

ЛУЖНО-КИСЛОТНІ РОЗЧИНИ ЯК РЕАГЕНТИ КОМБІНОВАНОГО ВПЛИВУ НА ПРИВИБІЙНУ ЗОНУ ПЛАСТА

¹ М.І.Рудий,, ² В.Д.Патра

¹ НДПІ ВАТ “Укрнафта”, 76019, м. Івано-Франківськ, Північний бульвар ім. Пушкіна, 2
nafta@cndl.ukrnafta.com;

² НВФ «Нафтовик», м.Івано-Франківськ, вул. Тичини, 8а

Для комбинированного воздействия на призабойную зону пласта предлагается использовать совместно щелочные и кислотные растворы. В зависимости от геолого-промысловых условий конкретных скважин щелочные и кислотные растворы рекомендуются для проведения термохимического воздействия, термокислотного воздействия, последовательно циклической обработки ПЗП щелочным и кислотным раствором, комбинированной обработки теплом, щелочным и кислотным раствором, технологии увеличения нефтеизвлечения путем циклического нагнетания щелочного и кислотного растворов. Комбинированное воздействие на продуктивный пласт достигается за счет различных технологических схем совместного нагнетания щелочного и кислотного растворов. Детально рассмотрены условия использования каждого из методов и рекомендованы оптимальные реагенты для их использования при интенсификации добычи нефти и газа.

The joint use of alkali and acid solutions is suggested for combined effect on face zone of seam. Depending on geologic-field conditions of specific wells, alkali and acid solutions are recommended for thermochemical effect, thermoacid effect consistently cyclical treatment of face zone of seam by alkali and acid solution, combined treatment by heat, the technology of oil extraction increase in the way of cyclical injection of alkali and acid solutions. Combined effect on productive seam can be achieved by using different technological schemes of joint injection alkali and acid solutions. The conditions of the use of each method have been studied in detail. It is also recommended to use optimum reagents for the intensification of oil and gas extraction.

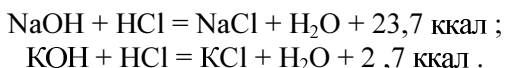
Кислотні обробки є одним з основних методів інтенсифікації, що широко застосовується у нафтопромисловій справі. Наприклад, на нафтових родовищах НГВУ „Долинанафтогаз” є чимало свердловин, на яких здійснено як мінімум двадцять свердловино-операцій з використанням різноманітних кислотних розчинів. Зв'язання свердловин до повторних кислотних обробок призводить до зниження їх ефективності. Тому підвищення ефективності повторних обробок є важливою проблемою, що потребує постійного вивчення та вдосконалення існуючих технологій кислотної дії на продуктивний пласт. Одним із шляхів вирішення цієї проблеми є застосування реагентів комбінованої дії. Завдяки різному механізму дії на породу чи пластові флюїди вказані реагенти забезпечують більш повне розчинення компонентів гірської породи, ніж окремо. Одним із прикладів реагентів комбінованої дії є спільне використання лужних та кислотних розчинів.

Слід зауважити, що лужні та кислотні розчини і окремо, і спільно вже давно використовуються для обробки привибійної зони пласта. Наприклад, тільки під час кислотних обробок можуть використовуватись не менш як десять різнопланових кислот. Це соляна, фтористоводнева, кремнійфтористоводнева, борофтористоводнева, сірчана, фосфорна, азотна, сульфамінова, оцтова, мурашина кислоти [1-6]. Однак, повторення кислотних обробок потребує нових шляхів для підвищення ефективності їх застосування. Лужні розчини окремо використовую-

