

СТАН ТА ПЕРСПЕКТИВИ ТЕРМОХІМІЧНИХ ТА ТЕРМОКИСЛОТНИХ ТЕХНОЛОГІЙ ОБРОБЛЕННЯ ПРИВИБІЙНОЇ ЗОНИ ПЛАСТА

Я.Б. Тарко

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727141,
e-mail: jart_b@ukr.net

Проведено огляд та аналіз основних напрямків розвитку термохімічних та термокислотних методів дії на привибійну зону пластів з метою підвищення їх продуктивності. Показано, що внутрішньопластові оброблення мають суттєві переваги над внутрішньосвердловинними технологіями. Однак, в зв'язку з високою вартістю екзотермічних реагентів та технологічною складністю внутрішньопластових оброблень при використанні дрібнозернистих матеріалів, застосування даної технології в свердловинах вітчизняних родовищ значно скоротилося. В статті наведено результати досліджень нових високоенергетичних реакцій, а саме розрахунки їх екзотермічних ефектів, експериментальних досліджень швидкості корозії синтезованої соляної кислоти та особливості взаємодії азотної кислоти з карбонатами та продуктами корозії. Описано технологічні схеми термохімічних та термокислотних оброблень привибійної зони пластів.

Ключові слова: свердловина, продуктивний пласт, привибійна зона, соляна кислота, азотна кислота, магній, корозія, гідророзрив пласта.

Проведен обзор и анализ основных направлений развития термохимических и термокислотных методов воздействия на призабойную зону пластов с целью повышения их производительности. Показано, что внутрискважинные обработки имеют существенные преимущества перед внутрисвердловинными технологиями. Однако, в связи с высокой стоимостью экзотермических реагентов и технологической сложностью внутрискважинных обработок при использовании мелкозернистых материалов, применение данной технологии в скважинах отечественных месторождений значительно сократилось. В статье приведены результаты исследований новых высокоэнергетических реакций, а именно расчеты их экзотермических эффектов, экспериментальных исследований скорости коррозии синтезированной соляной кислоты и особенности взаимодействия азотной кислоты с карбонатами и продуктами коррозии. Описаны технологические схемы термохимических и термокислотных обработок призабойной зоны пластов.

Ключевые слова: скважина, продуктивный пласт, призабойная зона, соляная кислота, азотная кислота, магний, коррозия, гидроразрыв пласта.

The article presents a review and analysis of the main directions of development of thermochemical and thermal acid treatment of bottomhole formation zone in order to improve their productivity. It is shown that in-situ treatment has significant advantages compared with internal wellbore technologies. However, due to the high cost of the exothermic reagents and technological complexity of internal wellbore treatments using fine materials, the usage of this technology in wells in domestic deposits decreased considerably. The article presents the results of new research high energy reactions, such as estimates of exothermic effects, experimental studies of the corrosion rate of synthesized hydrochloric acid and special features of nitric acid reaction with carbonates and corrosion products. Technological schemes of thermochemical and thermal acid treatment of bottomhole formation zone were described.

Key words: well, reservoir, bottomhole zone, hydrochloric acid, nitric acid, magnesium, corrosion, hydraulic fracturing.

Вступ. Однією з основних причин зниження продуктивності пластів є забруднення привибійної зони, яке відбувається як на стадії будівництва свердловин, так і в процесі їх експлуатації. Під час розкриття пластів та проведення у свердловинах ремонтних робіт у привибійну зону проникають рідка та тверда фази бурового розчину та інших технологічних рідин, що спричиняє значне погіршення фільтраційних властивостей колектора. В процесі експлуатації нафтогазових покладів під час руху газорідної суміші за вибійних тисків, нижче тиску насичення нафти газом суттєво зменшується пластова температура. Дослідження на Битківському родовищі свідчать, що вже при депресіях тиску порядку 6-10 МПа газові фактори досягають 500-1500 м³/м³ і це знижує пластову температуру на 10-20°C. В результаті відбувається закупорювання порового середовища кристалізованим парафіном, причому за незначних де-

пресій тиску радіус зони кристалізації досягає 1,7 м, а при високих – до 30 і більше метрів [1].

