

Наука — виробництву

УДК 622.276.5:622.279.5

ВИКОРИСТАННЯ КАРПАТОЛУ ДЛЯ ДІЇ НА ПРОДУКТИВНІ ПЛАСТИ НАФТОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИН

¹С.М. Рудий, ¹М.І. Рудий, ²О.Р. Кондрат

¹НДПІ ПАТ "Укрнафта"; Івано-Франківськ, вул. Північний бульвар, 2 тел. (0342) 776141,
e-mail: nafta@ndpi.ukrnafta.com

²ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 727141,
e-mail: alexkondrat@gmail.com

Проведені експериментальні дослідження та результати дослідно-промислових випробувань розроблених технологій дії з використанням нафтових сульфонатів свідчать про те, що значний економічний ефект від застосування карпатола досягається завдяки: значному зниженню міжфазного натягу на межі водний розчин ПАВ – вуглеводень (нафта, конденсат, газ); підвищенню коефіцієнта витиснення залишкової нафти; руйнуванню водо-нафтових емульсій; частковому відновленню початкової проникності забруднених взірців гірської породи; покращенню проникної здатності розчинів ПАВ в неоднорідні за проникністю та в гідрофобні пласти; впливу на реологію високов'язких нафт; покращенню процесу освоєння свердловин після проведення дії на пласт; достатньо високій технологічній ефективності технологій дії на пласт з використанням карпатола; підвищенню коефіцієнта продуктивності пласта після обробки.

Ключові слова: нафтовий сульфонат, ПАВ, залишкова нафта, водонафтова емульсія, підвищення нафтовилучення.

Проведенные экспериментальные исследования и результаты опытно-промышленных испытаний разработанных технологий воздействия с использованием нефтяных сульфонатов свидетельствуют о том, что значительный экономический эффект от использования карпатола достигается благодаря: значительному снижению межфазного натяжения на границе водный раствор ПАВ – углеводород (нефть, конденсат, керосин); повышению коэффициента вытеснения остаточной нефти; разрушению водонефтяных эмульсий; частичному восстановлению начальной проницаемости закольматированных образцов горных пород; повышению проникающей способности растворов ПАВ в неоднородные по проницаемости пласты; повышению проникающей способности растворов ПАВ в гидрофобные пласты; влиянию на реологию высоковязких нефтей; улучшению процесса освоения скважин после проведения воздействия на пласт; достаточно высокой технологической эффективности технологий воздействия с использованием карпатола; повышению коэффициента продуктивности пласта после обработки.

Ключевые слова: Нефтяной сульфонат, ПАВ, остаточная нефть, водонефтяная эмульсия, повышение нефтеотдачи.

The conducted experimental studies and pilot test results of the developed stimulation technologies by using petroleum sulfonate show that a considerable economic benefit from the use of Karpatol is achieved due to significant reduction of interfacial tension on the boundary of the surfactant aqueous solution and hydrocarbon (oil, condensate, petrol); the increase of the residual oil displacement factor, destruction of water-oil emulsions, partial initial permeability recovery of the contaminated rock samples, the improvement of surfactant solutions permeability property in non-uniform and hydrophobic strata, influence of high viscous oils on the rheology, improvement of wells completion after their stimulation, high technological efficiency of the well stimulation technologies by using Karpatol, and increase of the reservoir productivity factor after treatment.

Key words: petroleum sulphonate, surface-active agent, residual oil, water-oil emulsion, enhanced oil recovery

Вступ

Дія на продуктивні пласти видобувних свердловин розчинами поверхнево-активних речовин (ПАВ) поряд з кислотними розчинами є найбільш поширеними хімічними методами

інтенсифікації видобування нафти і газу. Для цього використовують цілий ряд ПАВ різного класу – нафтові сульфонати, сульфенол, сінол, неонол, превоцел, савенол, жиринокс тощо. Вони здатні виконувати різні функції – нафто- і конденсатовитиснення, піноутворення, зни-

ження міжфазного натягу на межі різних рідин, емульгування та деемульгування водонафтових сумішей, пониження в'язкості аномальних нафт, попередження утворення кислих гудронів, захист металічної поверхні від корозії, очищення порового середовища від привнесених забруднень та інші.

Особливе місце серед досліджених ПАР займають нафтові сульфонати. Зазвичай такі поверхнево-активні системи крім суміші нафтових сульфонатів алкіларильного типу з молекулярною масою 400-500, також містять допоміжні ПАР, непросульфовані вуглеводні, електроліти (сульфати натрію чи амонію) і воду. Стабільність цієї системи визначається міцелярною будовою, завдяки чому чотири несумісні реагенти утворюють в розчині стійкі конгломерати значного об'єму. Через таку будову розчинів нафтових сульфонатів їх ще називають міцелярними розчинами.

Відомі чотири торгові форми розчинів нафтових сульфонатів – карпатол, мирол, КНС та сумирол (їх відмінність полягає у використанні різних базових вуглеводневих сумішей для сульфонування і отримання сульфонатів різної молекулярної маси). Хімічна будова сульфонованих вуглеводнів, сульфуючі агенти та умови сульфонування є найважливішими чинниками, що впливають на будову нафтових сульфонатів, і в кінцевому результаті на їх функціональні властивості. Нафтові сульфонати можна отримувати сульфонуванням сирої і відбензиненої нафти, а також продуктів їх переробки – газойлів, екстрактів очищення олів, попередньо деполімеризованих фракцій продуктів каталітичного крекінгу і піролізу тощо. Сульфонування, зазвичай, проводять: 98 % сірчаною кислотою, олеумом різної концентрації, газоподібним сірчанам ангідридом і розчином сірчаного ангідриду в сірчистому ангідриді.