ються для підвищення нафтовіддачі нафтових пластів [7]. При заводненні покладу основним фактором, що призводить до отримання ефекту, є зниження міжфазного натягу на межі нафтової та водної фаз. При цьому зниження міжфазного натягу спостерігається в дуже вузькому, характерному для кожної нафти, інтервалі концентрацій. Так, для нафти Кюровдагського та Трьохозерного родовища максимум зниження натягу досягається за 0,25% концентрації, а для нафти Кенкіякського родовища – за 0,1% концентрації луку. При цьому наявність у воді двохвалентних металів підвищує мінімальне значення міжфазного натягу, вміст хлориду натрію до 2% зменшує його. Змочення породи пласта визначає характер розподілу в ній залишкової нафти. Наприклад, для гідрофобних пластів характерне перебування нафти на поверхні порового каналу у вигляді плівки. В гідрофільних пластах залишкова нафта утримується в звуженнях значних порових каналів, де гідродинамічні градієнти тиску нижче капілярних сил. За рахунок введення луку у воду характер змочування поверхні породи реальних пластів може змінюватись з гідрофобного на гідрофільний. А це відповідно зменшує опір породи руху водної системи, що в умовах низьких показників приймальності дає змогу здійснити нагнітання водної системи і відповідно збільшити проникність цієї зони.

При спільному використанні лужних та кислотних розчинів, тобто при їх змішуванні, відбувається реакція нейтралізації з виділенням

значної кількості тепла, що використовується для здійснення термохімічної або термокислотної обробки. Так, реакції твердих гідрооксидів натрію та калію протікають з виділенням такої кількості теплоти:



І продукти реакції, і вихідні реагенти є водорозчинними речовинами, що не утворюють осадів при взаємодії з нафтою. Теплота при термохімічній реакції з використанням твердих лугів отримують за рахунок розчинення луку в воді (9,9 ккал) та за рахунок реакції нейтралізації (13,8 ккал). Концентрація соляної кислоти при термохімічній обробці зменшується приблизно на третину від початкової концентрації [8]. Недоліком твердих лугів є недостатня теплота, що виділяється в результаті реакції, порівняно з металічним алюмінієм або магнієм.

Метою даної роботи є дослідження можливості використання лужних та кислотних розчинів як реагентів комбінованої дії на привибійну зону пласта. При цьому залежно від типу забруднення та геолого-промислових умов конкретної свердловини при використанні тих самих реагентів забезпечується ефективна дія на різноманітні забруднення. Така ефективність досягається завдяки зміні технологічного порядку нагнітання лужних та кислотних розчинів. Залежно від умов це може бути термохімічна обробка, термокислотна обробка, послідовно циклічна обробка ПЗП лужним та кислотним розчином, комбінована обробка теплом, лужним та кислотним розчином, технологія збільшення нафтовилучення шляхом циклічного нагнітання лужного та кислотного розчинів.

До лужних розчинів, що використовуються в нафтопромисловій справі, належать такі речовини: гідрооксид натрію (NaOH, їдкий натр, каустична сода), карбонат натрію (Na₂CO₃, кальцинована сода), гідрооксид калію (KOH), бікарбонат натрію (NaHCO₃, питна сода), гідрооксид амонію (NH₄OH, аміачна вода), фосфат натрію (Na₃PO₄, тринатрійфосфат), силікат натрію (nSiO₂·mNa₂O, рідке скло). Найбільш сильну лужну реакцію мають розчини гідрооксиду натрію та силікату натрію. Вже за незначних концентрацій вказаних сполук в розчині досягаються високі показники значень рН – більше 12. Завдяки цьому вони використовуються самостійно як активні витисні агенти при заводненні нафтових покладів. Розчини карбонату кальцію або бікарбонату натрію мають слабку лужну реакцію і в більшості випадків використовуються для попереднього промивання пласта в композиції з ПАР. Гідрооксид амонію та тринатрійфосфат (а також триполіфосфат натрію – Na₅P₃O₁₀) є хорошими змочувачими агентами породи продуктивного пласта.

До кислотних розчинів, що використовуються в нафтопромисловій справі, належать, в першу чергу, всі відомі кислоти, а також кислі солі, що є продуктами часткової нейтралізації кислот основами. Наприклад, бісульфат натрію –

це сіль часткової нейтралізації сірчаної кислоти гідрооксидом натрію (NaHSO₄). Триосновні кислоти можуть утворювати два ряди кислотних солей – гідрофосфати та дигідрофосфати. Так, дигідрофосфат натрію (NaH₂PO₄) – це сіль, в якій з трьох атомів водню кислотного залишку лише один заміщений атомом натрію. Відповідно гідрофосфат натрію (Na₂HPO₄) – це сіль, в якій з трьох атомів водню кислотного залишку вже два заміщені атомами натрію.