У більш віддалених зонах, де пластова температура є меншою температури кристалізації парафіну, збільшується в'язкість нафти і знижується її рухомість. Наприклад, для нафт родовищ Азербайджану зміна температури з 50 до 30 °C призводить до збільшення кінематичної в'язкості з 0,2 до 0,6 см²/с, а до 15 °C – 1,4 см²/с [2]. Проведені нами експериментальні дослідження високов'язкої газонасиченої під тиском 10 МПа нафти горизонту В-17 свердловини 94 Бугруватівського родовища свідчать, що якщо за температури 98°C динамічна в'язкість становить 4,9 мПа·с, то вже при температурі 77 °C вона зростає до 11,08 мПа·с, при 50 °C – до 26,6 мПа·с, а при 30 °C – до 48,9 мПа·с [3]. В реальних умовах, в'язкість нафти зростає ще більше за рахунок виділення з неї розчиненого газу.

Огляд відомих досліджень та виділення невирішених проблем. Результати теоретичних досліджень та промисловий досвід свідчить, що в умовах кристалізації парафінів та загустіння нафти у привибійній зоні пласта, одним з найбільш ефективних шляхів подолання цього негативного явища є застосування теплової дії на пласт. Найбільш простими у технологічному відношенні є способи підвищення температури, засновані на закачуванні у пласт нагрітих рідин (переважно, легких нафт, конденсату чи води), а також насиченої пари. Однак розрахунки та промислові дослідження показують, що ефективність застосування цих технологій обмежується глибиною свердловин до 500-800 м. З її збільшенням, внаслідок втрат тепла у металевих конструкціях свердловин, свердловинній рідині та у масиві гірських порід, теплоагенти надходять на вибій з температурою, яка не відрізняється від пластової або її менша за неї.

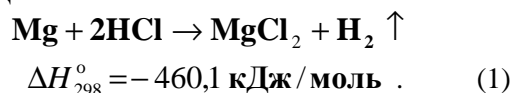
Застосування з цією метою електротеплової обробки з використанням вибійних електронагрівачів більш ефективно, однак і тут мають місце значні втрати тепла, оскільки процес нагрівання відбувається у свердловині, і передача тепла здійснюється через експлуатаційну колону та цементне кільце. Окрім того, існуючі конструкції електронагрівачів не завжди надійні в умовах високих вибійних тисків та контактування з агресивними пластовими та робочими рідинами. Здебільшого, з цієї причини електронагрівачі в даний час на вітчизняних промислах не застосовуються.

Одними з найбільш перспективних є методи теплової дії здійсненням термохімічного впливу на пористе середовище та пластовий флюїд. В основу технологій даного напрямку покладено використання екзотермічних реакцій між різноманітними реагентами, які проводять на вибої свердловин або у привибійній зоні пласта. Ці технології можна поділити на дві групи: власне термохімічної та термокислотної дії. У першому випадку взаємодія реагентів відбувається з отриманням тільки теплового ефекту, у другому – в результаті того, що серед продуктів реагування є кислотні розчини з достатньою залишковою концентрацією, поряд з тепловим ефектом відбувається хімічне розчинення компонентів гірських порід, а також привнесених ззовні в пласт механічних домішок. Кислотний розчин під час таких оброблень має високу температуру, тому розчинення порід та продуктів забруднення значно зростає.

Значний внесок у розвиток цих методів зробили Ю.А. Балакіров, В.С. Кроль, Б.Г. Логінов, Л.Г. Малишев, Ш.С. Гарифуллін та ін., дослідження яких сприяли широкому застосуванню на промислах Азербайджану та Урало-Поволжжя Російської Федерації термохімічних обробок з використанням реакції пруткового магнію з соляною кислотою у спеціальних вибійних реакторах [4].

