

УДК 622.276.63

АНАЛІЗ ЗАСТОСУВАННЯ НОВОЇ ТЕХНОЛОГІЇ КИСЛОТНОГО РОЗРИВУ ПЛАСТА ТЕРИГЕННИХ КОЛЕКТОРІВ**Ю. Д. Качмар, В. В. Цьомко, І. Ф. Климович, Я. О. Заливаха***Науково-дослідний і проектний інститут ВАТ "Укрнафта";**м. Івано-Франківськ, Південний бульвар ім. Пушкіна, 2;**тел. +380 (342) 77-61-40, 77-61-49; grp@ndpi.ukrnafta.com*

Проаналізовано розкриття і розвиток тріщин під час проведення поінтервальної дії кислотами на окремі пласти та дії на весь багатопластовий розріз свердловин. Визначено розміри тріщин, розміри зон розчинення породи в тріщинах і навколо них у таких умовах. Наведено приклад кислотного розриву в багатопластовому розрізі свердловини. Показано результати застосування нової технології.

Ключові слова: *кислотний розрив, поінтервальна дія, дія на весь розріз, теригенні породи*

Нафтогазові поклади України перебувають на пізній стадії розробки: знижується пластовий тиск на одних родовищах і значно зростає обводненість продукції на інших, тому з кожним роком видобувати вуглеводні стає щораз складніше. За такого стану розробки потрібно постійно вдосконалювати технологію обробок привибійної зони свердловин. Для підвищення ефективності робіт з інтенсифікації припливу вуглеводнів розроблено нову технологію кислотного розриву пласта (КГРП) [1].

Суть розробленої технології полягає в тому, що послідовно нагнітають в пласт солянокислотний розчин (СКР) і глинокислотний розчин (ГКР) з невеликою витратою, що викликає збільшення тиску, достатнього для розкриття тонкої тріщини (від 0,3 мм до 0,5 мм). Внаслідок великих фільтраційних втрат 97 % кислотного розчину проникає в пласт навколо тріщини. Глинисто-карбонатний цемент на стінках тріщини і в породі навколо тріщини розчиняється, внаслідок чого зростає проникність навколо тріщини і зерна кварцу, що становлять скелет породи, відшаровуються від стінки тріщини. Після ГКР в пласт нагнітають протискуючу рідину (ПРР), наприклад, пластову воду з поверхнево-активною речовиною (ПАР), з витратою і об'ємом не менше ніж у 1,5 раза більшими витрати і об'єму кислотного розчину, що забезпечує збільшення ширини тріщини і переміщення по ній відшарованих зерен кварцу. Після завершення нагнітання рідин і зниження тиску до величини, меншої за тиск змикання тріщини на відшаровані зерна, тріщина закріплюється. Внаслідок КГРП в пласті створюється самозакріплена тріщина і зона високої проникності навколо неї, що забезпечує збільшення припливу пластових флюїдів до свердловини.

За три роки впровадження КГРП в теригенних колекторах проведено 32 свердловино-операції, додатково видобуто 31595 т нафти і 13,8

млн.м³ газу, тобто 831 т нафти і 0,36 млн.м³ газу на одну свердловино-операцію. Найбільші прирости видобутку вуглеводнів одержано у свердловинах родовищ Передкарпаття з теригенними слабкокарбонатними колекторами.

Результати проведених КГРП, які з урахуванням застосованих технологій розділено на три групи, наведено в табл. 1. До першої групи віднесено КГРП поінтервальні, у частині розрізу під пакером або поміж двома пакерами, до другої – після потужного ГРП для очищення тріщини і навколо неї від продуктів розкладу гелю, до третьої – КГРП в свердловинах з більшою обводненістю, в яких кислотний розчин діяв на велику частину всього розкритого розрізу.

