

Р.М. Кондрат¹, Л.Б. Мороз¹, В.Д. Михайлюк², Б.Л. Литвин²

Поверхнево-активні розчини для процесів нафтовилучення

¹ІФНТУНГ, вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, Україна
²НДПІ ВАТ "Укрнафта", вул. Північний бульвар, 2, м. Івано-Франківськ, Україна

Для умов конкретного родовища досліджували вплив поверхнево-активного розчину нафтазолу на витиснення залишкової нафти з моделей обводнених пластів. Лабораторні експерименти здійснювались за експресною методикою при різних технологіях закачування та масовому вмісті ПАР

Ключові слова: поверхнево-активна речовина, нафтовитиснення, коефіцієнт нафтовитиснення, залишкова нафта, концентрація, технологія, обводненість.

Стаття постуила до редакції 25.01.2008; прийнята до друку 15.06.2008.

Вступ

Можливість застосування композицій поверхнево-активних речовин (ПАР) для вилучення залишкової нафти з обводнених пластів ґрунтовно вивчалась для пластових умов Долинського родовища. Вивчення нафтовитисних властивостей здійснювалось за експресною методикою. Моделлю нафтонасиченого пласта для експресного вивчення нафтовитисної здатності ПАР (експрес-метод) служила термостатуюча скляна колонка, яка заповнена дезінтегрованим пісковином фракцією 0,315-0,63 мм з питомою поверхнею біля 0,025 м²/г породи, що моделює пористе середовище (рис. 1). Лабораторні дослідження здійснювались для нафтазолу, який являє собою суміш двох компонентів: гідрофільного змочувача (ГЗ) і олефільного емульгатора (ОЕ) [1].

І. Методика експерименту

Дослідження здійснюють для умов конкретного родовища з різними ПАР і вибирають для впровадження ту ПАР, яка має найкращу нафтовитисну здатність, або випробовують одну ПАР для умов різних родовищ (свердловин) і вибирають для впровадження те родовище (свердловину), в умовах якого нафтовитисна здатність досліджуваного ПАР є найвищою.

Такі дослідження здійснювались за наступною схемою:

– вакуумування колонки і заповнення її моделлю пластової води, яку витисняють при пластовій температурі нафтою для створення початкового насичення водою та нафтою – цим завершується етап підготовки моделі пласта;

– витиснення нафти водою, з мінералізацією і складом солей, що відповідає воді, яка використовується для підтримання пластового тиску (ППТ) конкретного нафтового родовища (або складу води в продукції свердловини) – моделюється етап заводнення родовища (або стан знаходження пластових флюїдів в конкретній свердловині);

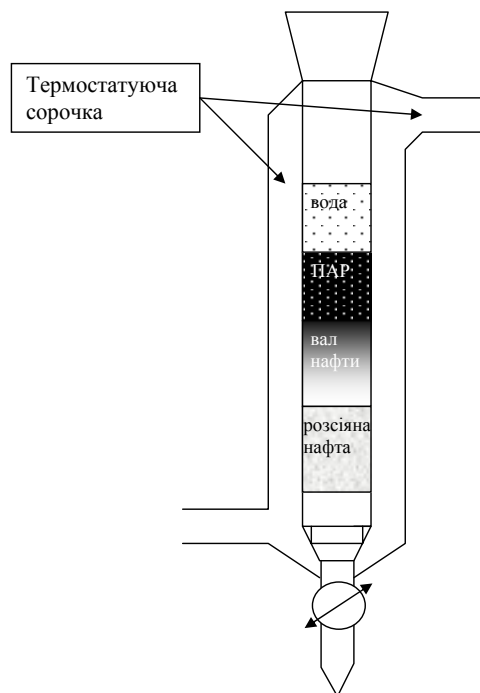


Рис. 1. Модель нафтоводоносного пласта для експресного вивчення нафтовитисної здатності ПАР.