Магній повністю розчиняється у кислоті і не утворює солей в твердому чи колоїдному стані при взаємодії з кислотою, породою та

пластовими флюїдами. Ця реакція є екзотермічною з виділенням 460,1 кДж/г-моль тепла або 18,9 МДж на 1 кг магнію:



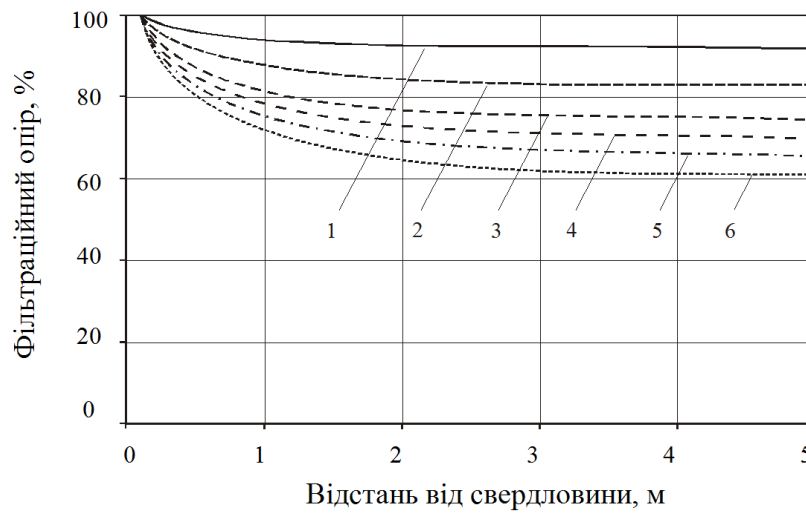
Експериментальні дослідження свідчать, що якщо не брати надлишок кислоти, тобто проводити термохімічну обробку, то температура розчину зростає більш як на 300 °С. Зі збільшенням кількості кислоти, зростає теплоємність розчину, і температура його нагрівання зменшується. Оптимальний об'єм 15% солянокислотного розчину становить в середньому 80 л на 1 кг магнію, при цьому температура розчину збільшується на 75 °С, а концентрація кислоти знизиться з 15 до 11,4%.

Подальший розвиток термохімічних технологій пов'язаний з розробкою способів внутрішньопластових оброблень, суть яких полягає в тому, що в процесі гідророзриву в тріщини пласта вводять порошок або гранульований магній з наступним закачуванням солянокислотного розчину. Ці технології мають незаперечну перевагу в тому, що екзотермічна реакція відбувається безпосередньо у пласті, завдяки чому виключаються непродуктивні витрати тепла, а також корозія труб. Крім того, значний позитивний ефект має і гідророзрив пласта.

Для попередження забруднення пласта важкорозчинним осадом гідроксиду магнію та надходження магнію у пласт в активному стані розроблено технології з подаванням його в різних рідинах-носіях: розчинах перманганату калію, луго з крохмалем, формальдегіду, сульфітно-спиртової барді. Розроблено також технології з додаванням різноманітних розчинників, у поєднанні з пінокислотною обробкою. Для збільшення радіусу кислотного оброблення запропоновано спеціальні рецептури кислотних розчинів сповільненої дії.

Ще одним різновидом технології проведення робіт є створення у свердловині псевдозрідженого шару магнію. Так, Г.Г. Мустафін запропонував подавати магній на вугледоневій рідині через затрубний простір, а соляну кислоту по НКТ, і подальший рух магнію в кислоті до пласта здійснювати у псевдозрідженому режимі. У технології, розробленій В.С. Бойком, В.М. Дорошенком та ін., соляна кислота закачується у фільтрову зону, після чого через НКТ за схемою прямого промивання проводиться циркуляція рідини-носія з магнієм зі швидкістю, яка забезпечувала осідання гранул магнію в розчин кислоти.

