГРП підвищився до 700 т нафти, а в наступних, навпаки, знизився до 200–300 т.

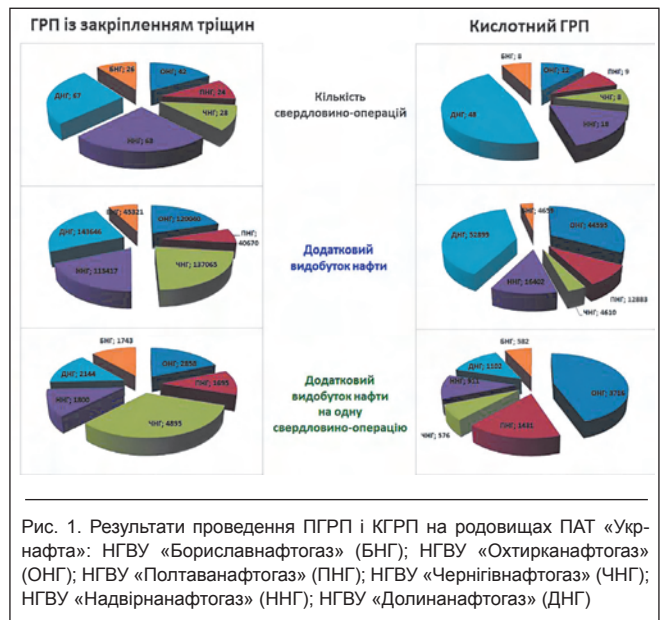
За 40 років у ПАТ «Укрнафта» проведено сотні ГРП, а в чисельних свердловинах – багаторазово. За цей час основні нафтові родовища перейшли в пізню стадію розробки. На деяких із них пластовий тиск значно знизився, а на родовищах з підтриманням пластового тиску заводненням обводнення продукції значно зросло. На нових родовищах глибини свердловин збільшилися до 6 000 м. У таких умовах проведення ГРП за описаними технологіями стало нецільним, а зі збільшенням глибини нових свердловин – неможливим.

Виникла необхідність підвищити обґрунтованість вибору об'єктів для проведення ГРП та застосування ефективнішої технології.

Для цього у ПАТ «Укрнафта» було розроблено спосіб, методику [6] і комп'ютерну програму WProduct [7] для визначення потенційної продуктивності нафтонасичених пластів, величини поточного скін-ефекту та очікуваної ефективності від проведення ГРП та інших методів інтенсифікації, в тому числі у частині перфорованого розрізу свердловини.

Потужний гідророзрив пласта (ПГРП) застосовують на нафтогазових родовищах України з листопада 1996 року після придбання ПАТ «Укрнафта» комплексу спецтехніки фірми «Стюарт і Стівенсон» [8]. Нове оснащення забезпечує можливість приготування складних рецептур рідин для гідророзриву біля свердловини і нагнітання у свердловину технологічних рідин із закріплювачем тріщин із витратою до 4,5 м³/хв при тиску до 100,0 МПа.

Для впровадження ПГРП на родовищах ПАТ «Укрнафта» протягом 1996–2015 рр. фахівці відділу проектування та впровадження гідророзриву пласта НДПП проводять



вибір свердловин із урахуванням стану розробки родовищ, типу колекторів, виявлення зон залишкових запасів, розподілу пластового тиску і гідروпродності по площі та розрізу покладу. Пріоритетність застосування ПГРП та інших методів інтенсифікації у свердловині визначають за методикою [6] із урахуванням гідродинамічних умов і ньютонівських властивостей нафти, а для обґрунтованого вибору технології використовують комплексні параметри [9].

Для проведення ПГРП застосовують рідини фірми Clearwater, Inc на водній і вуглеводневій основі та гелеві системи фірми «Хімеко-ГАНГ». Також ефективно застосовують розроблені в НДПП ньютонівські рідини: полімерно-емульсійний розчин, алюмогель, галгель, які дешевші від закордонних аналогів та їх характеристики відповідають вимогам рідин для ПГРП. Крім того, розроблені рідини характеризуються кращим коефіцієнтом відновлення проникності порівняно з водними гелями закордонних компаній.

Закріплення тріщин під час проведення ПГРП у свердловинах здійснюють за допомогою пропантів високої та середньої міцності фракції 20/40 та 16/30, що значно підвищує ефективність проведення ПГРП.