В даний час карпатол випускають у двох торгових формах – карпатол УМ-1 та карпатол УМ-2. Карпатол УМ-1 є міцелярним розчином нафтових сульфонатів, що переважно використовують для дії на пласти з незначною мінералізацією пластової води (особливо за вмістом іонів кальцію та магнію). Карпатол УМ-2 є стабілізованою формою карпатола УМ-1, що дає змогу використовувати його у пластах з високою мінералізацією пластової води (утворення нерозчинних продуктів при змішуванні з іонами кальцію та магнію не спостерігається).

Формування проблеми

Раніше вже повідомлялось, що розчини нафтових сульфонатів (карпатол, мирол, КНС) володіють особливими функціональними властивостями: низьким міжфазним натягом на межі з вуглеводнями [1, 2], високою нафтовитисною здатністю [1, 3, 4], високими показниками адсорбції [1, 5] та забезпечують високу технологічну ефективність при дії на продуктивні пласти нафтових свердловин [1, 6, 7]. Значний об'єм проведених у подальшому лабораторних досліджень та дослідно-промислових випробу-

вань технологій дії на пласт з використанням нафтових сульфонатів свідчить про достатню універсальність цього класу поверхнево-активних речовин і можливість розширення області його використання.

Тому метою даної роботи є дослідження основних функціональних властивостей нафтових сульфонатів у складі торгового продукту "карпатол" з метою максимально ефективного його використання при інтенсифікації роботи нафтових і газоконденсатних свердловин та розширення областей можливого використання даного продукту.

Методики робіт, використані для проведення досліджень

Визначення міжфазного натягу розчинів карпатола різної концентрації на межі з вуглеводнями (нафтою, конденсатом) при температурі в діапазоні 20-100 °С проводили за методом обертової краплі на приладі ВМН-1. Більш детально вказана методика описана в СОУ 11.1-00135390-023:2005 [8].

Для визначення коефіцієнта витиснення залишкової нафти використовували експрес-методику, в якій спочатку моделювали умови повного витиснення нафти водою, а потім до витиснення залишкової нафти 5 % водним розчином карпатола [8]. Як породу використовували мелену фракцію певного розміру, виготовлену з порід-колекторів нафтових родовищ. Температура дослідів відповідає пластовій температурі. Для підтвердження отриманих за експрес-методикою результатів витиснення залишкової нафти розчинами ПАР моделювання процесу переноситься на природні взірці гірських порід в умовах що максимально відповідають пластовим. Більш детально дану методику описано в СОУ 11.1-00135390-023:2005 [8].

Нагнітання водного розчину карпатола в забруднені водонафтовою емульсією взірці гірських порід забезпечує відновлення їх проникності. Методика вказаних досліджень полягала в моделюванні забрудненої моделі пласта. Для цього після визначення початкової проникності за 2 % розчином хлориду кальцію у взірець гірської породи почергово нагнітали дегазовану нафту Долинського родовища та 2 % розчин CaCl₂ (5 циклів). Після створення забрудненої моделі пласта знову визначали проникність за 2 % розчином хлориду кальцію [9]. Для деблокування моделі пласта нагнітали 5 % розчин карпатола в об'ємі одного порового об'єму. Після стабілізації тиску під час промивання моделі пласта 2 % розчином CaCl₂ знову визначали кінцеву проникність взірця породи.

Для вивчення механізму фільтрації різних поверхнево-активних систем використовували спеціальну модель неоднорідного пласта проникності пласта. Модель неоднорідного пласта представляла собою систему з трьох взірців з різною проникністю (0,0195-0,0215, 0,0085-0,0095 та 0,0015-0,0035 мкм²), типовою для умов Долинського родовища [9]. Як технологічні рідини використовували пластову воду, 5 % розчин

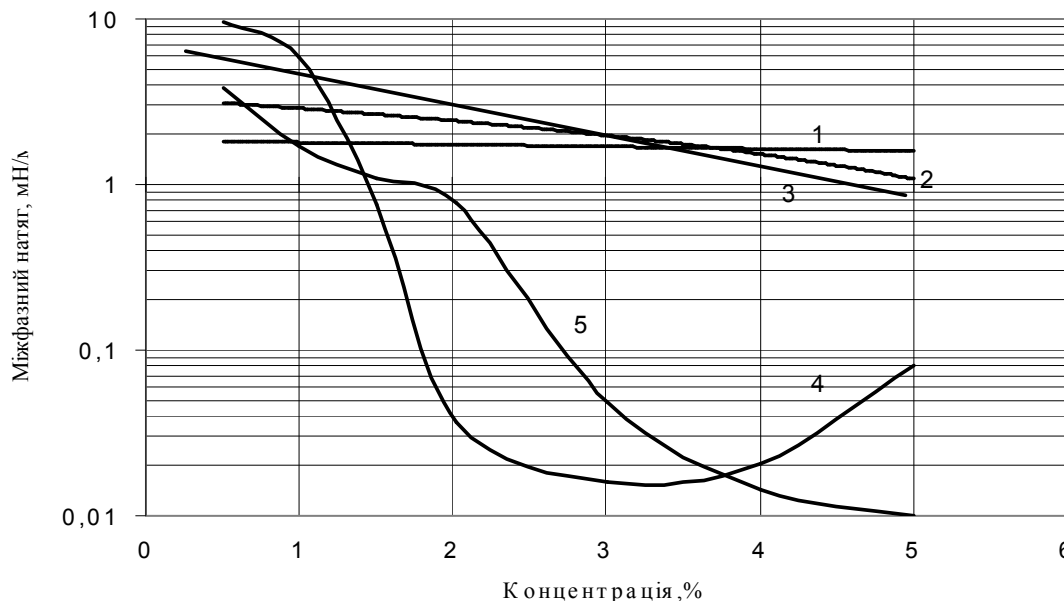


Рисунок 1 – Ізотерми міжфазного натягу розчинів ОП-10 (1), суміші ОП-10 і сульфону (2), сульфону (3), карпатола (4) і ГНА (5) на межі з нафтою Долинського родовища

карпатола, розчин савенулу різних концентрацій. Особливістю методики є нагнітання технологічного розчину одночасно в три взірці та індивідуальне вимірювання витрати рідини, що проходить через кожний взірець.

