

ДОСЛІДЖЕННЯ ЗАСТОСУВАННЯ ПОВЕРХНЕВО-АКТИВНИХ РЕЧОВИН ДЛЯ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ ВИДОБУВАННЯ НАФТИ НА ЗАВЕРШАЛЬНІЙ СТАДІЇ РОЗРОБКИ РОДОВИЩ

Р.М. Кондрат, Л.Б. Мороз, В.Д. Михайлюк

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42195,
e-mail: public@nuing.edu.ua*

Ефективність оброблення привибійної зони пласта поверхнево-активними речовинами залежить від великої кількості чинників, що зустрічаються під час проведення конкретного методу інтенсифікації.

Основним критерієм для вибору ПАР з метою їх застосування для збільшення нафтовилучення є їх нафтовитіснювальна здатність. У процесі пошуку поверхнево-активних речовин з високими показниками нафтовитіснювальної здатності або дослідження можливості застосування відомих ПАР для конкретних нафтових родовищ встановлено, що навіть за однакових умов різні нафти по-різному вимиваються розчином ПАР із порового колектора.

Досліджено нафтовідмивну здатність розчину нового ПАР нафтазол стосовно до оброблення привибійних зон свердловин. Дослідження проводились для різних технологій та масового вмісту ПАР в робочому розчині. Для оброблення ПЗП з метою підвищення продуктивності видобувних свердловин можна рекомендувати як водний розчин нафтазолу масовою концентрацією 5%, в якому співвідношення компонентів становить 0,6:0,4, так і 0,05% водний розчин нафтазолу, в якому співвідношення компонентів становить 0,6:0,4 з додаванням 0,03% полімеру ПАА.

Розроблено технологію оброблення привибійної зони пласта із застосуванням водного розчину нафтазол.

Ключові слова: коефіцієнт вилучення нафти, інтенсифікація, розчин, об'єм, свердловина.

Эффективность обработки призабойной зоны пласта поверхностно-активными веществами зависит от большого количества факторов, встречающихся при реализации конкретного метода интенсификации.

Основным критерием для выбора ПАВ с целью их применения для увеличения нефтеизвлечения является их нефтевытеснительная способность. При поиске поверхностно-активных веществ с высокими показателями нефтеизвлекающей способности или исследовании возможности применения известных ПАВ для конкретных нефтяных месторождений установлено, что даже при одинаковых условиях разные нефти по-разному вымываются раствором ПАВ с порового коллектора.

Исследована нефтеотмывающая способность раствора нового ПАВ – нафтазол при обработке призабойных зон скважин. Исследования проводились для различных технологий и массового содержания ПАВ в рабочем растворе. Для обработки ПЗС с целью повышения производительности добывающих скважин можно рекомендовать как водный раствор нафтазола массовой концентрацией 5%, в котором соотношение компонентов составляет 0,6:0,4, так и 0,05% водный раствор нафтазола, в котором соотношение компонентов составляет 0,6:0,4 с добавлением 0,03% полимера ПАА.

Разработана технология обработки призабойной зоны пласта с применением водного раствора нафтазол.

Ключевые слова: коэффициент извлечения нефти, интенсификация, раствор, объем, скважина.

The effectiveness of the bottomhole formation zone treatment with surfactants depends on many factors occurring when a specific method of intensification applied.

The main criterion for surfactant selection for their use to increase oil recovery is oil-sweeping property. During selecting surfactants with high indices of oil displacement or research of surfactant application for certain oil fields, it was determined that even under the same conditions different typed of oil were washed out with a surfactant solution from threshold oil reservoir in a different way.

The oil-sweeping property of naftazol, a new surfactant solution, during the bottomhole formation zone treatment, was studied. The research was carried out for different technologies and mass content of surfactant in the process solution. For the bottomhole formation zone treatment in order to improve well production aqueous solution naftazol with mass concentration of 5%, with split 0.6:0.4 and 0.05 % aqueous solution naftazol with split 0.6:0.4 with the 0.03% PAA polymer addition.

The technology of the bottomhole formation zone treatment with aqueous naftazol was developed.

Key words: rate extraction of oil, intensification, solution, volume, well

Вибір поверхнево-активної речовини для оброблення конкретної видобувної чи нагнітальної свердловини залежить від мети оброблення, типу нафти та пластової температури. Метою статті є дослідження та обґрунтування застосування поверхнево-активної речовини залежно від типу нафти, пластової температури та композиції витіснювального (відмивного) реагенту.