Табл. 1. Додатковий видобуток нафти і газу після КГРП (станом на 01.01.2009)

Спосіб дії	Кількість, свердловино-операцій	Дебіт перед КГРП,		Додатково видобуто, всього		Додатково видобуто, на один КГРП		Час роботи зі збільшеним дебітом, місяці
		рідини, т/д	нафти, т/д	нафти, т	газу, т.м ³	нафти, т	газу, т.м ³	
Поінтервальні	9	1,6	0,7	13524	6817	1503	757	213
Після ПГРП	7	1,15	0,7	8874	3756	1268	537	119
На весь розріз	16	4,8	0,8	4704	2582	294	161	134
Всього	32	-	-	27102	13155	847	411	466
На один КГРП	-	1,9	0,9	847	411	-	-	14,6

Аналіз результатів наведених в табл.1, свідчить:

– найвища ефективність робіт забезпечується проведенням КГРП в перспективній частині розрізу свердловини під пакером чи поміж двома пакерами;

– ефективним є застосування процесу для очищення тріщини і порового простору навколо неї від продуктів розкладу гелю після проведеного ПГРП;

– найменш ефективним є застосування в багатошарових розрізах обводнених свердловин з продуктивними пластами малої товщини, які чергуються з непродуктивними пропластками аргілітів.

Якщо прийняти середні витрати на проведення КГРП з КРС – 200,0 тис. грн, то за різниці між ціною реалізації нафти та її собівартістю 500 грн/т для окупності КГРП потрібно додатково видобути $200000/500 = 400$ т нафти. Отже, витрати на проведення КГРП по всьому розрізу не окуповуються, тому необхідно застосовувати поінтервальні дії на частину розрізу свердловин, вибирати свердловини з більшим додатним скін-ефектом і з меншою обводненістю.

Проведемо порівняльний аналіз дії КГРП поінтервально, у продуктивних пластах під пакером або між пакерами, та його дії по всьому багатошаровому розрізу свердловини.

У теригенних колекторах поінтервальні КГРП проводились з витратою 0,25-1,0 м³/хв під час послідовного нагнітання 5,5-11 м³ СКР

+5,5-11 м³ ГКР +5-15 м³ ПРР в пласт, за високих градієнтів тиску 1,9-2,2 МПа на 100 м. глибини свердловини. СКР складався з 15% НС1, а ГКР з –15 % НС1 +2-3 % HF з додаванням інгібіторів, ПАР і стабілізаторів.

Під час нагнітання в пласт СКР і ГКР з постійною витратою, як правило, спостерігалось зниження тиску на усті свердловин, що свідчить про активну взаємодію їх з породами. З переходом на нагнітання з такою ж витратою ПРР, яка не розчиняє породи, тиск на усті зростає.

За програмою Меєра Мґас виконано аналіз розвитку тріщин з використанням наявних геолого-промислових даних про характеристики об'єктів обробки та про режими нагнітання СКР, ГКР і ПРР, за схемою, наведеною на прикладі свердловини 579-Битківська [2, 3]. Результати аналізу типових процесів у чотирьох свердловинах, для яких визначено розміри тріщин та зони дії в тріщинах СКР, ГКР і ПРР, наведено в таблиці 2.

Зони розчинення породи СКР і ГКР по півдовжині тріщин на їхніх стінках у свердловинах з пластовою температурою від 48 °С до 63 °С і розкритою шириною 0,06 см дорівнюють зоні проникнення кислоти по тріщинах, створених ними, а саме: 10-28 м – для СКР та 12-36 м – для ГКР. Ширина тріщин після розчинення глинисто-карбонатних складових породи змінюється незначно, але навколо тріщини створюється зона підвищеної проникності порід шириною декілька сантиметрів. Зерна кварцу, що відокремилися від стінок тріщини, а також нерозчинні компоненти кольматанту під час нагнітання ПРР переміщуються по тріщині.

Табл. 2. Характеристики свердловин і технологія КГРП в теригенних колекторах

№ свердловини	Інтервали перфорації, м	Пласт, шифр і ефективна товщина, м	Пористість, м, %	Температура густа, °С	Градієнт Р _{пл} , МПа на 100м	Об'єм СКР/ГКР, м ³	Об'єм ПРР, всього/в пласті, м ³	Витрата нагнітання / протискування, м ³ /хв	радієнт Р _{грп} на 100 м	Розміри вертикальної тріщина			
										висота, м	півдовжина, *м	ширина, мм	Зона проникнення, см
579 Битківська	1680-1692	Мл-2 12	8	48	0,62	5,5/5,5	20/14	0,4/1,0	1,9	12	28/36/67	0,6	10
Об'єм СКР+ГКР-0,91 м ³ /м, а ПРР –1,67 м ³ /м товщини; q _н =1,1т/д, води–14%, Гф= 1900м ³ /т Додатковий видобуток нафти всього 1673 т, на один місяць 35 т/міс. Газу – 1,59 млн м ³ ; Тривалість -48 місяців													
485 Битківська	2246-2259	Мл 2-10	10	63	0,51	5,5/5,5	22/14	0,25/0,55	1,9	13	12/19/28	0,6	10
Об'єм СКР+ГКР-1,1 м ³ /м, а ПРР –1,0 м ³ /м товщини; q _н =0,75 т/д, води–60%, Гф= 520м ³ /т Додатковий видобуток нафти всього 1071 т, на один місяць 41т/міс. Газу – 0,47 млн м ³ ; Тривалість -26 місяців													