Капілярне просочування гідрофобних взірців проводили при кімнатній температурі. Прокстраговані спиртобензолною сумішшю і висушені до постійної ваги взірці занурювали на 1-2 мм в розчин карпатола і витримували їх в рідині впродовж 50-170 годин. Кількість увібраної породою рідини (V_p) визначали шляхом періодичного зважування взірців. Після завершення капілярного просочування взірці відвакуумували, донасичували їх розчином карпатола, зважували та визначали об'єм порового простору (V_n) і проникність їх по рідині насичення. Коефіцієнт насичення гідрофобних взірців (K_n) в процесі капілярного просочування визначали із залежності: $K_n = V_p / V_n$ [10].

В'язкість нафтових сумішей з карпатолам вивчали на реовіскозиметрі Хеплера. На основі отриманих даних визначали коефіцієнти степеневого закону. Для порівняння отриманих результатів показники динамічної в'язкості отриманих сумішей представлені за значенням показника швидкості зсуву при 10000 с^{-1} [10]. Основні дослідження проведені на нафті, яку відібрано зі свердловини 230-Бугруватівська.

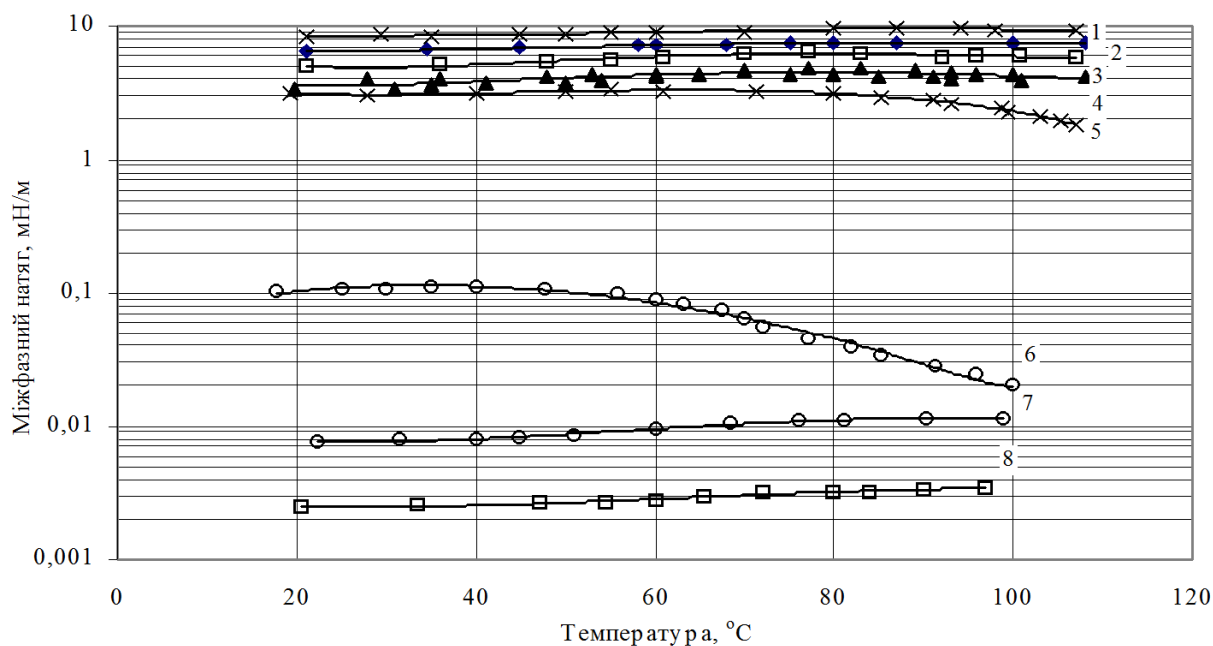
Оцінку стану привибійної зони пласта до і після нагнітання карпатола визначали за результатами гідродинамічних досліджень свердловини за характером зміни кривих КВТ згідно з СОУ 11.1-00135390-197-2012 [11].

Результати досліджень

Проведені експериментальні дослідження та результати дослідно-промислових випробувань технологій дії з використанням нафтових сульфонатів свідчать про те, що позитивними

властивостями карпатола, які можуть бути застосовані при інтенсифікації роботи видобувних свердловин, є: значне зниження міжфазного натягу на межі водний розчин ПАР – вуглеводень (нафта, конденсат, газ); підвищення коефіцієнта витиснення залишкової нафти; руйнування водо-нафтових емульсій; часткове відновлення початкової проникності забруднених взірців гірської породи; покращення проникної здатності розчинів ПАР в неоднорідні за проникністю та в гідрофобні пласти; вплив на реологію високов'язких нафт; покращення процесу освоєння свердловин після проведення дії на пласт; достатньо висока технологічна ефективність технологій дії на пласт з використанням карпатола; підвищення коефіцієнта продуктивності пласта після його оброблення розчином ПАР.

