

ВИБІР УМОВ ЗАСТОСУВАННЯ РОЗЧИНІВ ПОВЕРХНЕВО-АКТИВНИХ РЕЧОВИН З МЕТОЮ ПІДВИЩЕННЯ КІНЦЕВОГО НАФТОВИЛУЧЕННЯ НАФТОВИХ РОДОВИЩ

Л.Б.Мороз

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42195,
e-mail: mlb81@ukr.net

Представлені основні результати експериментального визначення коефіцієнтів витиснення нафти водою, розчинами поверхнево-активних речовин (ПАР) та вплив основних чинників на ефективність нафтовилучення з вигодсько-бистрицького нафтового покладу Долинського родовища на завершальній стадії розробки.

Ключові слова: видобуток, коефіцієнт вилучення нафти, третинні методи видобутку, обводненість, свердловина.

Представлены основные результаты экспериментального определения коэффициентов вытиснения нефти водой, растворами поверхностно-активных веществ (ПАВ) и влияние основных факторов на эффективность нефтеизвлечения из вигодско-бистрицкой нефтяной залежи Долинского месторождения на поздней стадии его разработки.

Ключевые слова: добыча, коэффициент извлечения нефти, третичные методы добычи, обводненность, скважина.

Represented basic results of experimental determination of coefficients of water oil displacement, by solutions of superficial-active matters and influence of basic factors on their efficiency of oil recovery from the вигодско-бистрицского oil bed of the Dolinscogo deposit on the finishing stage of development.

Keywords: recovery, recovery faktor of oil, tertiary recovery, waterration, well.

Внаслідок постійного зменшення активних запасів нафти на багатьох родовищах сформувався нове поняття перехідного періоду як періоду завершальної стадії розробки об'єкта. Слід зауважити, що родовища, які розробляються шляхом заводнення, вступили у завершальну стадію розробки, тому виникає проблема дорозробки їх з метою додаткового вилучення нафти, в тому числі із заводнених зон.

При всіх перевагах освоєного промислового методу заводнення нафтових покладів як методу вилучення нафти, він вже не забезпечує необхідну завершальну ступінь вилучення нафти з покладів, особливо в умовах неоднорідних пластів і підвищеної в'язкості нафти, коли досягається низька ступінь охоплення пластів заводненням. У міру вивчення механізму і особливостей процесу заводнення нафтових покладів почали наполегливо шукати способи підвищення його ефективності.

Розподіл залишкової нафтонасиченості в пластах потребує, щоб методи збільшення нафтовилучення ефективно впливали на розсіяну нафту в заводнених або загазованих зонах пласта і на зони з високою нафтонасиченістю слабкопроникних пропластків та в монолітних заводнених пластах, а також в утворених лінзах, які ще не охоплені дренажною системою свердловин. Очевидним є те, що за такого стану залишкової нафтонасиченості, а також через відмінність між властивостями нафти, води і газу, і проникності нафтонасичених зон пластів не може бути одного універсального методу збільшення нафтовилучення з пластів, який усував би всі причини залишкової нафтонаси-

ченості. Відомі методи збільшення нафтовилучення з пластів характеризуються здебільшого спрямованою дією, причому кожний з них впливає на одну-дві причини залишкової нафтонасиченості.

Розробка родовищ Прикарпаття на природних режимах є малоефективною і нераціональною через низькі (10 %, рідше до 16 %) коефіцієнти вилучення нафти. Тому основні родовища регіону (Долинське, Північно-Долинське, Струтинське, Спаське, Битківське, Гвіздецьке, Довбушансько-Бистрицьке, Луквинське, Старо-самбірське, Орів-Уличнянське) розробляються із застосуванням технології витиснення нафти водою шляхом заводнення, що дає можливість збільшити кінцеве нафтовилучення до 26–46%. З метою підвищення повноти вилучення вуглеводнів з родовищ застосовуються як гідродинамічні методи (зміна фільтраційних потоків, циклічне заводнення тощо), так і методи, що покращують самі умови заводнення (заводнення з додаванням лугів, поверхнево-активних речовин, полімерів тощо). Експериментальні дослідження витиснення нафти водою та іншими агентами із пористого середовища у лабораторних і промислових умовах проводили дослідники Р.Х.Алмаєв, Р.О.Гнатюк, І.Ф.Глумов, А.Т.Горбунов, В.В.Девлікамов, М.Л.Сургучев, С.О.Жданов, Ю.В.Желтов, О.І.Забродін, В.С.Іванишин, М.М.Кусаков, Є.І.Ліскевич, О.М.Мартинович, І.Л.Мархасін, В.Д.Михайлюк, В.Г.Огаджанянц та ін. [1], однак питанню застосування ПАР у процесах видобування вуглеводнів в Україні присвячено небагато публікацій, а ті, що є, мають епізодичний і не-