Накопичений промисловий досвід та проведені експериментальні дослідження лужних та кислотних розчинів, що здійснені в НДПІ ВАТ «Укрнафта», дають підстави пропонувати їх як реагенти комбінованої дії на привибійну зону пласта в залежності від забруднень, що присутні у продуктивному пласті. Розглянемо більш детально можливі області застосування лужних та кислотних розчинів.

Першим і більш традиційним напрямком їх використання є термохімічний та термокислотний вплив на поровий колектор продуктивного пласта. Термохімічна обробка – це процес дії на привибійну зону пласта гарячою соляною кислотою, нагрітою безпосередньо на вибої свердловини завдяки тепловому ефекту екзотермічної (тобто тієї взаємодії, що відбувається з виділенням теплоти) реакції між розчином кислоти та іншою речовиною. Використання термохімічної обробки дає можливість досягати таких переваг: видаляти з поверхні вибою і порового простору пласта асфальтосмолопарафінові речовини, що відкладаються в процесі фільтрації нафти, збільшувати хімічну активність кислоти стосовно забруднень, що зменшують фільтрацію пластової рідини (глиниста та цементна кірка, продукти корозії тощо) та стосовно компонентів породи пласта, що сприяє їх інтенсивному розчиненню в зоні активної теплової дії. Термохімічні обробки використовуються тоді, коли звичайні солянокислотні обробки ефекту вже не дають. При цьому показники термохімічних методів є кращими: витрата кислоти – в 2-3 рази менша, тривалість технологічного ефекту – 1,5-2 роки, успішність робіт – 77% (проти 70% у солянокислотних обробок).

Термокислотою обробкою називається процес послідовного здійснення термохімічної обробки та звичайної кислотної обробки, тобто привибійна зона пласта спочатку піддається дії гарячої соляної кислоти, а потім – кислотного розчину за звичайної температури. Використання термокислотної обробки дає змогу (крім переваг термохімічної обробки) діяти і на віддалену зону пласта. Технологічно подібною до термохімічної та термокислотної обробок є термообробка привибійної зони з використанням лужних та кислотних розчинів. Її особливістю є те, що концентрація луку та кислоти вибирають таким чином, щоб реагенти повністю нейтралізувались в процесі реакції, що забезпечить максимальний тепловий ефект. Активним компонентом, що діє на пласт, тут є гарячий сольовий розчин з додаванням (або без додавання) ПАР. Для підвищення ефективності термохімічної, термокислотної чи термооброб-

ки авторами рекомендується до складу одного чи обох розчинів додавати неіоногенні поверхнево-активні речовини. Їх вміст в розчині вибирається із розрахунку утворення після нейтралізації композиції з концентрацією НПАР не менше 3%. Це призводить до підвищення нафтовитисних властивостей утвореного розчину на 3-30%. Відповідно до вказаних переваг термохімічні та термокислотні обробки застосовуються у випадку відкладання асфальтосмолопарафінових речовин на вибої та у привибійній зоні в умовах понижених температур, скеерованої дії на запланований інтервал розрізу свердловини, неефективності звичайних кислотних обробок, наявності в породі пласта важкорозчинного доломіту, необхідності розчинення продуктів корозії чи видалення важкорозчинних забруднень – глинистої та цементної кірки.

Другим напрямком комбінованого їх використання є послідовна або циклічна обробка привибійної зони пласта лужним та кислотним розчинами. Ефективність дії лужних розчинів при обробленні привибійної зони пов'язана як із взаємодією з породою пласта, так із взаємодією з пластовими флюїдами. При контакті лужних розчинів з породою продуктивного пласта відбувається взаємодія лугу з силікатними компонентами та вплив на ступінь набрякання глинистих компонентів. При пластових температурах до 80°C здебільшого переважає вплив на глинисті компоненти породи. Відомо, що явище набрякання глини суттєво впливає на проникність пласта, нафтовіддачу та приймальність нагнітальних свердловин, переважно в бік зниження цих показників. За рахунок збільшення об'єму глинистих компонентів через їх набрякання відбувається звуження перерізу порового каналу, що призводить до зниження проникності пласта й інших показників, пов'язаних з проникністю пласта.