Ефективність застосування оброблень з використанням магнію та соляної кислоти на різних родовищах різна. Так, Г.Г. Мустафін вказує, що в умовах родовищ Татарії ефективність технології зі створенням псевдозрідженого шару в 2,25 рази вища порівняно з солянокислотними обробленнями. На Бакинських промислах ефективність оброблень з використанням реакційних наконечників складала 52%, а внутрішньопластові оброблення мали 100%



1 – 0,8; 2 – 0,6; 3 – 0,4; 4 – 0,3; 5 – 0,2; 6 – 0,1

Рисунок 1 – Залежність відносного фільтраційного опору в привибійній зоні за лінійного закону зниження в'язкості нафти від ступеня її зменшення на стінці свердловини (μ_1 / μ_2)

успішність, причому середня тривалість ефекту в першому випадку становила 49 діб, а в другому – 189 діб. За даними В.М. Дорошенка успішність оброблень пласта з використанням гранульованого магнію, проведених в 20 свердловинах вітчизняних родовищ, склала 87,5%. При цьому середній дебіт нафти збільшився з 5,8 до 10,1 т/добу за тривалості ефекту 9,4 місяця, в той час, як успішність солянокислотних оброблень в цей період становила 59,6%.

Однак в останні роки з низки причин, в тому числі і у зв'язку з суттєвим здорожчанням магнію та його дефіцитом, дані оброблення на вітчизняних промислах майже не проводиться.

Іншим важливим напрямком розвитку термохімічних методів є розробка технологій з використанням рідких реагентів [5]. Тут слід відзначити дослідження вітчизняних вчених Зезекала І.Г., Світлицького В.М., Щербини К.Г., Іванків О.О. та ін. Перевагою цих технологій є те, що для введення реагентів у пласт не потрібно здійснювати гідророзрив, який є найбільш трудомісткою та складною операцією в практиці інтенсифікаційних робіт. Крім цього, застосування рідких реагентів дозволяє значно збільшити об'єм обробленого пласта за вертикальним розрізом.

Найпростіші технології даного напрямку базуються на проведенні в продуктивному пласті екзотермічних реакцій між розчинами кислот та лугів, в тому числі і в присутності вуглеводневих розчинників, однак ці реакції мають незначний питомий тепловий ефект [4].

Цілий ряд перспективних технологій термохімічних оброблень розроблено О.І. Акульшиним, В.В. Бантушом, Ю.О. Зарубіним та ін. Ними пропонується закачувати в пласт аміак та хлористий водень, реакція між якими проходить з екзотермічним ефектом 177 кДж/моль тепла. Цими ж авторами запропоновано використовувати реакцію між аміаком та формаліном, в результаті якої виділяється 368 кДж/моль тепла.

Огляд відомих досліджень і технологій термохімічних і термокислотних оброблень показав, що застосування дрібнозернистих матеріалів, типу гранульованого чи порошкового магнію, можливе тільки за умови проведення ГРП, а відомі технології закачування рідких реагентів мають недостатній екзотермічний ефект.

Виклад основного матеріалу

Нами проведено оцінку впливу температури у привибійній зоні пласта на продуктивність свердловини за формулою усталеного припливу нафти за зміни в'язкості нафти у привибійній зоні за певним законом. Результати розрахунків фільтраційного опору під час руху нафти в пласті, у якому в результаті прогрівання привибійної зони в радіусі 5 м в'язкість нафти змінюється за лінійним законом від μ_2 ($\mu_2 = 5$ мПа·с) у віддаленій зоні до μ_1 ($\mu_1 = var$) на вибої свердловини зображено на рис. 1. Як видно, зі зменшенням в'язкості нафти з 5 до 2 мПа·с фільтраційний опір в зоні пласта радіусом 1 м від свердловини відносно його величини за незмінної в'язкості зменшиться на 18,8%, подальше зниження в'язкості до 1 мПа·с зменшить його на 25,1%, а в зоні пласта до 1,5 м за цих же в'язкостей відповідно на 21,5% і 28,7%.