Примітки: *) тріщина, утворена СКР/ СКР+ГКР/ СКР+ГКР+ПРР

За даними гідродинамічних досліджень виявлено підвищення проникності пластів у привибійній зоні та зменшення скін-ефекту, що підтверджує ефективність застосованої технології.

Отже, в результаті аналізу розкриття і розвитку тріщин під час інтервальних КГРП виявлено зони дії СКР, СКР+ГКР і СКР+ГКР+ПРР, кількісно визначено розміри тріщин, розміри зон розчинення і зон проникнення продуктів реакції під час дії на пласти невеликої товщини.

Оскільки більшість КГРП (табл.1) проведено по всьому розрізу свердловини, де інтервали перфорації в продуктивних пластах розділені інтервалами непродуктивних порід, тобто умови обробки значно відрізняються, розглянемо приклад типового процесу гідророзриву в свердловині 1522-Долинська.

Свердловина розташована в нерозробленій частині V ділянки менілітових відкладів Долинського родовища. Нижні меніліти перфоровані в інтервалі 2240-2142 м, середні – в інтервалі 2017-1857 м. Вибій – 2258 м. Перфорацією розкрито низькопроникні нафтонасичені алевролітисті пісковики пористістю 9 %. Свердловина експлуатується ШГН з поточним дебітом 1,2 т/д нафти, води – 0,03 т/д, обводненістю 12 %, газовим фактором – 280 м³/т. Градієнт пластового тиску – 0,9 МПа на 100 м глибини свердловини.

КГРП проведено 06.02.2009 р. з метою визначення видобувних можливостей покладу в цій частині родовища. Свердловину заглушили пластовою водою, опустили НКТ діаметром 73 мм на глибину 2240 м. Під час КГРП при відкритому затрубному просторі запомпували 10 м³ солянокислотного розчину з витратою 0,4 м³/хв і за тиску в НКТ 4,0 МПа. При закритому затрубному просторі нагнітали 10 м³ глинокислотного розчину спочатку за тиску 19,5 МПа, який різко знизився до 17,5 МПа, тому витрату збільшили до 0,55 м³/хв, за якою тиск в НКТ піднявся до 18 МПа і стабілізувався. Тиск в затрубному просторі становив спочатку 16 МПа, а наприкінці нагнітання ГКР – 15,5 МПа. Протиснули СКР+ГКР в пласт нагнітанням в НКТ 25 м³ ПРР (пластової води з ПАР) з витратою 1,0 м³/хв та 4 м³ ПРР в затрубний простір з витратою 0,4 м³/хв за тиску в НКТ 26,8 – 25,0 МПа. Всього в пласти запомповано 10 м³ СКР і 10 м³ ГКР та 29 м³ (у пласт 23 м³) ПРР. Після завершення нагнітання за 8 хв тиск в затрубному просторі знизився від 15,3 до 13,8 МПа. Після КГРП із свердловини за два місяці додатково видобуто 69 т нафти, тобто 34 т/міс.

Для процесів, що проводять у багатопластовому розрізі на рис. 1 наведено типову термограму, записану відразу після нагнітання у пласти СКР+ГКР+ПРР в інтервалі 1800-2280 м. Рідини поглинались по всьому розрізу, у шести інтервалах. Графік зміни основних параметрів процесу наведено на рис. 2.

Швидке зниження тиску з 19,5 МПа до 17,5 МПа на початку нагнітання кислоти в пласт може свідчити про подолання певного бар'єру, кольматуючого вхід у тріщини, що розкрилися по розрізу свердловини.