Збільшення температури та концентрації лугу в розчині призводить до більш глибокого і незворотного процесу впливу на породу – розчинення силікатів кварцу, що складають основу породи теригенного пласта. Встановлено, що рівень розчинення силікатів залежить від як від типу породи, так і від температури, концентрації лугу, витрати рідини. Отримані результати [7] свідчать про те, що взаємодія лугу з чистими силікатами розпочинається при температурах вищих 90°C і високому рН (11 і більше). У випадку теригенних порід взаємодія розпочинається вже за низьких температур і концентрацій лугу. Однак рівень розчинення силікатів у цьому випадку є значно меншим за чистий кварц. Збільшення витрати рідини при фільтрації лужного розчину через модель пласта і відповідно зменшення часу контакту призводить до зниження швидкості розчинення силікатів. Так, збільшення витрати рідини від 1 до 9 мл/хв при температурі 177°C та рН = 12 зменшує концентрацію кремнію з 1120 до 485 мг/г.

Найпростішою технологією лужно-кислотних обробок є послідовне нагнітання у пласт спочатку лужного, а потім кислотного розчинів [9]. Для ефективного впливу на породу концен-

трація лугу в розчині повинна складати від 10 до 40%. Склад кислотного розчину та концентрація його компонентів вибирається згідно з мінералогічним складом породи. Для карбонізованих теригенних пластів використовують 10–20% розчин соляної кислоти, а для глинистих теригенних пластів – глинокислотну суміш. З метою попередження змішування лужного та кислотного розчинів між ними нагнітається великий буфер із прісної води. Наявність буферу перед лужним розчином залежить від обводнення продукції та мінералізації пластової води. За обводнення до 10% та слабкій мінералізації пластової води, особливо за іонами кальцію та магнію, застосовувати буфер не потрібно. Присутність іонів лужноземельних металів у пластовій воді вимагає використання буферу перед лужним розчином. Буфером може слугувати нафта, водний розчин НПАР або прісна вода (за відсутності глинистих компонентів). Оптимальними умовами застосування даної технології є пласти з глинисто-карбонатними колекторами та пластовою температурою вище 60°C. Перспективним напрямком лужно-кислотних обробок є їх застосування на пізній стадії розробки покладів, коли у свердловинах здійснено значну кількість кислотних обробок. Експериментальними дослідженнями встановлено, що нагнітання лужного розчину через теригенний керн, в якому досягнуто максимальне розчинення компонентів породи заданим кислотним розчином, хоч і не призводить до зміни проникності керна, але дає змогу наступній порції кислотного розчину додатково збільшувати його проникність (що є неможливим без застосування лужного розчину). Цей факт свідчить про те, що лужний розчин в породі взаємодіє з тими компонентами пласта, які не розчиняються в кислоті, завдяки чому відбувається розблокування кислоторозчинних компонентів породи.

Для підвищення ефективності лужно-кислотних обробок в склад обох розчинів необхідно додавати неіоногенні поверхнево-активні речовини [10]. Вміст НПАР в 10–30% водному розчині гідроксиду натрію або калію повинен складати 0,5–2%. Це призводить до підвищення нафтовитисних властивостей лужного розчину на 5–18%. Вміст НПАР в 0,5–20% водному розчині соляної та/або фтористоводневої кислоти повинен складати 2–10%. За такої концентрації неіоногенних ПАР в кислотному розчині зростає його нафтовитисна здатність на 8–34% та зменшується в 2–5 разів швидкість розчинення карбонатних компонентів пласта.