При використанні водних розчинів карпатола зниження міжфазного натягу на межі з нафтою є досить інтенсивними і може досягати другого-четвертого знаку після коми (рис. 1). За цим показником карпатола суттєво переважає неіоногенні ПАР (у нашому випадку неонол) і аніоноактивні ПАР (у нашому випадку сульфону), які максимально зменшують міжфазний натяг до 1 мН/м. Встановлено, що величина зниження міжфазного натягу значною мірою визначається концентрацією ПАР, температурою та типом вуглеводню. Наприклад, карпатола при збільшенні концентрації від 0,5 % до 3,5 % зменшує міжфазний натяг на межі з нафтою Долинського родовища з 9,5 до 0,016 мН/м. Подальше збільшення концентрації карпатола до 5 % призводить до зростання міжфазного натягу до 0,08 мН/м. У разі використання конденсату у всьому дослідженому діапазоні концентрацій (від 0,0625 % до 4 %) спостерігається зниження міжфазного натягу з 9 до 0,025 мН/м (рис. 2).



1- 0,0625 %; 2 – 0,125 %; 3 – 0,25 %; 4 – 0,5 %; 5 – 1 %; 6 – 2 %; 7 – 3 %; 8 – 4 %

Рисунок 2 – Ізотерми міжфазного натягу водного розчину карпатола різної концентрації на межі з конденсатом

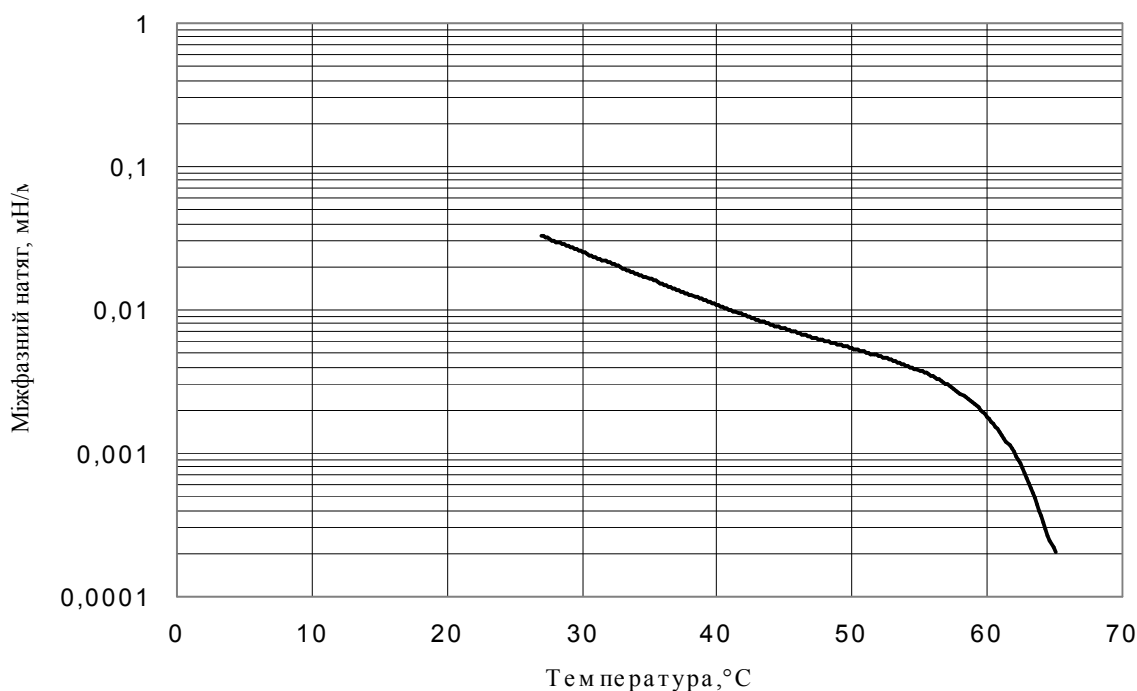


Рисунок 3 – Залежність міжфазного натягу 5 % розчину карпатола на межі з нафтою Долинського родовища

Але найбільший вплив на міжфазний натяг розчинів карпатола спричиняє температура. Встановлено, що зростання температури спричиняє постійне зниження міжфазного натягу на межі з нафтою Долинського родовища (рис. 3). Особливо цей вплив посилюється після температури 60°C. У разі використання конденсату вплив температури залежить від концентрації: для низькоконцентрованих розчинів (до 0,5 %) карпатола він майже відсутній, для розчинів

середньої концентрації (0,5-2 %) – спостерігається незначне зниження міжфазного натягу і для концентрованих розчинів карпатола (вище 3 %) – незначне зростання міжфазного натягу. Такий характер залежності міжфазного натягу від температури та типу вуглеводню, що межує з розчином карпатола, мабуть пов'язаний з наявністю аномальності важких вуглеводнів, що входять до складу нафти. Конденсат, що переважно складається з легких вуглеводнів, є нью-

тонівською рідиною. Зростання температури дає змогу суттєво зменшувати аномальні властивості (динамічна в'язкість, нен'ютонівська поведінка) нафти, що в комплексі з поверхневою активністю карпатола забезпечує суттєве зниження міжфазного натягу на межі з такою нафтою.

Таким чином, водні розчини карпатола володіють дуже низькими показниками міжфазного натягу на межі з різними вуглеводнями (нафта, конденсат, газ). Такі показники міжфазного натягу не забезпечує ні один розчин ПАР, їх можна отримати тільки при використанні спеціальної комбінації реагентів. Наявність таких властивостей у карпатола дозволяє йому покращити нафтовитисну здатність, проникну здатність в поровий колектор, прискорити процес освоєння свердловин.