Моделювання й аналіз ПГРП здійснюють із використанням пакету найновіших програм фірми Meyer&Associates Inc, якими моделюються розкриття, розвиток і закріплення тріщин із урахуванням різних моделей, типів рідин і закріплювачів тріщин.

Для оперативного контролю за розвитком і закріпленням тріщини під час проведення ПГРП у НДПП розроблено та успішно використовують програму FrLoss, що дає змогу оперативно коригувати технологічні параметри процесів (швидкість нагнітання, концентрація та маса закріплювачів тріщин тощо) з урахуванням особливостей перебігу процесу. Завдяки цій програмі зменшено кількість ПГРП із передчасним випадання закріплювача на вибої свердловини.

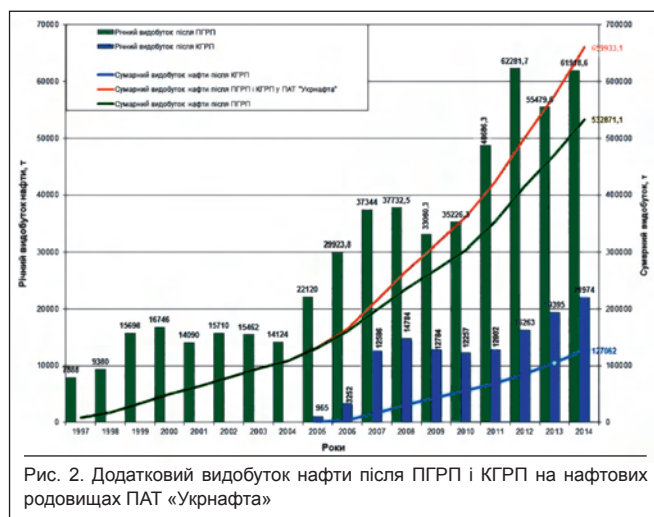


Рис. 2. Додатковий видобуток нафти після ПГРП і КГРП на нафтових родовищах ПАТ «Укрнафта»

Для підвищення ефективності ПГРП у різних пластових умовах розроблено та успішно використовують ряд запатентованих нововведень: технології із застосуванням названих типів рідин; технологія із нагнітанням рідин різної в'язкості; технологія із застосуванням міцелярного розчину на етапі МініГРП і подальшим нагнітанням інших технологічних рідин; технологія проведення ПГРП на пізній стадії розробки родовищ із пластовим тиском, значно меншим від гідростатичного.

Однією з причин значного зменшення дебіту свердловин на пізній стадії розробки деяких родовищ є посилення аномальних властивостей нафти через зниження пластового тиску [10]. Унаслідок цього відбувається зменшення градієнта депресії навколо свердловини нижче граничного напруження зсуву нафти. Завдяки подальшому проведенню ГРП за новими технологіями з півдовжиною тріщини, більшою від радіуса зони руйнування структури нафти на Битківському, Луквинському та інших родовищах, у кілька разів збільшено додатковий видобуток нафти на одну свердловинно-операцію. Ефективність процесу також потрібно пов'язувати з підвищенням коефіцієнта вилучення запасів.

Проведення ПГРП постійно супроводжується дослідженнями та аналізом розкриття, розвитку і закріплення тріщини під час гідророзриву пласта, аналізом впливу технологій і параметрів на його ефективність [11, 12].

У 2005 р. фахівці НДПІ розробили спосіб кислотного ГРП для теригенних і карбонатних колекторів, згідно з яким у пласт нагнітають кислотні розчини (КР) із витратою і тиском, достатніми для розкриття тонкої тріщини. Менша частина КР рухається по тріщині, а більша внаслідок великих фільтраційних втрат у породу проникає навколо тріщини у пласт. Безперервно після КР нагнітають значно більший розрахунковий об'єм протискуючої рідини з великою витратою. У пласті утворюються тріщина та зона високої проникності навколо неї, завдяки чому приплив флюїдів у свердловину зростає.

КГРП застосовують також після ПГРП із метою руйнування залишків технологічної рідини, що значно підвищує ефективність процесу, особливо у свердловинах із

низьким пластовим тиском. Кислотний ГРП значно розширив діапазон можливостей способів ГРП, зараз його доволі ефективно застосовують [13, 14].