– закачування облямівки розчину ПАР певної величини (наприклад 50 %) і проштовхування її

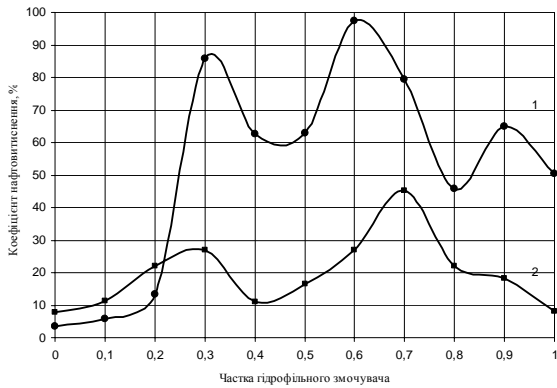


Рис. 2. Залежність коефіцієнта нафтовитиснення залишкової нафти від частки гідрофільного змочувача для розчинів 5 % (1) і 0,05 % (2) концентрації.

водою системи ППТ (або попутною водою конкретної свердловини) – моделюється етап довідмиву нафти [2].

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

Дані дослідження здійснювались із нафтазолом в якому співвідношення компонентів ГЗ і ОЕ змінювались так, що спочатку використовувався тільки емульгатор (співвідношення компонентів 0:1), потім співвідношення компонентів складало 0,1:0,9; 0,2:0,8;.....0,8:0,2; 0,9:0,1 і потім використовувався тільки змочувач (1:0). Таким чином метою даної роботи є встановлення оптимального співвідношення компонентів нафтазолу (гідрофільного змочувача і олефільного емульгатора) яке буде забезпечувати

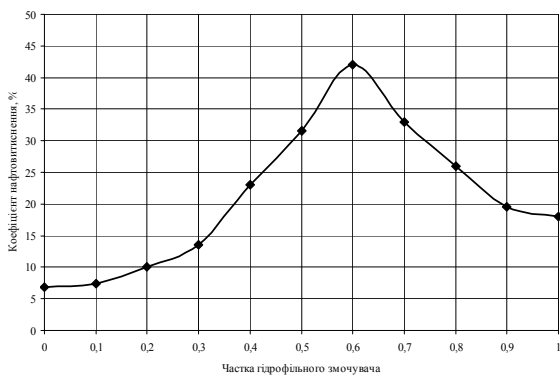


Рис. 3. Залежність коефіцієнта нафтовитиснення залишкової нафти від частки гідрофільного змочувача при нагнітанні суміші 0,05 % розчину нафтазолу і 0,05 % розчину ПАА.

ефективне відмивання залишкової нафти з пористого середовища.

Дослідження проводились для різних технологій та масового вмісту ПАР:

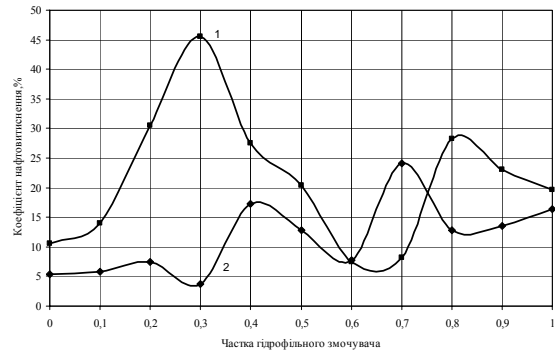


Рис. 4. Залежність коефіцієнта нафтовитиснення залишкової нафти від частки гідрофільного змочувача нафтазолу для різних технологій закачування (технологія 5 (1), технологія 4 (2)).

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

2) витиснення залишкової нафти 0,05 % водним розчином нафтазолу в об'ємі 20 % від об'єму пор моделі пласта та проштовхування його водою;

3) витиснення залишкової нафти водним розчином суміші нафтазолу (0,05 %) і поліакриламід (ПАА) в кількості 0,03 % в об'ємі 20 % від об'єму пор моделі пласта та проштовхування його водою;

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

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

II. Результати експерименту

Лабораторні дослідження витиснення нафти водою і розчинами нафтазолу здійснювались для різних співвідношень компонентів та технологій закачування. Для прикладу в табл. 1 наведені ці результати для нафтазолу з співвідношеннями його компонентів 0:1, а узагальнені результати досліджень (за показником відмиву залишкової нафти) наведені в табл. 2 і на рис. 2-4.

На рис. 2 наведені зміна коефіцієнта нафтовитиснення від співвідношення компонентів нафтазолу (на осі абсцис показана тільки частка ГЗ) для 5 % розчину нафтазолу (крива 1) та 0,05 % розчину (крива 2). З наведеного видно, що для нафтазолу з співвідношенням компонентів 3:7 та 6:4 спостерігається дві пікові точки: з коефіцієнтами нафтовитиснення: 85,7 % та 97,4 % (для 5 % розчину) та 27,5 % та 45,3 % (для 0,05 % розчину) відповідно.