З зображення графіка можна зробити висновок, що зниження в'язкості нафти внаслідок її нагрівання у привибійній зоні суттєво збільшує швидкість фільтрації та продуктивність пласта, причому основний ефект дає прогрівання пласта на глибину до 1-1,5 м.

Необхідно відмітити, що під час нагрівання привибійної зони пласта, окрім зменшення в'язкості нафти, відбуватиметься і розплавлення кристалізованого парафіну, що ще більше підвищить проникність породи.

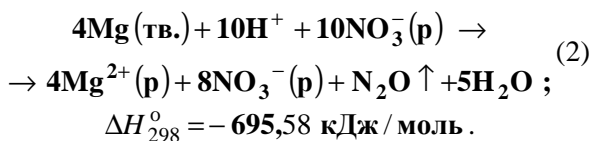
З метою підвищення ефективності впливу на привибійну зону пласта за рахунок збільшення кількості тепла нами розроблено техно-

логію термохімічного оброблення, яка базується на взаємодії в пласті розбавленої азотної кислоти з магнієм.

Азотна кислота входить до числа найбільш сильних кислот і її характерною властивістю є яскраво виражена окисна спроможність (ентальпія утворення HNO_3

$\Delta H_{298}^{\circ} = -173,0$ кДж/моль). Магній є сильним відновником (ентальпія утворення Mg^{2+} $\Delta H_{298}^{\circ} = -461,96$ кДж/моль).

Найбільш поширена схема реагування магнію з азотною кислотою, в якій азот відновлюється до закису азоту. Оскільки магній взаємодіє з водним розчином кислоти, то з врахуванням дисоціації електролітів на іони реакція має вигляд:



Нітрат магнію, який утворюється в результаті реакції, має вигляд безбарвних гігроскопічних кристалів, що добре розчиняються у воді. Як і всі нітрати, він, легко відщеплюючи кисень, за високої температури є енергійним окисником, проте у водному розчині окисні властивості, навпаки, майже не проявляються.

Закис азоту – безбарвний газ, що розчиняється у воді, проявляє сильні окисні властивості і з органічними речовинами може утворювати вибухоспроможні суміші.

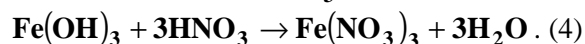
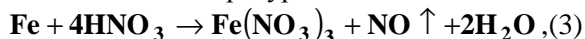
Згідно з законом Гесса тепловий ефект для стандартних умов, визначений за ентальпіями утворення сполук реакції, становить 697,2 кДж/моль, а за ентальпіями іонів – 695,6 кДж/моль.

Характер взаємодії азотної кислоти з активними металами залежить від умов реакції (концентрації кислоти, температури, ступеня подрібненості магнію тощо). Азот у нітрогрупі може відновлюється до NO_2 , NO , N_2 або NH_3 , причому аміак з надлишком кислоти утворює нітрат амонію. Однак, незалежно від особливостей протікання реакції між магнієм та азотною кислотою, взаємодія цих реагентів відбувається з виділенням значної кількості тепла: від 22,73 до 29,72 МДж на 1 кг магнію. Необхідна кількість азотної кислоти з розрахунку на 100% концентрацію, яка забезпечить повне реагування з 1 кг магнію, становить 6,481 кг або 4,29 л, при цьому магній повністю прореагує, а кислота нейтралізується.

Для проведення термокислотного оброблення кількість азотної кислоти потрібно брати з надлишком для того, щоб частина кислотного розчину провзаємодіяла з магнієм, а надлишок кислоти разом з тим об'ємом, що нейтралізувався, мав залишкову концентрацію, достатню для взаємодії з породами пласта та продуктами його коьмтатації.