Використання водних розчинів карпатола забезпечує ефективне витиснення залишкової нафти для більшості нафтових родовищ України. Проведені дослідження свідчать, що використання 5 % розчину карпатола забезпечує витиснення від 20 % до 70 % залишкової нафти для різних родовищ України (табл. 1). Такі високі показники коефіцієнту витиснення характеризують карпатола як ефективний реагент для дії на пласт як у при вибійній зоні, так і на поклад в цілому. Особливо це важливо в умовах часткового або значного обводнення продукції нафтових свердловин. За таких умов фільтрація нафти та води поровим колектором може відбуватись почергово, що може призводити до ускладнень при фільтрації вуглеводнів через водонасичену зону пласта та до інтенсивного утворення водо-нафтової емульсії, яка, зазвичай, має більшу в'язкість, ніж окремі її компоненти. Тому витиснення з порового колектору залишкової нафти та водо-нафтової емульсії,

Таблиця 1 – Усереднені значення коефіцієнта витиснення залишкової нафти (у %) 5 % розчином карпатола для нафт різних родовищ України

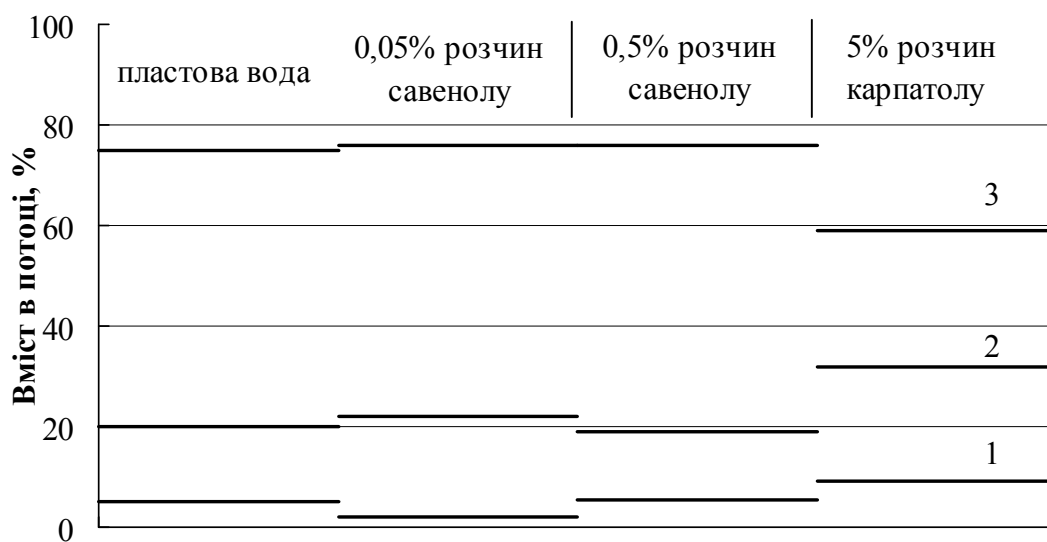
Родовище	Коефіцієнт витиснення залишкової нафти
Долинське	33-59
Битківське	31-64
Луквинське	22-45
Бистрицьке	31-45
Бориславське	30-38
Бугруватівське	32-52
Турутинське	30-40
Бубнівське	25-36
Качанівське	13-45
Прилуцьке	29-49
Малодівицьке	25-35
Голубівське	40-61
Решетняківське	30-46
Новогригорівське	31-69
Суходолівське	34-40

крім збільшення видобутку вуглеводнів, також забезпечуватиме часткове зростання проникності пласта завдяки очищенню порових каналів від забруднень, що утворюються під час експлуатації свердловини. Підтвердженням високих нафтовитисних властивостей карпатола також є результати моделювання міцелярно-полімерного заводнення для умов вигодсько-бистрицького покладу Долинського родовища на природних взірцях породи. Встановлено, що шляхом циклічного нагнітання розчину карпатола, розчину полімеру та води з моделі пласта витискається 38,0-40,0 % залишкової нафти.

Карпатола має здатність витискати і конденсат, що випадає в поровому просторі газоконденсатних родовищ. Встановлено, що нагнітання 0,05-0,5 % розчинів карпатола забезпечує витиснення 6-27 % залишкового конденсату. Подальше підвищення концентрації карпатола в розчині для цієї мети призводить до його солубілізації в міцелярній структурі розчину ПАР. У разі використання іншого міцелярного розчину миролу показники витиснення конденсату є ще вищими. Наприклад, при 15% конденсатонасиченості моделі нагнітання в неї 1 % водного розчину миролу забезпечує витиснення 21 % сконденсованих вуглеводнів, 3 % розчину миролу – 33 %, а 5 % розчину миролу – 42 %. При збільшенні конденсатонасиченості моделі до 30 % показники витиснення є ще вищими – відповідно 47 %, 59 % та 68 % сконденсованих вуглеводнів.

Почергова фільтрація води і нафти в поровому середовищі пласта досить часто призводить до утворення водо-нафтової емульсії, яка завдяки високим показникам в'язкості спричиняє погіршення продуктивності пласта через його часткове блокування. Встановлено, що в результаті почергового нагнітання мінералізованої води і нафти (п'ять циклів) проникність взірця зменшилась з 0,0347 мкм² до 0,0104 мкм² (тобто у 3,33 рази). Завдяки нагнітання 5 % розчину карпатола проникність взірця зросла до 0,0213 мкм² (коефіцієнт зростання проникності становить 2,05). Коефіцієнт відновлення проникності забрудненого взірця при цьому становить 67 % від початкового значення. Отримані результати свідчать про те, що карпатола має здатність руйнувати водо-нафтові емульсії завдяки розчиненню води і нафти в структурі міцелярного розчину ПАР і їх винесенні з порового середовища пласта. За ефективністю дії розчин карпатола забезпечує зростання продуктивності забрудненого пласта на рівні кислотних розчинів. Проте, неповне відновлення проникності взірців гірських порід свідчить про необхідність повторення вказаного процесу дії для забезпечення повного розчинення водо-нафтової емульсії в розчині карпатола.