Залежно від мети оброблення розчини поверхнево-активних речовин можуть мати: функцію зміни змочування поверхні породи, нафтовитіснювальну функцію, емульгуючу функцію, антиемульгуючу дію, проникну функцію, очисну функцію. Загалом поверхнево-активні системи є водним, кислотним або вуглеводневим розчином, що містить поверхнево-активну речовину концентрацією принаймні 0,1–1 %, а

за можливості, і 2–10 % [1,2]. Функція поверхнево-активної системи залежить, насамперед, від типу ПАР, який використовується. Наприклад, функцією зміни змочування (гідрофобізацією) поверхні породи пласта володіють більшість катіонактивних поверхнево-активних речовин. Нафтовитіснявальну функцію мають більшість ПАР, але найвищі показники витіснення залишкової нафти характерні для водних міцелярних розчинів та оксидетильованих ПАР. Емульгуючу здатність мають тільки певні ПАР, такі як ЕС-2, жиринокс та інші. Антиемульгуюча дія переважно характерна для блок-сополімерів оксидів етилену та пропілену (дисолван, ПМ та інші).

Ефективність оброблення привибійної зони пласта поверхнево-активними речовинами залежить від великої кількості чинників як геолого-промислових, так і технологічних, що зустрічаються під час проведення конкретного методу інтенсифікації. До геолого-промислових відносяться: стадія розробки покладу, змочувальність породи, тип колектора, неоднорідність колектора за проникністю та інші. До технологічних чинників відносяться тип ПАР та їх концентрація, кількість оброблень тощо.

Розрізняють початкову, основну та завершальну стадії розробки покладу.

На початковій стадії розробки нафтового покладу при незначній обводненості продукції рекомендується здійснювати оброблення з використанням розчинів вуглеводневорозчинних ПАР та поверхнево-активних речовин з гідрофобізуючими властивостями.

На основній стадії розробки покладу, що характеризується зростанням обводненості продукції свердловин, рекомендується здійснювати оброблення з використанням спиртових розчинів ПАР.

На завершальній стадії розробки нафтового або газового покладу основним завданням є підключення до розробки незадіяних або мало-задіяних ділянок продуктивного пласта, а також боротьба з ускладненнями під час експлуатації видобувних свердловин. Тому на завершальній стадії розробки покладу повинні застосовуватись, в основному, спрямовані та комбіновані методи діяння на привибійну зону пласта, та використовуватись поверхнево-активні речовини з гідрофобізуючими властивостями.

Продуктивний пласт – це пористий, або тріщинуватий колектор. Для проведення стандартного оброблення пористого колектора запомповуються поверхнево-активної системи з невисокими показниками в'язкості (до 10 мПа·с).

Для тріщинуватого колектора, навпаки, характерні оброблення з використанням потоковідхиляючих агентів, або полімервмісних поверхнево-активних систем. Для підключення мало-задіяних у розробці пропластків в умовах неоднорідного за проникністю покладу необхідно застосовувати виключно направлені оброблення з використанням ПАР.

Зростання кількості проведених оброблень призводить до зниження їх ефективності. Тому

кількість однотипних оброблень, навіть у випадку зростання об'ємів запомповування на одній свердловині не повинна перевищувати трьох операцій. Однак, у разі періодичного виникнення ускладнень під час експлуатації свердловин (наприклад, відкладення важких компонентів нафти у привибійній зоні пласта) однотипні оброблення з використанням ПАР можна проводити більшу кількість разів.