Суттєвої зміни параметрів під час проведення КГРП поінтервально та в багатопластовому розрізі не спостерігається, тобто за їх зміною не

вдається визначити як розвиваються тріщини у багатопластовому розрізі. Спробуємо виявити такі зміни, порівнюючи в табл.3 параметри типових процесів з урахуванням розподілу продуктивних пластів у багатопластовому розрізі, ефективної товщини та пористості поглинаючих КР колекторів, як і у табл. 2, для поінтервальних обробок.

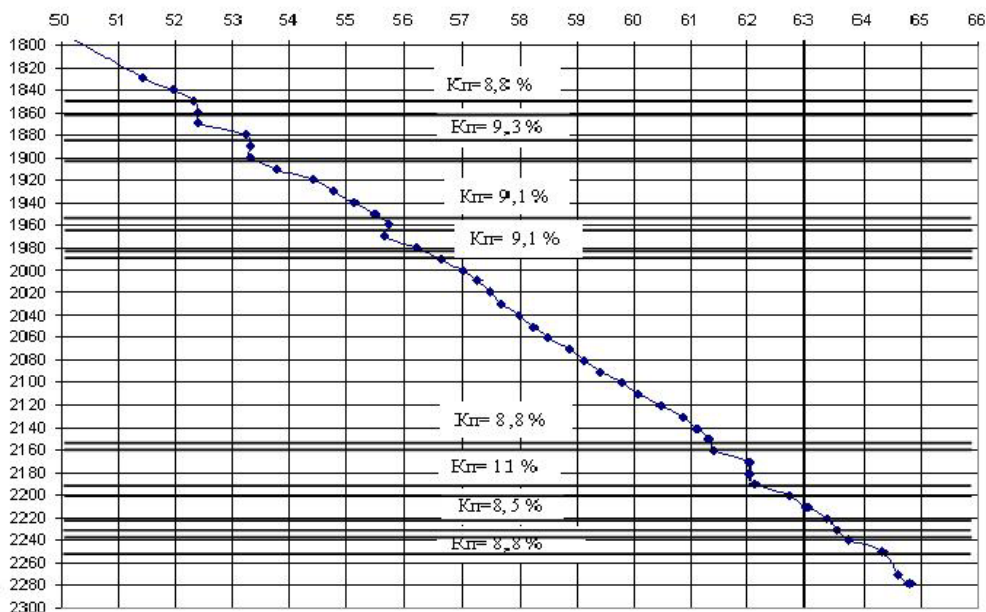


Рис. 1. Термограма після проведення КГРП у св. 1522-Долинська

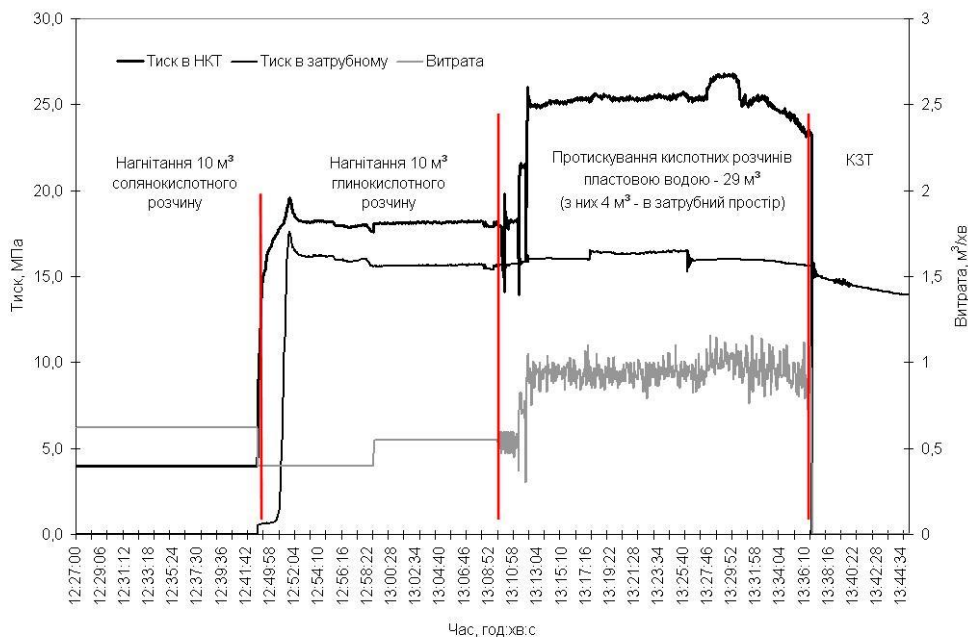


Рис. 2. Графік зміни основних параметрів при КГРП у св. 1522-Долинська

Аналізуючи дані, наведені в табл. 3, можна побачити, що під час КГРП у всьому багатопластовому розрізі:

– дії КР піддавалися 6-13 пластів товщиною по 0,5-5,0 м, загальною товщиною 16,5-25,0 м і пористістю 9,0-11,0 %, а градієнт пластового тиску становив 0,88-1,03 МПа на 100 метрів глибини залягання пластів;

– запомпований у пласт об'єм рідин становив 10-11 м³ СКР +10-11 м³ ГКР+20 - 35 м³ рідини протискування з витратою 0,9-1,0 м³/хв при градієнтах тиску розриву 1,75-2,0 МПа на 100 метрів глибини свердловини;

– під час нагнітання в пласт СКР і ГКР з постійною витратою спостерігалось зниження тиску на усті свердловин на 2,0-4,5 МПа, що свідчить про активну взаємодію їх з породами;

– для розрахунку розмірів вертикальної еквівалентної тріщини і зон розчинення в багатопластовому розрізі застосовано досвід моделювання поінтервальних КГРП. Для цього замінено численні пласти в багатопластовому розрізі одним пластом, товщина якого дорівнює їх сумарній товщині. При дотриманні таких передумов зони розчинення породи СКР і ГКР по довжині тріщин на їхніх стінках у свердловинах з пластовою температурою 60 °С і вертикальною тріщиною шириною 0,05-0,06 см дорівнюють відповідним півдовжинам проникнення кислоти по створених ними тріщинах, а саме: 10-22 м – для СКР та 18-30 м – для ГКР. Ширина тріщин після розчинення глинисто-карбонатних складових породи змінюється незначно, але навколо тріщини створюється зона підвищеної проникності порід шириною 8,0-10,0 см. Зерна кварцу, що відокремилися від стінок тріщин, а також нерозчинні компоненти кольматанту під час нагнітання ПРР по розкритих тріщинах півдовжиною 28-40 м переміщуються по них та закріплюють після зниження тиску на усті.

Таким чином, проведено аналіз розкриття і розвитку тріщин під час проведення КГРП у свердловинах з багатопластовим розрізом, виявлено зони дії СКР, СКР+ГКР і запомпованої після них рідини протискування, кількісно визначено розміри тріщин, розміри зон розчинення і зон проникнення продуктів реакції під час дії на численні пласти невеликої товщини.

З наведених в табл. 3 прикладів процесів можна побачити, що параметри ефективного КГРП у свердловині 1522-Долинська практично не відрізняються від параметрів у свердловині 1686-Бориславська, тому меншу ефективність обробок можна пояснити проникненням КР у малопродуктивну частину розрізу свердловин. Водночас практичні результати КГРП за описаною технологією свідчать про можливість одержання високого додаткового видобутку нафти під час його застосування у багатопластовому розрізі.