Для нафтонасичених пластів технологія лужно-кислотної обробки полягає в поступовому насиченні привибійної зони композицією, що містить лужний розчин з наступним нагнітанням кислотного розчину під тиском [11]. Процес насичення здійснюють шляхом почергового нагнітання вказаної композиції та її витримкою під тиском для капілярного просочування. Розчин у пласт протискують рідиною, густина якої менша за густину лужної композиції, а процес насичення здійснюють до отримання

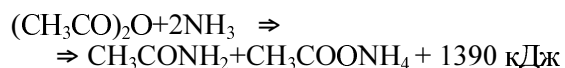
мання таких параметрів приймальності, що дають підстави виконувати кислотну обробку під тиском з використанням серійних насосних агрегатів. Для насичення привибійної зони пласта використовують композицію, що містить розчин гідроксиду натрію, поверхнево-активну речовину, що здатна зменшувати в'язкість нафти або водонафтової емульсії та легку нафту. Слід зазначити, що здійснення кислотної обробки нафтових свердловин пов'язане з більшими ускладненнями, ніж виконання подібної обробки у нагнітальних свердловинах. По-перше, зростають тиски нагнітання кислотного розчину. Оскільки тиск нагнітання не може перевищувати тиск опресування експлуатаційної колони, то в деяких випадках це призводить до неможливості нагнітання у пласт всього запланованого об'єму кислотного розчину. По-друге, нагнітання кислотного розчину у нафтонасичений пласт призводить до збільшення водонасиченості привибійної зони, що відповідно зменшує фазову проникність пласта для нафти. Якщо збільшення проникності від дії кислоти не забезпечить компенсацію зниження фазової проникності, то в кінцевому результаті обробка призведе до зниження дебіту нафти. Ці процеси особливо посилюються під час зниження середньої проникності продуктивних пластів та зі збільшенням в'язкості нафти, що видобувається. Щоб уникнути вказаних проблем, запропонована технологія здійснюється в два етапи. Перший етап – це попереднє збільшення проникності пласта та створення умов для виконання стандартної кислотної обробки під тиском. Другий етап – це виконання безпосередньо кислотної обробки.

В раніше розглянутих технологіях як лужно-кислотні розчини використовувались реагенти з протилежними значеннями водневого показника, тобто гідроксиди лужних металів та кислоти. В умовах пластів зі значною глинистістю (не менше як 10%) використання таких реагентів може призводити до інтенсивного розчинення глинистих компонентів, що відповідно спричиняє до утворення значної кількості пелітової частини пласта, яка через значні свої розміри може перекривати січення порових каналів та блокувати їх. Тому для обробки заглинизованих пластів рекомендується використовувати реагенти з меншими показниками водневого показника. Як лужні реагенти при цьому використовуються карбонат натрію, бікарбонат натрію, тринатрійфосфат та інші подібні реагенти. Як кислотні реагенти при цьому використовуються кислі солі, такі як бісульфат натрію або дигідрофосфати натрію, або інші подібні реагенти. Обробки заглинизованих пластів подібними лужними та кислотними розчинами отримала у нафтопромисловій справі назву розглінизація при вибійній зоні пласта.

Третім напрямком використання лужно-кислотних систем є комбінована обробка теплом, лужним та кислотним розчином, – тобто комбінується і термохімічна обробка, і послідовна лужно-кислотна обробка. В присутності забруднень, таких як важкі компоненти нафти

або глинисті компоненти, лужно-кислотну дію здійснюють шляхом послідовної обробки продуктивного пласта спочатку нагрітим до температури, вищої за пластову, лужним розчином з концентрацією не нижче 10%, що забезпечується взаємодією лужного і кислотного розчинів на вибої свердловини за надлишку першого, а потім – кислотним розчином [12]. Концентрацію і темп протиснення лужного розчину вибирають такими, щоб після взаємодії його на вибої свердловини з кислотним розчином концентрація луку залишалась не нижчою 10%. Протиснення гарячого лужного розчину з концентрацією не менше 10% в пласт дає змогу, поперше, завдяки високій температурі і диспергуванню очистити привибійну зону від асфальто-смолопарафінових речовин. По-друге, під час взаємодії луку з нафтовими кислотами, що входять до складу нафт, утворюються природні поверхнево-активні речовини (ПАР), які сприяють зниженню поверхневого натягу на межі розділу фаз і збільшують відмивання нафти у пористому середовищі. По-третє, за температур вище 80°C луки взаємодіють з силікатами породи, що призводить до збільшення проникності пласта. По-четверте, за наявності глинистих матеріалів лужний розчин з вмістом більше 10% здатний зменшувати їх набрякання, що також призводить до збільшення проникності пласта. Все це в комплексі створює сприятливі умови для дії кислотного розчину, яким обробляють привибійну зону після лужного розчину. Склад кислотного розчину вибирають в залежності від типу колектора.