Спостереження за роботою нафтових свердловин після їх оброблення міцелярними розчинами дало можливість встановити цікавий факт – пластова вода, що видобувається зі свердловини, має поверхневу активність. При цьому, поверхнева активність води зберігається навіть після виходу з пласта основної кількості



1 – низькопроникний 2 – середньопроникний 3 – високопроникний

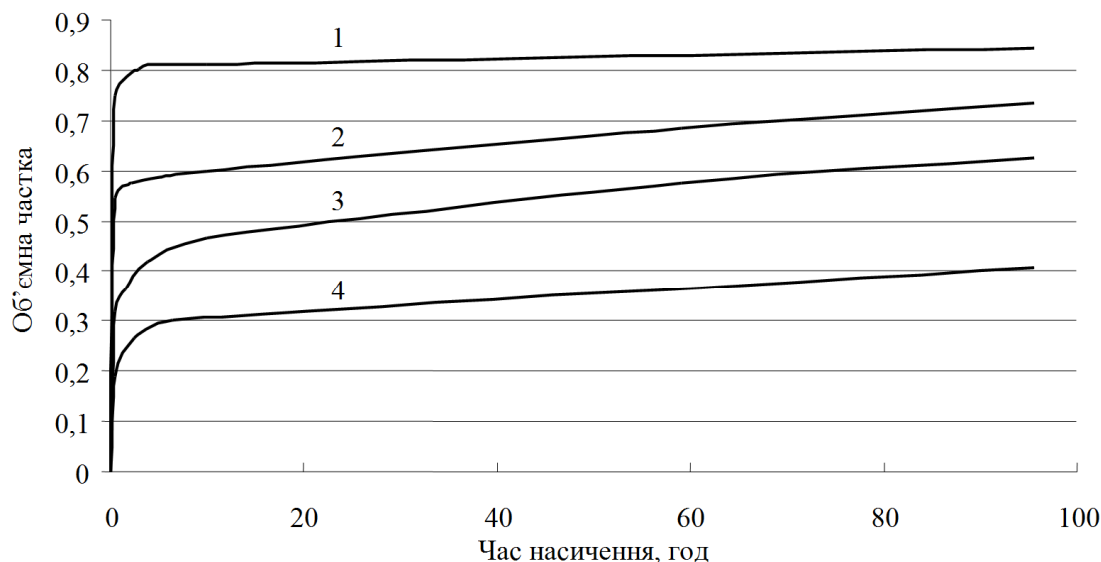
Рисунок 4 – Залежність відносної витрати розчинів ПАР по прошарках різної проникності при швидкості прокачування 0,003 см³/с

адсорбованої поверхнево-активної речовини, що відбувається в перші п'ять – десять діб після проведення методу інтенсифікації (тобто в умовах коли ПАР у пластовій воді вже не визначається відомими методиками досліджень). В цей час міжфазний натяг пластової води становить 0,1-5 мН/м, що відповідає міжфазному натягу водних розчинів більшості неіоногенних ПАР. В подальшому міжфазний натяг поступово підвищується до величини, що характерна для звичайної пластової води. Тривалість цього процесу є різною для кожної свердловини і становить від одного тижня до кількох місяців. Лабораторні дослідження, проведені з такою поверхнево-активною пластовою водою, свідчать, що коефіцієнт відновлення проникності нафтонасичених взірців після їх нагнітання становить 68,7-84,3 %. Для звичайної пластової води цей коефіцієнт менший і становить 57,4-65,8 %, (тобто використання поверхнево-активної пластової води покращує відновлення проникності нафтонасичених зразків на 10-20 %). Таким чином, нагнітання водного розчину карпатоу забезпечує покращення процесу освоєння нафтової свердловини після проведення методу дії завдяки низьким значенням міжфазного натягу розчину ПАР та збереженню цього явища при роботі свердловини тривалий період часу (до кількох місяців). Крім того, така поверхнево-активна пластова вода (за умови її окремого збирання) може використовуватись як рідина глушіння у нафтових свердловинах під час проведення підземних чи капітальних ремонтів свердловин.

Низькі значення міжфазного натягу розчину карпатоу покращують його проникнення у пори малого діаметру в умовах неоднорідного за проникністю продуктивного пласта. Отримані результати представлені на рисунку 4. Встановлено, що при використанні пластової води фільтрація по трьох різних прошарках відбувається у співвідношенні 75:20:5. Викори-

стання малоконцентрованого 0,05 % розчину савенолу призводить до погіршення фільтрації такої системи в низькопроникний прошарок – співвідношення між прошарками становить 76:22:2. Тобто високі показники міжфазного натягу 0,05 % розчину савенолу не забезпечують прісній воді проникнення в низькопроникний прошарок. Підвищення концентрації савенолу в прісній воді до 0,5 % покращує проникнення води в низькопроникний прошарок – співвідношення витрат по різних прошарках стає подібним до пластової води (76:19:5). І тільки у разі використання 5 % розчину карпатоу досягається значне покращення руху поверхнево-активної системи в середньо- та низькопроникні прошарки. Для середньопроникного прошарку фільтрація рідини становить 32 % від усього об'єму пропомпованої рідини, а для низькопроникного прошарку – до 9 %. Відповідно зростання фільтрації у вказані прошарки порівняно з пластовою водою становить 13 і 4 %. Отримані результати свідчать про те, що використання розчину карпатоу забезпечує більш рівномірне оброблення неоднорідного за проникністю продуктивного пласта порівняно з іншими поверхнево-активними системами.

Низькі значення міжфазного натягу розчину карпатоу також покращують його проникнення в гідрофобні пласти. Отримані результати, що представлені на рисунку 5, свідчать про те, що водні розчини карпатоу ефективно здатні насичувати гідрофобні взірці гірських порід, які насичуються водою досить слабо. При цьому, коефіцієнт насичення взірців значною мірою залежить від концентрації карпатоу. Так, при 1 % вмісті карпатоу коефіцієнт насичення є вищим за гас, в той же час як для 5 % карпатоу – меншим. Це дає змогу використовувати поверхнево-активні системи на основі карпатоу для дії на гідрофобні пласти, в яких використання інших водних систем пов'язано з



1 – 1 % карпатол; 2 – газ; 3 – 5 % карпатол; 4 – вода

Рисунок 5 – Відносний приріст об'єму гідрофобного взірця залежно від рідини насичення

певними ускладненнями (високі тиски нагнітання тощо).