Питанню застосування ПАР у процесах видобування вуглеводнів в Україні присвячено небагато публікацій, а ті, що є, мають епізодичний і несистематизований характер. Зовсім відсутні публікації про вплив ПАР на нафтовилучення з низькопроникних теригенних колекторів (у тому числі за температур порядку 80–90°C), якими представлена більшість покладів нафти в Україні (особливо, у Передкарпатті). Більшість досліджень [3–5] присвячено переважно фізико-хімічним аспектам застосування ПАР під час розробки нафтових родовищ і мають теоретичний характер. Найбільш повно ці питання вивчалися у ВНИИнефть і Башнефть (Росія), але ці дослідження здійснювалися в основному для умов родовищ нафти Поволжя, і вже давно застаріли. Потрібно відзначити значний вклад башкирської школи нафтохіміків у дослідження умов застосування розчинів ПАР у процесах нафтовидобування, так і у постановці цього напрямку науки в Центральній науководослідній лабораторії (тепер НДПІ – науководослідний і проектний інститут) ПАТ "Укрнафта". Однак їх рекомендації щодо ПАР, як показала практика застосування в нафтовидобуванні, не завжди були правильними. Так, концепція пошуку ефективних ПАР, які б мали незначну адсорбцію, була суперечливою щодо самого визначення поверхнево-активних речовин як класу хімічних сполук. Поверхнево-активна речовина прагне адсорбуватися на поверхні розділу "газ (рідина, порода) – рідина", внаслідок чого на поверхні розділу встановлюється більш висока концентрація ПАР, ніж в об'ємі розчину. І саме здатність поверхнево-активних речовин під час адсорбції на поверхні розділу фаз радикально змінювати її властивості і таким чином впливати на багато важливих властивостей дисперсних систем широко використовується у багатьох галузях техніки і численних технологічних процесах. Природньо, що при цьому частина ПАР залишиться на міжфазовій поверхні, особливо на твердій. Тому, важливішим є не пошук ПАР, що мало адсорбуються (такі ПАР будуть мати малу поверхневу активність!), а пошук технологічних прийомів, які б зменшили адсорбцію ПАР.

Здійснювався методологічний підхід до експериментального вибору оптимальних умов застосування розчинів ПАР з метою підвищення ступеня вилучення нафти на завершальній стадії розробки покладів.

Виробництво ПАР (серед яких провідна роль належить міцелоутворюючим) є галуззю хімічної промисловості, що швидко розвивається. На сьогодні асортимент ПАР включає до півтисячі товарних найменувань, які за наявни-

ми даними використовуються приблизно в ста галузях виробництва і мають до чотирьох тисяч різних застосувань.

Основними характеристиками, що визначають масштаби виробництва тих чи інших ПАР, окрім їх фізико-хімічних властивостей, є вартість, наявність джерел сировини й екологічна нешкідливість, яка характеризується, насамперед, швидкістю біорозкладання (*біодеградабельністю*) – часом зниження концентрації ПАР у визначене число разів. Проблема синтезу добре біодеградабельних ПАР має значну актуальність, зокрема тому, що, концентруючись в адсорбційних шарах на поверхні водоймищ, ПАР змінюють умови проживання різних організмів, наприклад через зміну процесів кисневого обміну. Значну екологічну небезпеку становить утворення стійкої піни при адсорбції ПАР на поверхні води, в очисних фільтрах.

Встановлено, що найбільшу швидкість біорозкладання мають ПАР з лінійним вуглеводневим ланцюгом, тоді як ПАР з ароматичними і розгалуженими аліфатичними радикалами (особливо із четвертинними атомами вуглецю), погано піддаються впливу мікроорганізмів до розкладання. Використання парафінової сировини для синтезу ПАР з лінійним ланцюгом є важливим екологічним аспектом виробництва і застосування ПАР.

Дослідження придатності ПАР до застосування в процесах нафтовидобування здійснюються в три етапи:

- вивчення поверхневої активності ПАР шляхом вимірювання міжфазного натягу на межі їх водних розчинів з вуглеводнями (або вуглеводневих розчинів на межі з водою);

- вивчення їх нафтовитіснювальної (нафтовідмивальної) здатності експрес-методом;

- проведення широкомасштабних досліджень в умовах, максимально наближених до умов конкретних родовищ нафти і газу для проектування методів підвищення нафтовилучення шляхом застосування розчинів ПАР.

Перші два етапи здійснюються для вибору ефективних ПАР з метою інтенсифікації видобування нафти, третій – для проектування методів підвищення нафтовилучення.

З практики досліджень встановлено: якщо за результатами досліджень коефіцієнт відмивання залишкової нафти становить 30 % і більше, то ці ПАР придатні для застосування в умовах даного родовища, свердловини тощо.

Основним критерієм для вибору ПАР з метою їх застосування з метою підвищення нафтовилучення є їх нафтовитіснювальна здатність. У процесі пошуку поверхнево-активних речовин з високими показниками нафтовитіснювальної здатності або дослідження можливості застосування відомих ПАР для конкретних нафтових родовищ встановлено, що навіть за однакових умов різні нафти по-різному вимиваються розчином ПАР з порового колектора.