Важливою проблемою при реалізації технологій з використанням сильних кислот є корозія кислотними розчинами підземного облад-

нання свердловин, яка значно підсилюється з підвищенням температури:



Це явище характерно як для соляної, так і для азотної кислот, однак остання у розбавленому вигляді має особливо високу хімічну активність і викликає інтенсивну корозію металу, а азотнокисле залізо, що утворюється у нейтралізованому розчині, гідролізується з випаданням нерозчинної у воді основної солі $FeOH(NO_3)_2$, яка закупорює поровий простір. Через це у на практиці закачування азотної кислоти з поверхні не застосовують.

У зв'язку з цим, розроблено методи, що ґрунтуються на закачуванні нейтральних до металу реагентів, які взаємодіють у пласті з утворенням відповідних кислот.

Азотну кислоту в пластових умовах можна отримати способом, в якому використовується реакція між фурфуролом та нітратом гідроксиламіну [6]. Ще одним методом отримання розчину азотної кислоти безпосередньо в пласті є спосіб, у якому використовується азотнокислий карбамід [7].

Проведенням реакцій між хлоридом амонію NH_4Cl і формаліном CH_2O можна отримати соляну кислоту, а між азотнокислим амонієм NH_4NO_3 та формаліном – азотну кислоту [8].

Реакції утворення відповідних кислот можна описати такими рівняннями:



$$\Delta H_{298}^{\circ} = -58,24 \text{ кДж/моль} \quad (5)$$



$$\Delta H_{298}^{\circ} = -182,20 \text{ кДж/моль} \quad (6)$$

Хлорид амонію має вигляд безбарвних слабогігроскопічних кристалів,

($\Delta H_{298}^{\circ} = -314,2$ кДж/моль, розчинність 37,2 г в 100 г води (20 °С) і 74,3 г (100 °С). Використовують, зазвичай, як якості азотні добрива.

Нітрат амонію – це безбарвні гігроскопічні кристали ($\Delta H_{298}^{\circ} = -365,7$ кДж/моль, розчинність у 100 г води – 212 г (25 °С), 346 г (50°С). Нітрат амонію є високоенергетичною речовиною, яка в суміші з горючими матеріалами утворює вибухові речовини – амоніали та грануліти. Також застосовують його як добрива.

Формалін є 37-40% водним розчином формальдегіду. Це безбарвна рідина ($\Delta H_{298}^{\circ} = -150,21$ кДж/моль). Дуже реакційно зданий, сильний відновник.

Розрахунки показали, що при взаємодії реагентів за теоретичними витратними масовими коефіцієнтами максимальна концентрація синтезованої азотної кислоти становить 32,7%, а соляної – 22,0% мас. Продукт реакції *уротропін* $C_6H_{12}N_4$ ($\Delta H_{298}^{\circ} = -136,82$ кДж/моль) має властивості інгібітора корозії, і його кількість у синтезованому розчині соляної кислоти сягає 21%, а в азотній кислоті – 18%.

Таблиця 1 – Результати дослідження корозії взірців сталі солянокислотними розчинами

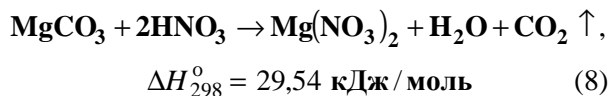
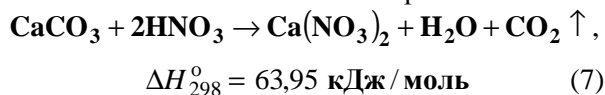
Час дослід., год.	Швидкість корозії, г/м ² ·год.					
	Техн. 15% HCl з ПБ-5 за температур, °C		Техн. 15% HCl з ПБ-5 і КІ за температур, °C		Синтезована 14,4% HCl за температур, °C	
	60	80	60	80	60	80
0,25	530,1	1832,1	335,1	1263,8	32,6	123,8
0,5	464,7	1742,3	287,2	1147,5	26,8	-
1	380,5	1611,2	225,8	1010,8	20,0	74,1
2	265,6	1426,7	155,2	813,5	14,3	61,9
3	188,5	1320,0	117,5	684,5	12,1	61,0
4	150,0	1254,2	108,4	613,9	10,8	60,4