Наявність таких максимумів на залежності

Таблиця 1

Результати лабораторних досліджень витиснення нафти водою і розчинами нафтазолу для співвідношення його компонентів 0:1

| Назва ПАР; концентрація ПАР; співвідношення компонентів (частка ГЗ:частка ОЕ); технологія нагнітання | Коефіцієнт витиснення, % | | | |
|--|--------------------------|--|----------|-------------------------|
| | водою | приріст коефіцієнта витиснення дією ПАР | кінцевий | від залишкової нафти |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| нафтазол; 5 %; 0:1; 50 % облямівка ПАР і вода | 58,6 | 1,8 | 60,4 | 3,5 |
| нафтазол; 0,05 %; 0:1; 50 % облямівка ПАР і вода | 63,1 | 3,4 | 66,5 | 7,9 |
| нафтазол; 0,05 %; 0:1; 50 % облямівка суміші ПАР з 0,03 % ПАА і вода | 62,7 | 3,5 | 66,2 | 6,8 |
| нафтазол; 0,05 %; 0:1; 50 % облямівка ПАР, 20 % облямівка 0,03 % ПАА і вода | 60,0 | 2,2 | 62,2 | 5,4 |
| нафтазол; 0,05 %; 0:1; 20 % облямівка 0,03 % ПАА, 50 % облямівка ПАР і вода | 62,1 | 5,0 | 67,1 | 12,2 |

Таблиця 2

Результати дослідження витиснення залишкової нафти із обводнених пластів розчином нафтазолу для різних співвідношень його компонентів

| Співвідношення компонентів нафтазолу (частка ГЗ:частка ОЕ) | Значення коефіцієнта витиснення залишкової нафти для розчинів з 0,05 і 5,0 % вмістом нафтазолу при різних співвідношеннях компонентів та технологій закачування, % | | | | |
|---|--|-------|--|--|--|
| | для різного вмісту ПАР | | для різних технологій закачування | | |
| | 5% | 0,05% | Закачування 50,0 % облямівки суміші 0,05 % нафтазолу і 0,05 % ПАА та води | Закачування 50 % облямівки 0,05 % нафтазолу, 20 % обля-мівки 0,03 % ПАА і води | Закачування 20 % облямівки 0,03 % ПАА, 50 % облямівки 0,05 % нафтазо-лу і води |
| 0:1 | 3,5 | 7,9 | 6,8 | 5,4 | 10,6 |
| 0,1:0,9 | 5,8 | 11,2 | 7,4 | 5,8 | 12,2 |
| 0,2:0,8 | 13,3 | 21,9 | 11,1 | 7,4 | 30,5 |
| 0,3:0,7 | 85,7 | 26,9 | 13,5 | 3,7 | 45,5 |
| 0,4:0,6 | 62,5 | 11,1 | 7,8 | 17,3 | 27,5 |
| 0,5:0,5 | 62,9 | 16,6 | 31,6 | 12,8 | 20,4 |
| 0,6:0,4 | 97,4 | 26,9 | 42,1 | 7,7 | 7,5 |
| 0,7:0,3 | 79,5 | 45,3 | 29,7 | 24,1 | 8,2 |
| 0,8:0,2 | 45,7 | 21,9 | 28,3 | 12,8 | 28,3 |
| 0,9:0,1 | 64,9 | 18,3 | 19,5 | 13,6 | 23,0 |
| 1:0 | 60,1 | 8,0 | 19,8 | 16,4 | 19,6 |

коефіцієнта нафтовитиснення від співвідношення компонентів нафтазолу у водному розчині свідчить про переважаючий вплив одного з компонентів нафтазолу над іншим. Як видно із табл. 2 при загальній масовій концентрації нафтазолу в робочому розчині 5 % за наявності тільки першого компонента коефіцієнт нафтовитиснення становить 60,1 %, а за наявності тільки другого компонента – 3,5 %. Присутність в робочому розчині двох компонентів створює відповідний синергетичний ефект з ефективністю більшою від ефекту для кожного з

компонентів. Синергізм за загального вмісту нафтазолу 0,05 % проявляється ще з більшою силою, так компоненти самостійно витиснюють тільки 8 % залишкової нафти, а в суміші можуть сягати 45 % витиснення.