В табл. 1 наведено усереднені значення величин коефіцієнтів нафтовитіснення розчинами ПАР для різних родовищ нафти України. Лабораторні дослідження проводились експрес-

методом. Отримані результати свідчать, що, не зважаючи на особливості витіснення деяких нафт розчинами ПАР, всі досліджені нафти можна поділити на три групи щодо їх здатності до витіснення поверхнево-активними речовинами: високоактивні, малоактивні та нафти із середньою активністю. До високоактивних нафт відносяться нафти Долинського та Надвірнянського нафтогазопромислових районів, Бориславського та Бугруватівського родовищ. Для більшості ПАР коефіцієнти витіснення залишкової нафти після витіснення водою для нафт з цих родовищ становлять не менше 50 %. До нафт із середньою активністю відносяться нафти Полтавського та Чернігівського нафтогазопромислових районів, Старосамбірського та деяких інших родовищ. Для більшості ПАР коефіцієнти витіснення залишкової нафти з цих родовищ становлять від 30 до 60 %. До малоактивних нафт відносяться нафти з Перекопівського та Анастасіївського родовищ. Для більшості ПАР коефіцієнти витіснення залишкової нафти для вуглеводнів з цих родовищ становлять не більше 40 %. Таким чином, здійснення однотипного діяння на пористе середовище з використанням однакової ПАР на родовищах з різною активністю нафти призводить до різної технологічної ефективності. Наприклад, ефективність застосування ПАР на Долинському родовищі порівняно з Анастасіївським родовищем за подібних умов повинна бути в декілька разів вищою завдяки більш повному витісненню залишкової нафти (див. табл. 1).

Можливість застосування методики лабораторних досліджень композицій поверхнево-активних речовин для вилучення залишкової нафти із обводнених пластів ґрунтовно вивчалась для пластових умов Долинського родовища. Вивчення нафтовитіснювальних властивостей здійснювалось за експрес-методикою.

Лабораторні дослідження здійснювалися для нафтазолу, що є сумішшю двох компонентів: гідрофільного змочувача (оксиетильований нунілфенол з десятьма молями оксиетилену) і олефільного емульгатора (продукт оксиетильовання ріпакової олії з п'ятьма молями оксиетилену).

Вивчення впливу складу нафтазолу на ефективність витіснення залишкової нафти (очищення пористого середовища від залишкової нафти) здійснювалось для умов Долинського родовища (для цього використовувалася нафта із свердловини 825). Пластова температура – 70 °С, мінералізація підтоварної води – 40 г/л NaCl. Коефіцієнт витіснення нафти водою для різних дослідів знаходився в межах від 57,4 до 63,5 %.

Дослідження здійснювались із нафтазолом, в якому співвідношення компонентів ГЗ і ОЕ (гідрофільного змочувача і олефільного емульгатора) змінювалися так, що спочатку використовувався тільки емульгатор (співвідношення компонентів 0:1), потім співвідношення компонентів становили 0,1:0,9; 0,2:0,8.....0,8:0,2; 0,9:0,1 і в подальшому використовувався тільки змочувач (1:0). Таким чином, метою роботи є

Таблиця 1 – Усереднені значення величин коефіцієнтів нафтовитіснення розчинами ПАР для різних родовищ нафти України