Для підтвердження теоретичних розрахунків хіміко-технологічних параметрів вказаних реакцій проведено експериментальні дослідження. Вони проводилися як за нормальних умов, так і у спеціальному автоклаві, де реагенти взаємодіяли за пластових температур і тисків. Зі підвищенням температури вище 100 °C утворення кислот сповільнюється, що пояснюється випаровуванням частини формаліну. Аналогічно впливає на швидкість реакції і її проведення у вуглеводневому середовищі, що викликано адсорбцією активних компонентів нафти на гранулах солей амонію та зменшенням площі контактування реагентів.

Дослідження корозійної здатності синтезованих кислотних розчинів показало, що швидкість корозії взірців труб порівняно з технічною кислотою тієї ж концентрації через 15 хв. нижча в середньому в 16 разів, а через 1-2 год. – в 19 разів (60 °C) і в 23 рази (80 °C).

Подальші експериментальні дослідження були спрямовані на вивчення особливостей взаємодії синтезованих кислотних розчинів з карбонатними породами.

Реакція азотної кислоти з кальцитом і доломітом можна описати такими рівняннями:

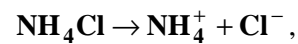


У складі кольматуючого матеріалу є і продукти корозії підземного обладнання, наприклад, гідроокис заліза. При взаємодії з азотною кислотою він розчиняється за реакцією (4).

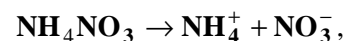
Дослідження на зразках мармуру показали, що розчинення карбонату в технічних кислотах відбувається практично однаково протягом приблизно 20 хв., у синтезованих кислотах цей процес протікає значно повільніше: розчинність за цей же проміжок часу в азотній кислоті менша в 9 раз, а в соляній – в 6 раз. Це пояснюється, насамперед, присутністю серед продуктів реакцій уротропіну. Досліди за підвищених температур в автоклаві свідчать, що синтезовані кислоти розчиняють 40-60% кальциту і реагування в цих умовах також значно сповільнюється.

Як видно з реакцій (5-6), процес утворення кислот даним способом також відбувається з

виділенням тепла. Однак, перший етап цих реакцій супроводжується зниженням температури за рахунок ендотермічного ефекту, який проявляється під час гідратації, розчинення та дисоціації солей амонію у воді. Інтегральна ентальпія розчинення хлориду та нітрату амонію становить



$$\Delta H_{298}^{\circ} = 15,13 \text{ кДж/моль}; \quad (9)$$



$$\Delta H_{298}^{\circ} = 25,73 \text{ кДж/моль}. \quad (10)$$

На початковому етапі взаємодії реагентів відбувалось зниження температури в зоні реакції на 10-12 °C і лише впродовж 20-30 хв. утворений кислотний розчин нагрівався до початкової температури. Додавання магнію призводить до підвищення температури реакційної суміші на 40-90 °C залежно від кількості магнію.

На рис. 2. наведено залежності залишкової концентрації кислотного розчину, температури реакційного середовища та пласта і питомої глибини теплового впливу (з розрахунку на 1 м товщини пласта) в залежності від зміни маси солей амонію та формаліну відносно теоретичних витратних масових коефіцієнтів та відповідно такої ж зміни маси утворених кислот.

Реалізація способу з закачуванням соляної кислоти та магнію відбувається за звичайною технологією і лише у високотемпературних свердловинах необхідно застосовувати схему отримання кислотного розчину з нейтральних реагентів безпосередньо в пласті. Враховуючи значно більшу агресивність розчинів азотної кислоти, закачувати їх насосно-компресорними трубами звичайним способом не можна, тому необхідно застосовувати описані вище способи отримання кислоти в пластових умовах.