На рис. 3 зображено залежність коефіцієнта нафтовитиснення від співвідношення компонентів нафтазолу за його сумарного вмісту 0,05 % та додатку 0,05 % ПАА. Із рисунка видно, що найбільше значення коефіцієнта нафтовитиснення досягається для співвідношень компонентів нафтазолу 0,6:0,4, при

якому коефіцієнт нафтовитиснення становить 42,1%.

На рис. 4 наведена залежність коефіцієнта нафтовитиснення від співвідношення компонентів нафтазолу для різних способів нагнітання робочого розчину: для послідовного нагнітання розчину нафтазолу, розчину полімеру та проштовхування їх водою (крива 1) та навпаки, для послідовного нагнітання розчину полімеру, розчину нафтазолу та проштовхування їх водою (крива 2).

При послідовному нагнітанні 0,05 % водного розчину нафтазолу і 0,03 % водного розчину ПАА спостерігають два максимуми коефіцієнта нафтовитиснення при співвідношенні компонентів нафтазолу 0,4:0,6 – коефіцієнт нафтовитиснення становить 17,3 %, при 0,7:0,3 – 24,1 %. При послідовному нагнітанні спочатку 0,03 % водного розчину ПАА а потім 0,05 % водного розчину нафтазолу найбільше значення коефіцієнта нафтовитиснення досягається при співвідношенні компонентів нафтазолу – 0,3:0,7 і становить 45,5 %, а другий максимум коефіцієнта нафтовитиснення становить 28,3 % при співвідношенні компонентів нафтазолу 0,8:0,2.

Висновки

Для оброблення привибійних зон пласта з метою підвищення продуктивності видобувних свердловин можна рекомендувати водний розчин нафтазолу масовою концентрацією 5 %, в якому співвідношення компонентів складає 0,6:0,4.

Для збільшення коефіцієнта нафтовитиснення можна рекомендувати 0,05 % водний розчин нафтазолу, співвідношення компонентів якого складатиме 0,7:0,3.

Досить високий коефіцієнт нафтовитиснення досягається при послідовному нагнітанні об'ємівки 0,03 % водного розчину ПАА та об'ємівки 0,05 % водного розчину нафтазолу з співвідношенням компонентів 0,3:0,7.

Ефективним є також нагнітання суміші 0,05 % водного розчину нафтазолу і 0,05 % водного розчину ПАА з співвідношенням компонентів нафтазолу 0,6:0,4.

Результати виконаних досліджень свідчать про високу ефективність використання запропонованої ПАР – нафтазолу для довилучення залишкової нафти з обводнених нафтових пластів та інтенсифікації.

Кондрат Р.М. – доктор технічних наук, професор, завідувач кафедри розробки та експлуатації нафтових і газових родовищ ІФНТУНГ;

Мороз Л.Б. – аспірант;

Михайлюк В.Д. – начальник групи фізики та гідродинаміки нафтогазового пласта НДПІ ВАТ "Укрнафта";

Литвин Б.Л. – кандидат хімічних наук, доцент, начальник лабораторії дослідження і підготовки нафти НДПІ ВАТ "Укрнафта".

[1] *Поверхностно-активные вещества: Справочник* / А.А. Абразон, В.В. Бочаров, Г.М. Гаевой и др; под ред. А.А. Абрамзона и Г.М. Гаевого. Химия, Л. 376 с. (1979).

[2] М.І. Рудий, М.В. Заяць. Пошук ефективних поверхнево-активних речовин для дії на нафту Бугріватівського родовища // *Науковий вісник ІФНТУНГ*, (3), (12), сс. 75-81 (2005).

R.M. Kondrat¹, L.B. Moroz¹, V.D. Mykhailyuk², B.L. Lytvyn²

Surface-Active Solutions for the Processes of Oil Recovery

¹IFNTUOG, a street Carpathians, 15, Ivano-Francovsk, Ukraine

²RPI State Company "Ukrnafta", street North boulevard, 2, Ivano-Francovsk, Ukraine

For the terms of concrete deposit explored influencing of superficially-active solution of naftazol on displacement remaining oil from the models of water producer layers. The laboratory experiments were carried out after an express method at different technologies of beginning to swing and mass maintenance of superficially-active matters

Key words: superficially-active matter, water oil displacement, recovery factor, remaining oil, concentration, technology, water ration.