Родовище	Усереднені значення величин коефіцієнтів нафтовитіснення, % від залишкової нафти після заводнення											
	для аніонних ПАР					для неіоногенних ПАР						
	міцелярні концентрати	сульфонати	піни	TEAC-M	стїнол	жиринки	превоцел	барвоцел	неонол	профаліт	савенол	рїнокс-6
Долїнське	33-59	28-40	21-29	39-45	65-70	34-70	57-67	27-75	-	-	-	-
Биківське	31-64	34-73	17-25	-	52-58	22-80	-	36-47	-	38-46	60-87	28-45
Луквинське	22-45	55-69	-	-	50-63	49-57	48-58	80-86	-	-	61-74	38-47
Бистрицьке	31-45	57-73	20-26	-	-	-	-	81-89	-	-	45-85	25-45
Бориславське	30-38	-	-	-	-	-	47-71	-	-	73-82	-	-
Старосамбірське	-	33-41	-	-	-	-	-	52-62	-	-	-	-
Бугруватівське	32-52	-	30-36	-	52-68	-	-	-	48-61	-	30-63	31-45
Турутинське	30-40	-	-	31-37	-	-	-	-	29-41	-	-	-
Бубнівське	25-36	-	-	50-56	-	-	-	-	45-59	-	-	-
Качанівське	13-45	-	19-25	46-54	-	45-57	-	-	59-67	-	36-53	-
Перекопівське	-	10-14	12-14	-	-	-	12-18	22-36	-	-	22-30	10-14
Анастасіївське	-	9-13	7-11	-	8-33	-	8-12	18-36	15-25	-	14-18	-
Зах.Козіївське	-	22-26	25-29	-	45-51	12-16	-	46-54	41-53	-	32-42	33-39
Прилуцьке	29-49	-	-	-	-	22-32	-	-	32-46	-	-	-
Малодівицьке	25-35	-	-	-	-	29-51	-	-	41-53	-	-	-
Глинсько-Розбишівське	-	-	-	-	-	-	-	37-45	-	-	32-40	-
Голубівське	40-61	-	-	-	44-50	-	62-73	-	-	20-27	44-55	-
Решетняківське	30-46	-	-	13-15	23-46	-	-	-	-	-	-	18-47
Н.Тригорівське	31-69	-	-	-	27-39	-	31-56	-	-	10-16	22-42	-
Суходолівське	34-40	-	-	-	22-44	-	40-52	-	-	-	27-36	-
Пнівське	-	55-59	57-60	-	-	-	-	-	-	-	45-67	35-43
Семигнівське	-	-	-	-	60-63	16-22	-	-	-	-	50-57	-
Пасічянське	-	40-44	-	-	58-62	-	-	-	-	-	-	-
Бухтівецьке	-	45-48	-	-	68-70	-	-	-	-	-	-	-
Стинівське	-	-	-	-	48-68	12-24	-	-	-	-	42-60	-

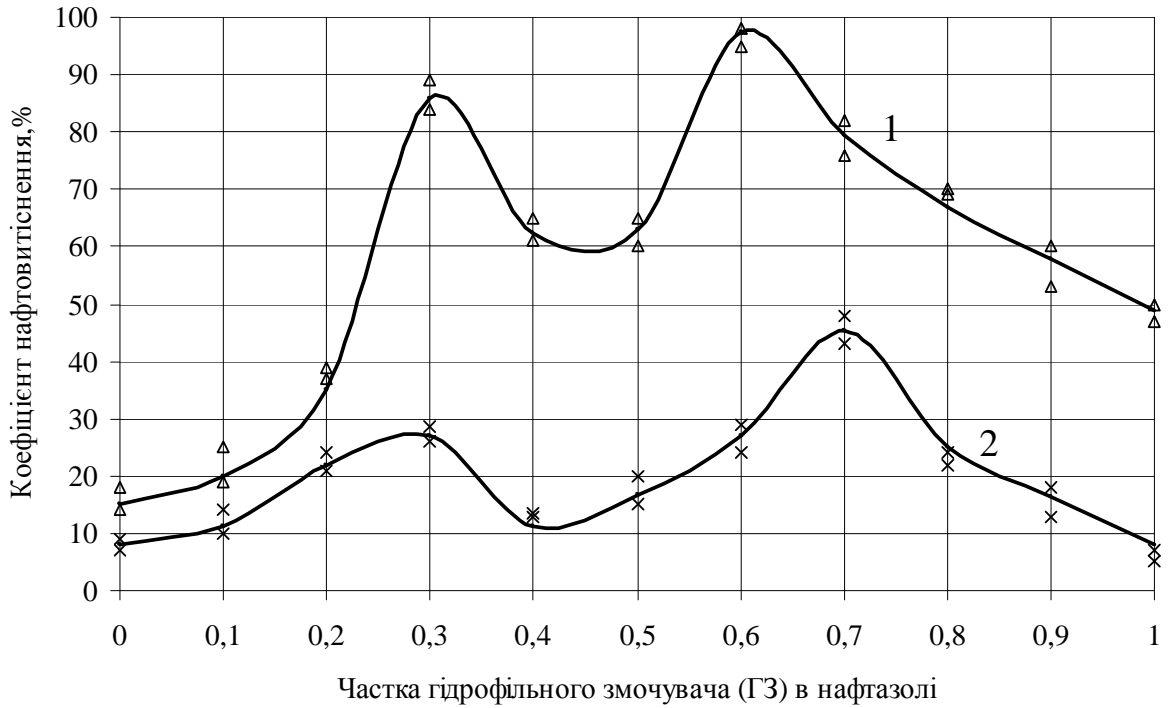


Рисунок 1 – Залежність коефіцієнта витіснення залишкової нафти від частки гідрофільного змочувача в нафтазолі для 5 % (1) і 0,05 % (2) вмісту нафтазолу