Переваги технології з використанням азотної кислоти полягають у підвищенні ефективності термокислотного оброблення пласта за рахунок більшого у 1,5 рази порівняно з реакцією магнію з соляною кислотою теплового ефекту. Це означає, що, взявши однакову кількість магнію та відповідні об'єми кислот, при використанні азотної кислоти можна значно збільшити ступінь та розмір зони прогріву, або, за



Рисунок 2 – Залежність температури розчину (1) та пласта (2), залишкової концентрації HNO_3 (3) та питомого радіусу зони оброблення (4) від зміни мас NH_4NO_3 та CH_2O

умови однакового нагрівання, на 50% зменшити масу необхідного магнію. Крім того, азотна кислота та продукти її реакції (азот та діоксид вуглецю) знижують в'язкість нафти з великим вмістом асфальто-смолистих речовин, а також діють як деемульгатор на обводнену нафту.

Висновки

1. Аналіз стану термохімічних та термокислотних оброблень привибійної зони пласта свідчать, що використання даного методу інтенсифікації на вітчизняних нафтових промислах не виправдано зменшилось, хоча умови для його ефективного застосування є на багатьох родовищах.

2. Проведені дослідження свідчать, що технології, які базуються на проведенні взаємодії дрібнодисперсного магнію з азотною кислотою, утвореною з нейтральних реагентів, є ефективною як з точки зору збільшення теплового впливу, так і виключення корозії металу.

3. Необхідно ширше впроваджувати комплексні види діяння, насамперед поєднання термокислотних оброблень з гідророзривом пласта.

4. Перспективним напрямком розвитку термохімічних та термокислотних технологій є використання рідких реагентів.

4. Враховуючи високу енергетичну спроможність низки новітніх реагентів, їх токсичність і вибухонебезпечність в певних умовах, потрібно строго регламентувати та витримувати допустимі концентрації, умови зберігання, транспортування та проведення робіт на гирлі та безпосередньо у свердловинах, виконуючи всі необхідні заходи з техніки безпеки та охорони довкілля.

Література

1 Видобування нафти в ускладнених умовах / В.С.Бойко, Р.В. Бойко, Р.В. Грибовський та ін.; за ред. проф. В.С.Бойка. – Івано-Франківськ: Нова зоря, 2013. – 771 с.

2 Геотермические исследования нефтяных и газовых месторождений / Мехтиев Ш.Ф., Мирзажанзаде А.Х., Алиев С.А. – М.: Недра, 1971. – 216 с.

3 Тарко Я.Б. Дослідження реологічних характеристик високов'язкої нафти Бугруватівського родовища // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2004. – № 3(12). – С. 81-86.

4 Руководство по кислотным обработкам скважин / Логинов Б.Г., Малышев Л.Г., Гарифуллин Ш.С. – М.: Недра, 1966. – 219 с.

5 Розробка технологій та технічних засобів для забезпечення надійності постачання вуглеводнів в Україні / Божко О.Є., Коцкулич Я.С., Кравченко О.В., Тарко Я.Б. та ін. – Харків: Нове слово, 2011. – 548 с.

6 А.с. № 1383886 СССР, ДСП Способ кислотной обработки скважин / В.В. Бантуш, В.М. Дорошенко, А.И. Акульшин, Ю.А. Зарубин. Патентовласник – ИФНТУНГ.

7 А.с. 1739014 СССР Способ термохимической обработки пласта / В.В. Бантуш, Ю.А. Зарубин, А.И. Акульшин, В.М. Светлицкий. – Опубл. 07.06.92, Бюл. №21.

8 А. с. № 1527993 СССР, ДСП Способ термокислотной обработки пласта / Я.Б. Тарко, Г.А. Лесовой, Р.В. Грибовський, В.В.Бантуш.

Стаття надійшла до редакційної колегії
25.02.16

Рекомендована до друку
професором **Бойком В.С.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
канд. техн. наук **Цьомком В.В.**
(НДІП ПАТ «Укрнафта», м. Івано-Франківськ)