Четвертим напрямком використання лужно-кислотних систем є технологія збільшення нафтовилучення шляхом циклічного нагнітання лужного та кислотного розчинів. Можливість побудови технології підвищення нафтовилучення з використанням оцтового ангідриду (або речовин з аналогічними властивостями) полягає у поєднанні ефектів змішаного витиснення і теплової дії. Оцтовий ангідрид, що нагнітається в пористе середовище, змішується з нерухомою нафтою, збільшуючи цим насиченість вуглеводневої фази, що, у свою чергу, повинно призводити до збільшення її рухомості і зниженню залишкової нафтонасиченості. Це дасть можливість видобути обсяг нафти, не менший за обсяг закачаного оцтового ангідриду. Наступне закачування речовини, що здатне вступати в екзотермічну реакцію з оцтовим ангідридом (наприклад, розчину аміаку), дасть змогу сформувати теплову облямівку з відповідним збільшенням повноти видобутку нафти. Додатковому вилученню нафти повинні сприяти також конвективні потоки в залишковій нафті, що містить оцтовий ангідрид, при його реакції на поверхні плівки крапель нафти з аміаком. Вибір аміаку як другого реагенту зумовлений істотним тепловим ефектом при його взаємодії з оцтовим ангідридом і високою швидкістю реакції. Ця реакція описується рівнянням