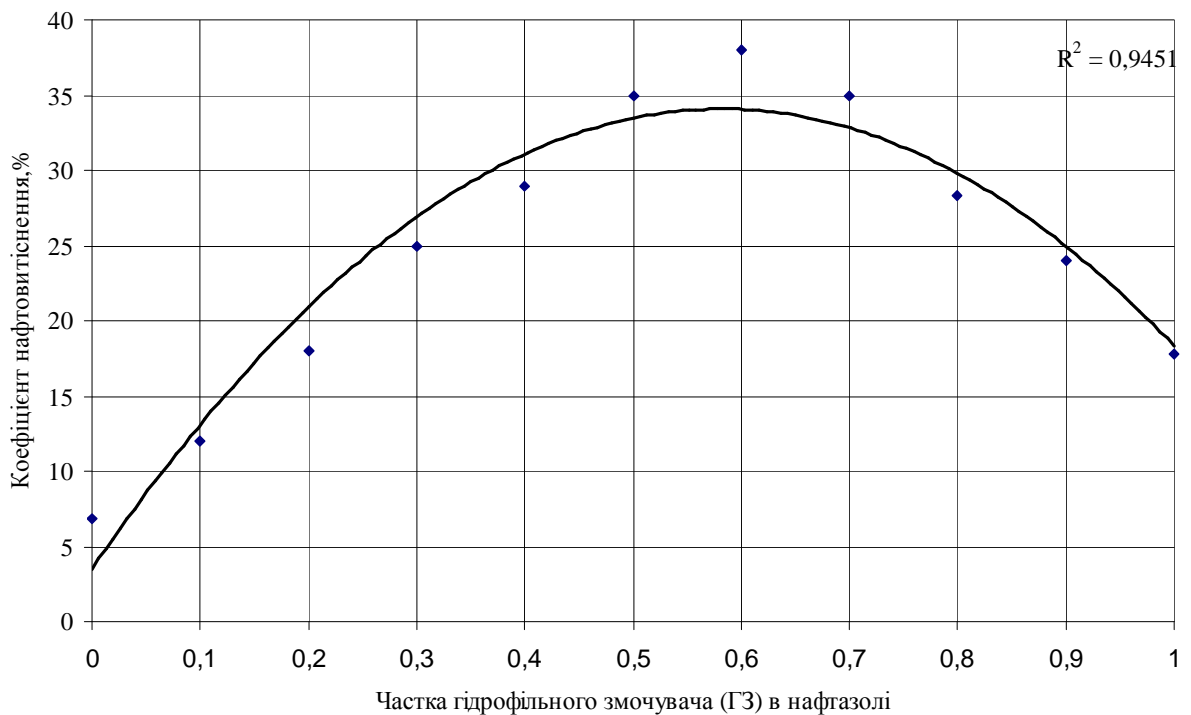


Рисунок 2 – Залежність коефіцієнта витіснення залишкової нафти від частки гідрофільного змочувача в нафтазолі при запомповуванні суміші 0,05 % розчину нафтазолу з вмістом 0,03 % ПАА

встановлення оптимального співвідношення компонентів нафтазолу (гідрофільного змочувача і олефільного емульгатора), яке буде забезпечувати ефективне відмивання залишкової нафти із пористого середовища.

Дослідження проводились для різних технологій та масового вмісту ПАР в робочому розчині:

1) витіснення залишкової нафти 5 % водним розчином нафтазолу в об'ємі 20 % від об'єму нафтонасичених пор моделі пласта та проштовхування його водою;

2) витіснення залишкової нафти 0,05 % водним розчином нафтазолу в об'ємі 50 % від об'єму нафтонасичених пор моделі пласта та проштовхування його водою;

3) витіснення залишкової нафти водним розчином суміші нафтазолу (0,05 %) і поліакриламід (ПАА) в кількості 0,03 % в об'ємі 50 % від об'єму нафтонасичених пор моделі пласта та проштовхування його водою;

4) витіснення залишкової нафти 0,05 % водним розчином нафтазолу в об'ємі 50 % від об'єму нафтонасичених пор моделі пласта з подальшим запомповуванням 0,03 % водного розчину ПАА в об'ємі 20 % від об'єму нафтонасичених пор моделі пласта та проштовхування їх водою;

5) витіснення залишкової нафти 0,03 % водним розчином ПАА в об'ємі 20 % від об'єму нафтонасичених пор моделі пласта з подальшим запомповуванням 0,05 % водного розчину нафтазолу в об'ємі 50 % від об'єму нафтонасичених пор моделі пласта та проштовхування їх водою.