Ще однією цікавою властивістю розчинів карпатолу є їх здатність зменшувати в'язкість високов'язких нафт. Встановлено, що при 2 % вмісті нафтових сульфонатів в'язкість бугруватівської нафти зменшується в 3,5 рази, а при 20 % вмісті – в 5,5 разів. І хоч за цим показником карпатол поступається іншим ПАР, таким як жиринокс чи савенол, але завдяки впливу на реологію аномальних нафт при дії на привибійну зону в результаті переходу нафтових сульфонатів з водного середовища в нафтове буде покращуватись фільтрація такої нафти до стовбуру свердловини та зменшуватись ускладнення при її підйомі на поверхню. В комплексі з високою нафтовитисною здатністю наявність впливу на реологію аномальних нафт забезпечуватиме карпатолу високу технологічну ефективність при його використанні на родовищах високов'язких нафт.

Методи інтенсифікації роботи нафтових свердловин з використанням розчинів карпатолу найбільше застосовують в НГВУ "Долина нафтогаз". В цілому за всі роки його використання за різними технологіями проведено більше 300 операцій. При самостійному використанні карпатолу додатковий видобуток нафти в середньому на одну операцію становить 612 тонн при успішності приблизно 90 %. Необхідно зазначити, що на початковому етапі використання карпатолу за ефективністю застосування такі обробки були альтернативою проведенню гідророзривів пластів. Так, в середньому на одну обробку кислотна дія забезпечувала збільшення дебіту нафти на 2,1 т/д, гідророзрив пласта – 3,2 т/д, а дія з використанням карпатолу – 5,6 т/д. При цьому максимальний видобуток нафти спостерігався у свердловинах з обводненням продукції понад 90 %. Зменшення обводнення продукції призводило і до зниження ефективності використання карпатолу.

В даний час методи інтенсифікації з використанням карпатолу на родовищах ПАТ "Укрнафта" здійснюють переважно за схемою селективної дії шляхом послідовного нагнітання міцелярного розчину та тимчасово блокуючих систем різного складу. Це пов'язано з тим, що інтенсивне застосування карпатолу поступово призводить до зниження технологічної ефективності повторних методів дії. Тому, в умовах неоднорідних за проникністю продуктивних пластів більш раціональним є попереднє блокування обводнених прошарків та дія на низькопроникні нафтонасичені прошарки розчином карпатолу.

Використання технологій селективної дії на основі карпатолу дало змогу підвищити ефективність цих методів – спостерігається зростання коефіцієнта продуктивності пластів та збільшення дебіту свердловини по нафті. Наприклад, свердловина 710-Долинська експлуатує вигодсько-бистрицький поклад. До проведення вказаної дії в ній здійснено п'ять методів інтенсифікації: дві селективні дії з використанням КНС та полімеру "Полікар", дві глинокислотні обробки на основі фосфорної кислоти з попереднім блокуванням обводнених пластів та селективна дія з використанням КНС та саморуйнуючого полімерного розчину. В результаті проведеної селективної дії з використанням саморуйнуючого полімерного розчину та міцелярного розчину (05.10.2008 р.) додатковий видобуток нафти становить 278,88 т, а газу – 60,82 тис. м³. Дебіт рідини після обробки збільшився з 0,53 м³/д до 17,91 м³/д. За результатами інтерпретації гідродинамічних досліджень свердловин (ГДДС) спостерігається покращення провідності привибійної зони свердловини (рис. 6).

Отримані результати гідродинамічних досліджень свердловини до і після обробки підтвердили здатність карпатолу до збільшення проникності продуктивного пласта завдяки

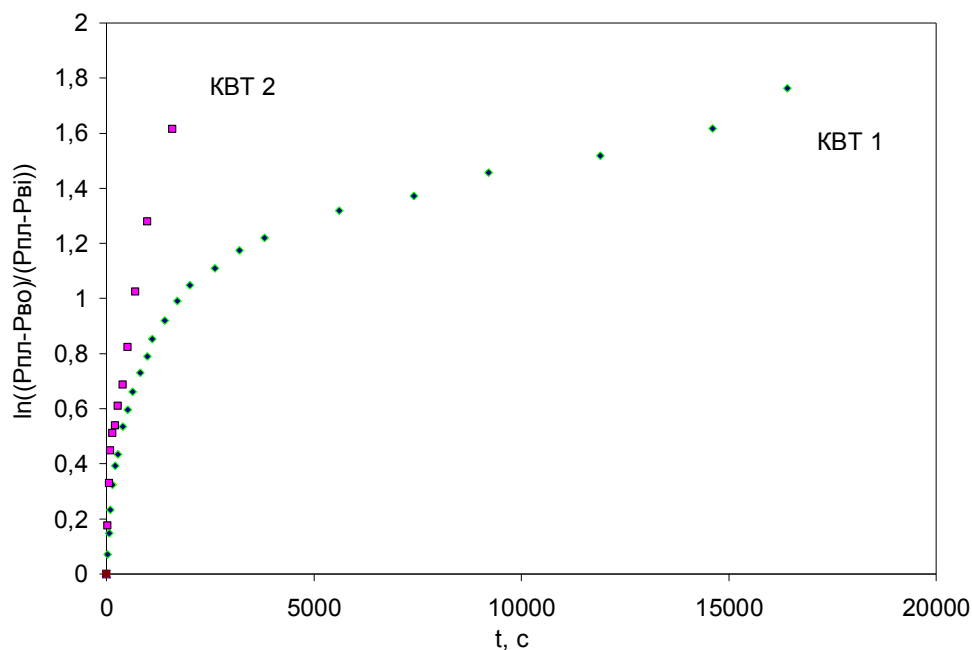


Рисунок 6 – Оцінка стану ПЗП до і після проведення селективної дії з використанням саморуйнуючого полімерного розчину у свердловині 710-Долинська за результатами інтерпретації ГДС

очищенню привибійної зони пласта від привнесених забруднень та водо-нафтової емульсії, що було раніше встановлено при лабораторних дослідженнях впливу карпатола на проникність взірців гірських порід, забруднених вуглеводнями.