Із використанням нових технологій та підходів за 1996–2014 рр. проведено 402 свердловинно-операції на багатьох родовищах нафтогазовидобувних управлінь ПАТ «Укрнафта», що свідчить про розширення застосування ПГРП.

У нафтових свердловинах проведено 353 гідророзриви, із яких 250 ПГРП і 103 кислотних ГРП. Решту робіт проведено у газових і нагнітальних свердловинах та у свердловинах для видобування вугільного метану, в тому числі у розвідувальних свердловинах із метою визначення продуктивності розкритих пластів із низькопроникними колекторами.

За весь період впровадження ПГРП та КГРП проведено у свердловинах завглибшки від 800 до 6 000 м із інтервалом перфорації продуктивних пластів від 10 до 350 м. Продуктивні пласти представлені пісковиками, алевролітами, вугіллям і карбонатами, ефективна товщина яких змінюється від 2,5 до 70 м, а проникність – від 0,2 до $500 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$.

У свердловинах із багатопластовим розрізом проводять селективні ГРП, у свердловинах, що експлуатують продуктивні пласти з високов'язкою нафтою, з 2005 року розпочато впровадження ПГРП, а в 2011 році – КГРП.

Завдяки застосуванню у ПАТ «Укрнафта» потужного та кислотного ГРП із використанням нової спецтехніки та технологій забезпечено високу ефективність робіт і збільшення додаткового видобутку нафти на одну свердловинно-операцію порівняно з технологіями, які застосовували раніше. Це видно з рис. 1, на якому наведено результати проведення ПГРП і КГРП на нафтових родовищах усіх нафтогазовидобувних управлінь ПАТ «Укрнафта».

Аналізуючи наведене на рис. 1, можемо побачити, що найбільшу кількість ПГРП проведено для підтримання видобутку нафти на давно розроблюваних родовищах у НГВУ «Долинанафтогаз» та НГВУ «Надвірнанафтогаз», а найбільший додатковий видобуток нафти на одну свердловинно-операцію отримано в НГВУ «Чернігівнафтогаз» (4895 т) та НГВУ «Охтирканафтогаз» (2858 т). На родовищах НГВУ «Охтирканафтогаз» отримано збільшення дебіту нафти після проведення КГРП у пластах із високов'язкою нафтою (додатковий видобуток нафти на одну свердловинно-операцію становить понад 3700 т).

На рис. 2 показано додатковий видобуток нафти за період впровадження ПГРП та КГРП на нафтових родовищах ПАТ «Укрнафта».

Із наведених графіків видно, що ефективність гідророзриву пласта постійно зростає і за 1997–2014 рр. у ПАТ «Укрнафта» додатково видобуто 660 тис. т нафти, у т. ч. 533 тис. т після ПГРП і 127 тис. т після КГРП. У середньому на одну свердловинно-операцію одержали 2130 т після ПГРП і 1233 т після КГРП.

На сьогодні гідравлічний розрив пласта на нафтових і газових родовищах України проводять в основному власними силами компанії ПАТ «Укрнафта» та ПАТ «Укрнафтогазовидобування». Невеликий обсяг робіт виконують із залученням закордонних компаній, що свідчить про розширення застосування цього методу.

Висновок

Отже, ГРП протягом 60-літньої історії застосування на родовищах України є ефективним методом інтенсифікації припливу вуглеводнів, і його технології постійно удосконалюються, що дає змогу отримувати позитив-

ні результати, у тому числі й на пізній стадії розробки родовищ.

Технології ГРП та спецтехніку ПАТ «Укрнафта» можна ефективно використовувати з метою підвищення продуктивності свердловин для видобування вугільного метану, газу з ущільнених порід та сланцевого газу.