Лабораторні дослідження витіснення нафти водою і розчинами нафтазолу здійснювалися для різних співвідношень компонентів у робочих розчинах та технологій їх запомповування.

Узагальнені результати досліджень (за показником відмивання залишкової нафти) зображено на рис. 1 – 2.

На рис. 1 зображена зміна коефіцієнта нафтовитіснення від співвідношення компонентів нафтазолу (на осі абсцис показана тільки частка ГЗ) для 5 % розчину нафтазолу (крива 1) та 0,05 % розчину нафтазолу (крива 2). З наведеного видно, що для нафтазолу із співвідношенням компонентів 3:7 та 6:4 спостерігаються дві пікові точки: з коефіцієнтами нафтовитіснення: 85,7 % та 97,4 % (для 5 % розчину) і 26,9 % та 45,3 % (для 0,05 % розчину) відповідно.

При загальній масовій концентрації нафтазолу в робочому розчині 5 % за наявності тільки першого компоненту коефіцієнт нафтовитіснення становить 49 %, а за наявності тільки другого компоненту – 15 %. Присутність в робочому розчині двох компонентів створює відповідний синергетичний ефект з ефективністю, більшою від ефекту для будь-якого з компонентів. Синергізм за загального вмісту нафтазолу 0,05 % проявляється ще з більшою силою. Так, компоненти самостійно витісняють тільки 8 % залишкової нафти, а в суміші – 45 %.

Наявність на залежності коефіцієнта нафтовитіснення від співвідношення компонентів

нафтазолу у водному розчині таких максимумів та мінімумів свідчить про те, що синергізм проявляється не з однаковою силою. Кожна із цих речовин діє із певною швидкістю адсорбції на поверхню. Але коли ми маємо суміш цих речовин однакової концентрації, то молекулярна взаємодія між ними спричиняє збільшення швидкості адсорбційного процесу на молекулярному рівні та збільшує адсорбційну здатність однієї речовини над іншою своїм впливом.

Така «нестабільність» синергізму є небажаною, оскільки процес нафтовитіснення стає не прогнозованим. З метою вивчення його прояву від інших чинників, здійснили дослідження впливу на величину нафтовитіснення полімера (ПАА) при спільному застосуванні з нафтазолом.

Доцільне подальше вивчення впливу на величину нафтовитіснення полімера (ПАА) при їх сумісному використанні.

На рис. 2 зображено залежність коефіцієнта нафтовитіснення від співвідношення компонентів нафтазолу за його сумарного вмісту 0,05 % та додатку 0,03 % ПАА. З рисунку видно, що найбільше значення коефіцієнта нафтовитіснення досягається для співвідношень компонентів нафтазолу 0,6:0,4, при якому коефіцієнт нафтовитіснення становить 38 %.

Доданий до розчину ПАА (як загущувача), навіть у невеликій кількості, стає поверхнею, на якій адсорбується ПАР, і є «транспортером» для останніх у пласті. Оскільки полімери мають велику молекулярну масу і часом мають розгалужену структуру, їх молекули, на яких адсорбовані ПАР, не будуть фільтруватися через дрібні (субкапілярні) пори, заповнені тільки водою. Таким чином, розчин ПАПС буде фільтруватися в тих порах, в яких знаходиться нафта з водою (остання в основному в плівковому вигляді) і тим самим буде витрачатися на відмивання нафти, а не на адсорбцію в порах з водою. Крім того, додавання до розчину ПАА буде його загущувати, тим самим покращуючи в'язкісне співвідношення між водою і нафтою, що, в кінцевому результаті, сприятиме вирівнюванню фронту витіснення.

Для оброблення привибійних зон пласта з метою підвищення продуктивності видобувних свердловин можна рекомендувати як водний розчин нафтазолу масовою концентрацією 5 %, в якому співвідношення компонентів становить 0,6:0,4, так і 0,05 % водний розчин нафтазолу, співвідношення компонентів якого становить 0,7:0,3.

Найбільш ефективним буде використання для оброблень ПЗП суміші 0,05 % водного розчину нафтазолу і 0,03 % водного розчину ПАА із співвідношенням компонентів нафтазолу 0,6:0,4.