Висновки

Проведений комплекс лабораторних та промислових робіт свідчить, що нафтові сульфонати торгового продукту «карпатола» є високоєфективною поверхнево-активною речовиною, що володіє унікальними функціональними властивостями та може бути використана в різних геолого-промислових умовах нафтових і газоконденсатних родовищ на середній та пізній стадії їх розробки з метою покращення роботи видобувних свердловин. Завдяки наявності низьких показників міжфазного натягу та високих показників коефіцієнта витиснення залишкової нафти використання водних розчинів карпатола є ефективним методом інтенсифікації роботи більшості видобувних свердловин. А здатність нафторозчинних сульфонатів зі складу карпатола переходити у нафту спричиняє зниження аномальних властивостей таких нафтових сумішей, що, відповідно, покращує її фільтрацію до стовбура свердловини та частково зменшує її в'язкість. Все це в комплексі розширює можливість використання карпатола і на родовищах з аномальними властивостями нафти (висока в'язкість нафти при кімнатних температурах, високий вміст парафінів тощо).

Іншим важливим чинником, що розширює можливість використання карпатола, є здатність водних розчинів покращувати проник-

нення у низькопроникні прошарки неоднорідного за проникністю продуктивного пласта та у гідрофобні пласти. Завдяки цьому досягається рівномірність оброблення всього продуктивного пласта під час використання одного технологічного розчину – тобто водні розчини карпатола володіють селективністю щодо проникнення у низькопроникні прошарки пласта. При необхідності такі властивості міцелярних розчинів можуть бути посилені завдяки введенню інших хімічних реагентів або застосуванню певних технологічних прийомів.

Підтвердженням результатів проведених лабораторних досліджень функціональних властивостей водних розчинів карпатола є розроблення близько десятка технологій дії на пласт з використанням карпатола. Апробація розроблених технологій на родовищах ПАТ «Укрнафта» підтвердила їх високу технологічну ефективність як за збільшенням додаткового видобутку нафти, так і за збільшенням коефіцієнта продуктивності пласта після проведення запланованої дії.

Література

1 Використання поверхнево-активних речовин на родовищах ВАТ «Укрнафта» [за заг. ред. Михайлюка В.Д., Рудого М.І.]. – Галич: Галицька друкарня Плюс, 2009. – 400 с.

2 Михайлюк В.Д. Міжфазний натяг як функція поверхневої активності поверхнево-активних речовин / В.Д. Михайлюк, М.І. Рудий, С.М. Рудий // Нафтова і газова промисловість. – 2010. – № 5. – С. 26-28.

3 А.с. 1571224 СССР. МКИ E21B 43/27. Состав для обработки призабойной зоны пласта / Городнов В.П., Фещук О.В., Михайлюк В.Д.

и др. – № 4456985/22-3. – Заявл. 19.07.88; Опубл. 15.06.90, Бюл. №22.

4 Кондрат О.Р. Експериментальні дослідження витіснення сконденсованих вуглеводнів з газоконденсатних родовищ розчинами ПАР / О.Р. Кондрат // Нафтова і газова промисловість. – 2000. – №1. – С.34-38.

5 Ліскевич Є.І. Адсорбція поверхнево-активних речовин як чинник ефективності їх застосування в процесах нафтовидобутку / Є.І. Ліскевич, М.І. Рудий, В.Д. Михайлюк // Нафтова і газова промисловість. – 2008. – № 1. – С. 42-44.

6 Касянчук В.Г. Результаты искусственно-воздействия на призабойную зону продуктивных пластов в НГДУ "Долинанефтегаз" / В.Г. Касянчук, И.А. Пилипец // Нефтепромысловое дело. – 1984. – №7. – С.12-13.

7 Рудий М.І. Технології дії на привибійну зону пласта видобувних свердловин із використанням поверхнево-активних речовин / М.І. Рудий, С.М. Рудий // Нафтова і газова промисловість. – 2009. – № 1. – С. 45-48.

8 СОУ 11.1-00135390-023:2006 Свердловини на нафту і газ. Обробка свердловин з використанням розчинів поверхнево-активних речовин і їх композицій. – Введено в дію 01.06.06. – Івано-Франківськ, 2006. – 70 с.

9 Рудий М.І. Нові технології кислотної дії на привибійну зону пласта / М.І. Рудий. – Галич: Галицька друкарня Плюс, 2010. – 285 с.

10 Використання поверхнево-активних речовин на родовищах ВАТ «Укрнафта» [за загал. ред. Михайлюка В.Д., Рудого М.І.]. – Галич: Галицька друкарня Плюс, 2009. – 400 с.

11 СОУ 11.1-00135390-197-2012. Визначення технологічної доцільності обробки привибійної зони [Текст]. – Введено в дію 30.03.12. – К.: ПАТ «Укрнафта», 2012. – 35 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
09.04.14*

*Рекомендована до друку
професором Коцкуlichem Я.С.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором Дорошенком В.М.
(управління геології та розробки родовищ
нафти і газу ПАТ «Укрнафта», м. Київ)*