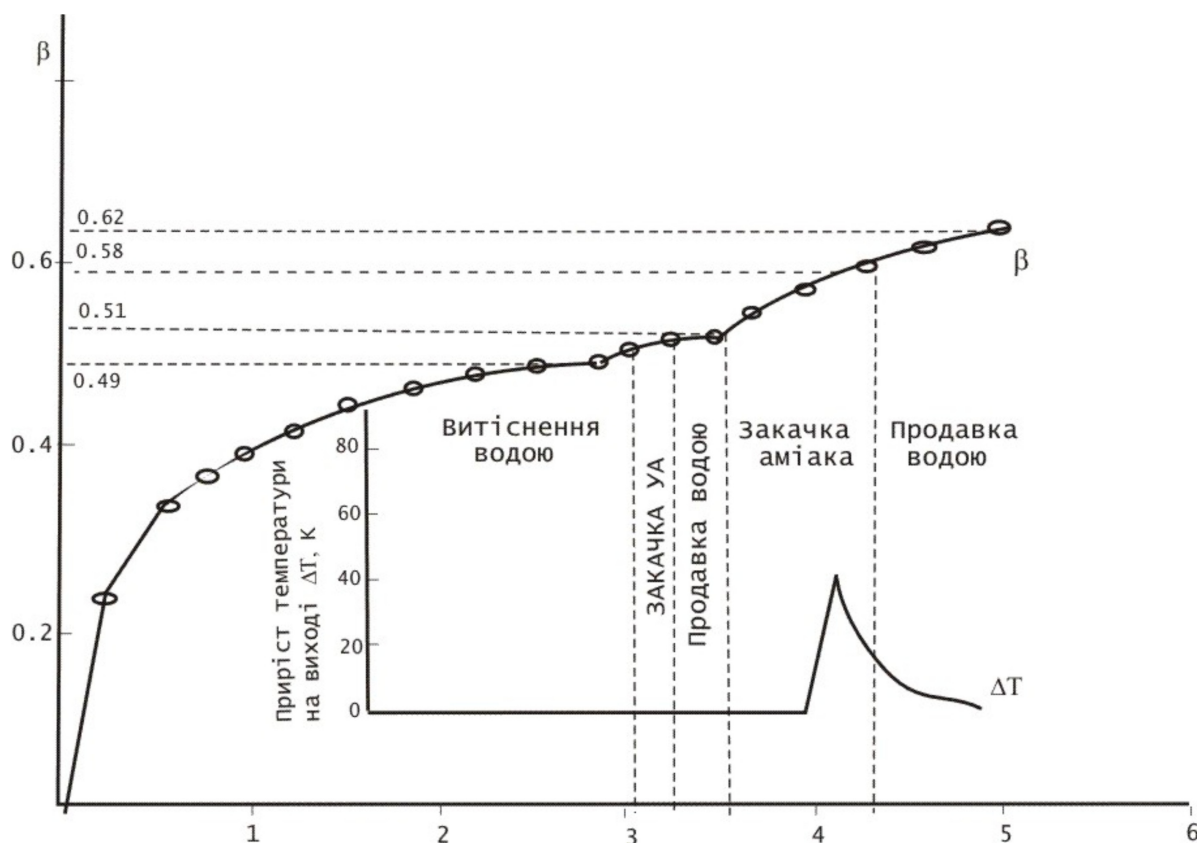


Рисунок 1 — Характеристики витиснення в досліді ДЗ

З метою перевірки можливості формування високотемпературної зони за рахунок реакції оцтового ангідриду з аміаком, визначення впливу витиснення і теплових ефектів, а також оцінки основних характеристик процесу проведена серія дослідів. Вони реалізовані на штучно зцементованих середовищах з піску фракції 0,25 мм і насипному пористому середовищі з піску фракції менше 0,1 мм. Насиченість зв'язаною водою для виключення додаткових факторів, що впливають, не моделювалася. Експерименти проводилися в два етапи. На першому проводилося витиснення нафти водопровідною водою до досягнення практично незмінного коефіцієнта витиснення, на другому в пористе середовище послідовно закачували оцтовий ангідрид, буферну воду, розчин аміаку і протискувальну воду. У четвертому досліді формувалися дві теплові об'ямівки. Аміак закачувався у вигляді 25% водяного розчину в перших трьох дослідів і при створенні другої об'ямівки в четвертому досліді, а при створенні першої об'ямівки в цьому досліді – у вигляді 12,5% розчину. Отримані результати зображені на рис. 1.

Загальним підсумком проведених дослідів є істотне збільшення коефіцієнта витиснення. Різниця між кінцевим коефіцієнтом витиснення в досліді і коефіцієнтом витиснення після першого етапу витиснення нафти водою склала від 7 до 18 відсотків. Другий дослід дає змогу розділити внески в приріст коефіцієнта витиснення таких ефектів, як змішане витиснення і тепловий вплив. Так, об'єм буферної води, що розді-

ляв закачування оцтового ангідриду і аміаку, був достатній для вилучення з моделі основної кількості нафти, що стала рухливою за рахунок змішування з оцтовим ангідридом. Як і очікувалося, обсяг додатково видобутої на даному етапі нафти (збільшення коефіцієнта витиснення від 0,542 до 0,628), порівняємо з обсягом закачаного оцтового ангідриду (52 см). Відповідно, за рахунок теплових ефектів збільшення коефіцієнта витиснення склало 0,094. При зафіксованому прирості температури в теплової об'ямівці 46°K і невисокій початковій в'язкості нафти 7,45 мПа·с, таке збільшення коефіцієнта витиснення варто вважати значним, оскільки великі температурні градієнти при реакції ацетангідриду з аміаком на поверхні залишкової нафти сприяли переходу її в рухливий стан. В інших дослідів обсяг буферної води був невеликий, що не дало змоги розділити ефекти через їх сполучення на характеристиках витиснення.

Загальною рисою проведених дослідів є також те, що джерело теплопереносу випереджає умовний фронт теплопереносу. Причому, якщо при використанні для формування теплової об'ямівки луку і кислоти на термограмі досить чітко виділялося положення як джерела тепловиділення, так і теплового фронту, то в розглянутих дослідів прихід джерела тепловиділення фіксується впевнено, а відступаючий фронт теплової хвилі є пологим, що не характерно для фронтів теплопереносу, не спотворених супутніми явищами. Пологий відступаю-