Результати виконаних досліджень свідчать про високу ефективність використання запропонованої ПАР – нафтазолу для довилучення залишкової нафти із обводнених нафтових пластів та очищення привибійної зони пласта з метою інтенсифікації припливу нафти до свердловин.

На підставі результатів, виконаних експериментальних досліджень з вивчення фізико-хімічних та нафтовитіснювальних властивостей нафтазолу і його композицій розроблена технологія оброблення привибійної зони пласта поверхнево-активними полімервмісними системами з метою інтенсифікації припливу нафти до свердловини на завершальній стадії розробки родовища. Суть технології полягає у створенні поверхнево-активного полімервмісного розчину нафтазолу, в якому співвідношення компонентів становить 0,6:0,4, а розчин наступного складу: 0,05% сумарний вміст водного розчину нафтазолу із співвідношенням компонентів 0,6:0,4 та додаванням 0,03% водного розчину ПАА. Розчин готують на мінералізованій воді із вмістом 40 г/л NaCl. Потім приготовлений розчин запоповується у продуктивний пласт з перерахунком 1 м³ розчину на 1 метр продуктивної товщини, і свердловина закривається від 24 до 36 годин для взаємодії реагентів після чого свердловина запускається у роботу.

Можна рекомендувати також технологію для оброблення привибійної зони пласта поверхнево-активними речовинами з метою інтенсифікації припливу нафти до свердловини на завершальній стадії розробки родовища. Суть технології полягає у створенні 5% водного розчину нафтазолу, в якому співвідношення компонентів становить 0,3:0,7. Розчин готують на мінералізованій воді із вмістом 40 г/л NaCl. Потім приготовлений розчин запоповується у продуктивний пласт з перерахунком 1 м³ розчину на 1 метр продуктивної товщини, і свердловина закривається від 24 до 36 годин для взаємодії реагентів після чого свердловина запускається у роботу.

Висновки

1. З використання експрес-методики лабораторних досліджень оцінено значення коефіцієнта витіснення нафти розчинами різних ПАР для різних родовищ України.

2. Досліджена нафтовідмивна здатність розчину нового ПАР нафтазол (суміші гідрофільного змочувача і олефільного емульгатора) стосовно дооброблення привибійних зон свердловин. Дослідження проводились для різних технологій та масового вмісту ПАР в робочому розчині. Для оброблення ПЗП з метою підвищення продуктивності видобувних свердловин можна рекомендувати як водний розчин нафтазолу масовою концентрацією 5%, в якому співвідношення компонентів становить 0,6:0,4, так і 0,05% водний розчин нафтазолу, співвідношення компонентів якого становить 0,7:0,3 а також 0,05 % водний розчин нафтазолу, в якому співвідношення компонентів становить 0,6:0,4 з додаванням 0,03% полімеру ПАА.

3. Розроблена технологія оброблення привибійної зони пласта із застосуванням водного розчину нафтазолу. Завданням подальших досліджень є вивчення нафтовитіснювальних властивостей різних композицій поверхнево-активних речовин.

Література

1 Михайлюк В.Д. Нові технології обробки привибійної зони пласта з використанням поверхнево-активних речовин / В.Д. Михайлюк, М.І. Рудий // Стан і перспективи розробки родовищ нафти і газу України”: збірник наукових праць наук.-практ. конф., 18–21 листопада 2003 року – Івано-Франківськ, 2003. – С. 209 – 210.

2 Бабалян Г.А. Применение поверхностно-активных веществ с целью увеличения нефтеотдачи / Г.А. Бабалян, Г.П. Ованесов, Л.А. Пелевин. – М.: Недра, 1970. – 108 с.

3 Поддубный Ю.А. О классификации методов увеличения нефтеотдачи пластов/ Ю.А. Поддубный, С.А. Жданов// Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 4. – С.19-25.

4 Жданов С.А. Опыт применения методов увеличения нефтеотдачи пластов в России / С.А. Жданов // Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. – 2008. – № 1. – С.58-61.

5 Guntis Moritis. California steam EOR produces less; other EOR continues//Oil and Gas Journal. –2002. – April 15. – P.43-47.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
25.09.13*

*Рекомендована до друку
професором Тарком Я.Б.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором Дорошенком В.Б.
(Управління геології і розвідки нафти і газу
ПАТ «Укрнафта», м. Київ)*