Список використаних джерел

1. Качмар Ю.Д. Гидравлический разрыв пласта / Ю.Д. Качмар, И.М. Петраш // Опыт работы НПУ «Долина-нефть». – М.: Недра, 1964. – С. 41–43.
2. Качмар Ю.Д. Метод определения ожидаемого давления при проектировании ГРП на Прикарпатье / Ю.Д. Качмар // Нефтепромысловое дело. – 1970. – № 8. – С. 25–29.
3. Качмар Ю.Д. До визначення тисків і витрати рідини при плануванні ГРП / Ю.Д. Качмар // Нафт. і газова пром-сть. – 1991. – № 2. – С. 25–27.
4. Качмар Ю.Д. Гидравлический разрыв низкопроницаемых пластов на месторождениях Прикарпатья / Ю.Д. Качмар // Нефт. и газовая пром-сть. – 1971. – № 5. – С. 28–30.
5. Касянчук В.Г. Методы обработки призабойной зоны скважин / В.Г. Касянчук, И.А. Пилипец // Нефтяное хозяйство. – 1984. – № 9. – С. 53–55.
6. Качмар Ю.Д. Моделювання продуктивності нафтових свердловин / Ю.Д. Качмар, В.М. Дістрянов // Нафт. і газова пром-сть. – 2001. – № 3. – С. 29–31.
7. Свідчення про реєстрацію авторського права на твір №40522. Комп'ютерна програма «Програмне забезпечення моделювання продуктивності свердловини WProduct» / Ю.Д. Качмар, В.В. Цюмко, І.Ф. Климович, С.Ю. Асеев, Т.О. Залокоцький; Публічне акціонерне товариство «Укрнафта»; заявл. 09.08.2011 р; дата реєстрації 19.10.2011 р.
8. Качмар Ю.Д. Застосування потужних гідравлічних розривів пласта на родовищах України / Ю.Д. Качмар, А.Б. Меркур'єв, Ф.М. Бурмич, В.М. Савка // Нафт. і газова пром-сть. – 1999. – № 4. – С. 28–31.
9. Качмар Ю.Д. Методика комплексного проектування гідророзриву пласта / Ю.Д. Качмар, В.В. Цюмко // Нафт. і газова пром-сть. – 2005. – № 4. – С. 12–15.
10. Качмар Ю.Д. Про фільтрацію флюїдів на пізній стадії розробки Битківського родовища / Ю.Д. Качмар, В.В. Цюмко // Нафт. і газова пром-сть. – 2000. – № 6. – С. 26–29.
11. Качмар Ю.Д. Аналіз розкриття, розвитку і закріплення тріщини під час гідророзриву пласта / Ю.Д. Качмар, В.В. Цюмко // Нафт. і газова пром-сть. – 2000. – № 3. – С. 27–29.
12. Качмар Ю.Д. Аналіз застосування потужних гідророзривів у глибоких свердловинах України / Ю.Д. Качмар, Ф.М. Бурмич, А.М. Андрусак, В.В. Цюмко // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2002. – № 1. – С. 17–21.
13. Качмар Ю.Д. Кислотний розрив пласта теригенних і карбонатних пластів родовищ України / Ю.Д. Качмар, Ф.М. Бурмич, В.В. Цюмко, Я.О. Заливаха // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2008. – № 2. – С. 21–25.
14. Качмар Ю.Д. Аналіз застосування нової технології кислотного розриву пласта теригенних колекторів / Ю.Д. Качмар, В.В. Цюмко, І.Ф. Климович, Я.О. Заливаха // Прикарпатський вісник НТШ. – 2009. – № 1(5). – С. 213–220.

НОВИНИ

Потреби Китаю в газі до 2020 р. істотно виростуть

Виступаючи на Світовому газовому конгресі в Парижі, чільний представник Ради директорів Пекінської газової групи Ялан Лі заявив, що до 2020 р. потреби Китаю в природному газі істотно зростуть. Одним із факторів такого зростання є урядова політика, спрямована на скорочення використання вугілля з метою зменшення шкідливих викидів в атмосферу. Не дивлячись на високі темпи зростання видобутку та споживання природного газу в Китаї, цей вид палива зараз в енергетичному балансі становить лише 6 %. У Китаї сьогодні діють 11 терміналів із приймання імпортного ЗПГ загальною потужністю 41 млн т на рік. Крім того, на стадії будівництва знаходяться ще 12 аналогічних об'єктів.

Очікується, що споживання газу до 2020 р. досягне 370–400 млрд м³ на рік, із яких 230–250 млрд м³ становитиме газ власного видобування, решту будуть імпортувати. Велику увагу приділятимуть як розвідці і видобуванню газу з власних нетрадиційних джерел, так і диверсифікації його постачання щодо імпорту.

<http://www.lngworldnews.com/chinas-gas-demand-to-rise-significantly...>