чий тепловий фронт може формуватися, якщо теплове джерело не є точковим. Отже, нейтралізація утриманого пористим середовищем оцтового ангідриду відбувається не миттєво, а впродовж значного з позицій формування теплової облямівки часу. На термограмах самописця помітне також розходження в крутості наступаючих фронтів, сформованих 12,5% розчином аміаку (1-ї облямівки) і 25% розчином (2-ї облямівки). Природно, що відносно більш висока швидкість реакції при використанні концентрованого розчину аміаку, спричиняє більш крутий наступаючий фронт теплової хвилі. В більших масштабах часу це розходження не може бути вагомим. Принципове значення має оцінка утримуючої здатності пористого середовища стосовно оцтового ангідриду, від якої багато в чому залежить температура в тепловій облямівці і її розміри. Виходячи з припущення, що утримуюча здатність повинна залежати від вмісту залишкової нафти в пористому середовищі, четвертий дослід проведений при швидкості фільтрації на порядок більший ніж у попередніх дослідах. Це забезпечило порівняно високий коефіцієнт витиснення нафти водою і, відповідно, низьку залишкову нафтонасиченість моделі пласта.

Таким чином, комбіноване використання лужних та кислотних розчинів за різними технологічними схемами дає змогу ефективно впливати на поровий простір продуктивних пластів з різними забрудненнями. При цьому можлива дія і на привибійну зону пласта, і на поклад в цілому. Вибір конкретної технологічної схеми дії залежить від геолого-промислових конкретної свердловини. Дослідно-промислові випробування розроблених технологій впливу на привибійну зону пласта і на дослідну ділянку покладу підтвердили їх високу технологічну ефективність.

Література

- 1 Аммян В.А., Уголев В.С. Физико-химические методы повышения производительности скважин. – М.: Недра, 1970. – 280 с.
- 2 Балакиров Ю.А., Бугай Ю.Н. Инновационные технологии в нефтегазодобыче. – К.: МНТУ, 2000. – 476 с.
- 3 Гадиев С.М., Лазаревич И.С. Воздействие на призабойную зону нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1966. – 188 с.
- 4 Єтер Д.О. Підвищення ефективності направлених методів інтенсифікації видобутку нафти і газу. – Львів: Ліга-прес, 2003. – 160 с.
- 5 Зайцев Ю.В., Кроль В.С. Кислотная обработка песчаных коллекторов. – М.: Недра, 1972. – 176 с.
- 6 Качмар Ю.Д., Світлицький В.М., Синюк Б.Б., Яремійчук Р.С. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину. Книга перша. – Львів: Центр Європи, 2004. – 352 с.
- 7 Горбунов А.Т., Бученков Л.Н. Щелочное заводнение. – М.: Недра, 1989. – 160 с.

8 Мальцев Н.А., Путилов М.Ф., Чазов Г.А. О методах воздействия на призабойную зону скважин // Тр. ПермНИПИнефть. – 1972. – Вып. 7. – С. 4-13.

9 РД 39-00135391-046-93. Інструкція на технологію хімічної обробки привибійної зони пласта з використанням лужних і кислотних розчинів / Рибчак О.В., Рудий М.І. – Введено 7.12.93. – Івано-Франківськ, 1993. – 31 с.

10 Патент № 20552А Україна, МКВ Е21В 43/27. Спосіб кислотної обробки продуктивних пластів / Підприємство „Полтаванaftогаз” ВАТ „Укрнафта”: Рудий М.І., Манюк С.В., Козак К.Г., Кукуєв А.Г. – № 96010229. – Заявл. 19.01.96; Опубл. 15.07.97.

11 Патент № 60357А Україна, МКВ Е21В 43/27. Спосіб кислотної обробки нафтонасиченого пласта та розчин для його здійснення / ВАТ „Укрнафта”: Лилак М.М., Новомлинський І.О., Рудий М.І. та ін. – № 2000105778. – Заявл. 12.10.2000; Опубл. 15.10.2003, Бюл. № 10.

12 Патент № 23800 Україна, МКВ Е21В 43/27. Спосіб кислотної обробки привибійної зони пласта / Підприємство „Надвірнанаftогаз” ВАТ „Укрнафта”: Бойчук І.Я., Яцура Я.В., Рудий М.І. та ін. – № 97020477. – Заявл. 05.02.97; Опубл. 31.08.98, Бюл. № 4.