Таблиця 3 – Характеристики свердловин і технологія КГРП в теригенних колекторах

№ свердловини, горизонт експлуатації	Інтервали перфорації, м	Інтервали поглинання, м	Ефект. товщини поглинаючих пластів, м	Пористість, %	Температура пласта, °С	Градент $R_{пл}$, МПа на 100 м	Витрата нагнітання / пропускання, м ³ /хв	Градент $R_{пл}$, МПа на 100 м	Розміри вертикальної тріщини (по аналогії)			
									висота, м	підовжина, м	ширина, мм	зона проникнення, см
1522 Долінська, МІ	1856-1867	1860-1870	3,5+0,5	8,8								
	1887-1908	1890-1910	(4x0,5)+1,5	9,1-9,3								
	1954-1963	1960-1970	3,5	9,1								
	1980-1990											
	2000-2017											
Еквівалентний пласт	2142-2150	2150-2160	1,5+0,5	8,0-8,8								
	2214-2218	2120-2140	2,5+1+1	8,0-10,0								
	2225-2240	2050-2150	17,5	9,0	60	0,88	0,5/ 1,0	1,75	17,5	12+19 +28	0,6	10
Об'єм (СКР+ГКР)=(10+10), м ³ і ППР(всього / в т.ч. в пласт)= (29/20) м ³ ; $q_{нр}$ =1,7 т/д, води-8 %, Гф= 310 м ³ /т; Додатковий видобуток нафти 69 т, на один міс. Газу – 0,02 млн м ³ ; Тривалість, два місяці												
1686 Бориславський а, РІ	2040-2053											
	2057-2064	2045-2080	2+2	8,8-9,5								
	2070-2078	2090-2125	5+1,5+2	8,0-11,4								
	2092-2098	2135-2150	4	9,9								
Еквівалентний пласт	2114-2126											
	2135-2150	1850-2250	16,5	9,5	60	0,95	0,5/ 0,9	1,73	16,5	22+30 +40	0,5	8
Об'єм (СКР+ГКР)=(11+11), м ³ і ППР(всього / в т.ч. в пласт)= (43/20) м ³ ; $q_{нр}$ =0,7 т/д, води-80 %, Гф= 1230 м ³ /т; Додатковий видобуток нафти 644 т, на один місяць 26 т/міс. Газу – 0,79 млн м ³ ; Тривалість – 15 місяців												

Вперше змодельовано за програмами Меєра розміри тріщин за зміною тиску і витрати під час проведення КГРП, проаналізовано їх розвиток при послідовному нагнітанні в пласт СКР, ГКР і ПРР, визначено зони розчинення по тріщині та навколо неї. Для підвищення ефективності КГРП доцільно збільшувати розміри зони розчинення шляхом збільшення витрати та об'ємів СКР, ГКР і ПРР.

Проблема керування дією СКР+ГКР у розрізі свердловини найкраще вирішується шляхом поінтервальної дії, наприклад, в зоні обмеженої перфорації, або виділенням пластів між двома пакерами. Однак така технологія з різних причин не завжди може бути застосована, отже, необхідно працювати над її удосконаленням, так, щоб дія кислотного розчину була спрямована у потрібну частину розрізу свердловини.

Література

1. Качмар Ю.Д. Пат. UA 18091 Україна, МПК E21B 43/26. Спосіб кислотного розриву пласта / Ю.Д. Качмар, В.В. Цьомко, Ф.М. Бурмич; Опубл. 16.10.2006, Бюл. № 10.
2. Качмар Ю.Д. Кислотний розрив теригенних і карбонатних пластів родовищ України / Ю.Д. Качмар, Ф.М. Бурмич, В.В. Цьомко, Я.О. Заливаха // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2008. – № 2(27). – С. 21-25.
3. Качмар Ю.Д. Нова технологія кислотного розриву пласта / Ю.Д. Качмар, Ф.М. Бурмич, В.В. Цьомко, Я.О. Заливаха // “Перспективи нароощування та збереження енергетичних ресурсів України” Збірник наукових праць науково-технічної конференції, 06-08 грудня 2006. – Івано-Франківськ, 2006. – С. 61-63.

*Стаття постуила в редакційну колегію 06.07.2009 р.
Рекомендовано до друку д.т.н., професором Яремійчуком Р.С.*

ANALYSIS OF USING NEW TECHNOLOGY OF FORMATION ACIDIC FRACTURING OF TERRIGENOUS COLLECTORS

Yu. D. Kachmar, V. V. Tsomko, I. F. Klymovych, Ya. O. Zalyvakha

Scientific-research and design institute of JSC "Ukrnafta";

Ivano-Frankivsk, Pivdenny bulvar Pushkina, 2;

tel/fax +380 (342) 77-61-40, 77-61-49; e-mail: grp@ndpi.ukrnafta.com

The disclosure and development of fractures during interval action by acids on single formation and action on the whole multiple-zone drill core of wells are analyzed. The fractures sizes, sizes of dissolution zones rocks in the fracture and around them in such conditions are detected. An example of acidic fracturing in multiple-zone drill core of wells is presented. The results of new technology using are showing.

Key words: *acidic fracturing, interval action, action on the whole drill core, terrigenous rocks*