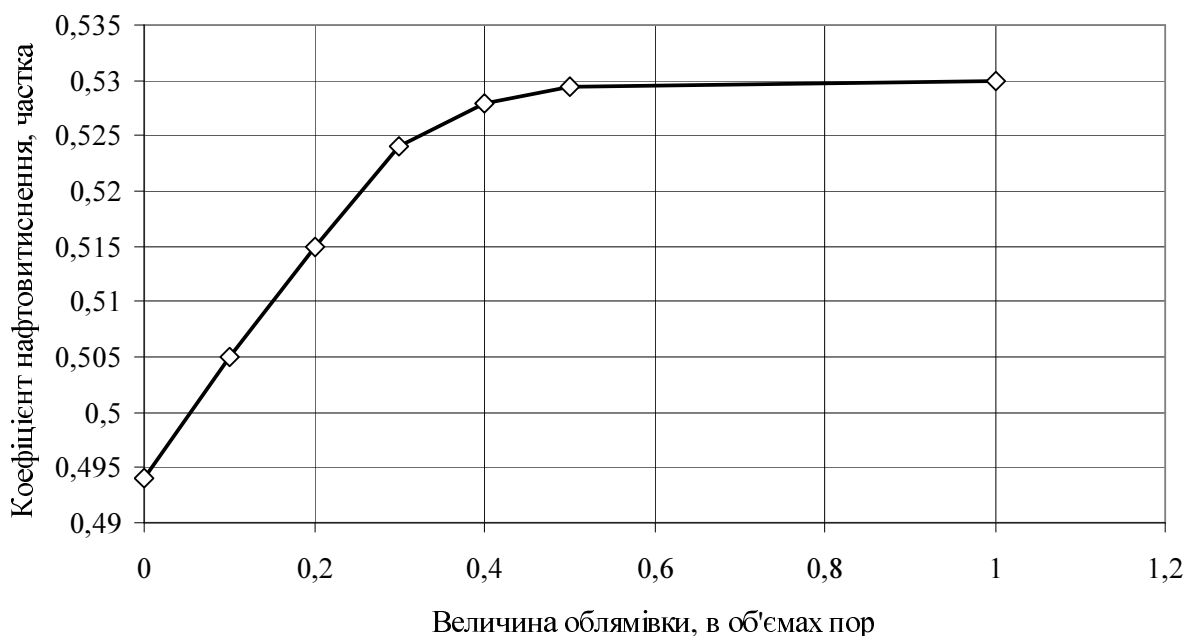


Рисунок 1 – Залежність коефіцієнта нафтовилучення від величини об'ємів розчину ПАР

несистематизований характер. Зовсім відсутні публікації про вплив ПАР на нафтовиддачу низькопроникних теригенних колекторів, у тому числі за температур порядку 80-90°C, якими представлена більшість покладів нафти в Україні і, особливо, на Прикарпатті. Більшість досліджень [1-3] присвячено фізико-хімічним аспектам застосування ПАР у процесі розробки нафтових родовищ, тому вони мають теоретичне спрямування. Найбільш повно ці питання вивчалися в "ВНИИнефть" і "Башнефть" (Росія), але ці дослідження здійснювалися, здебільшого, для умов родовищ нафти Поволжжя і вже давно застаріли. Хотілося б загалом відмітити значний вклад башкирської школи нафтохіміків у дослідження умов застосування розчинів ПАР у процесах нафтовидобування як колишнього СРСР в цілому, так і у постановці цього напрямку науки в Центральній науководослідній лабораторії (тепер НДПІ – науководослідний і проектний інститут) ВАТ "Укрнафта". Однак погляди цих науковців, як свідчить практика застосування ПАР в нафтовидобуванні, не завжди були правильними. Так, концепція пошуку ефективних ПАР, які б мали незначну адсорбцію, була суперечливою до самого визначення поверхнево-активних речовин як класу хімічних сполук. Поверхнево-активна речовина прагне адсорбуватися на поверхні розділу фаз "газ (рідина, порода) – рідина", внаслідок чого тут встановлюється більш висока концентрація ПАР, ніж в об'ємі розчину. Тому саме здатність поверхнево-активних речовин у процесі адсорбції на поверхні розділу фаз радикально змінювати її властивості і у такий спосіб впливати на багато важливих властивостей дисперсних систем широко використовується у багатьох галузях техніки і численних технологічних процесах. Природно, що при цьому частина ПАР залишиться на міжфазній

поверхні, особливо твердій. Отже, важливішим є не пошук ПАР, що слабо адсорбуються (такі ПАР володітимуть малою поверхневою активністю), а пошук технологічних прийомів, які б зменшили адсорбцію.

Мета даної статті полягає в методологічному підході до експериментального вибору оптимальних умов застосування розчинів поверхнево-активних речовин (ПАР) для підвищення вилучення вуглеводнів.

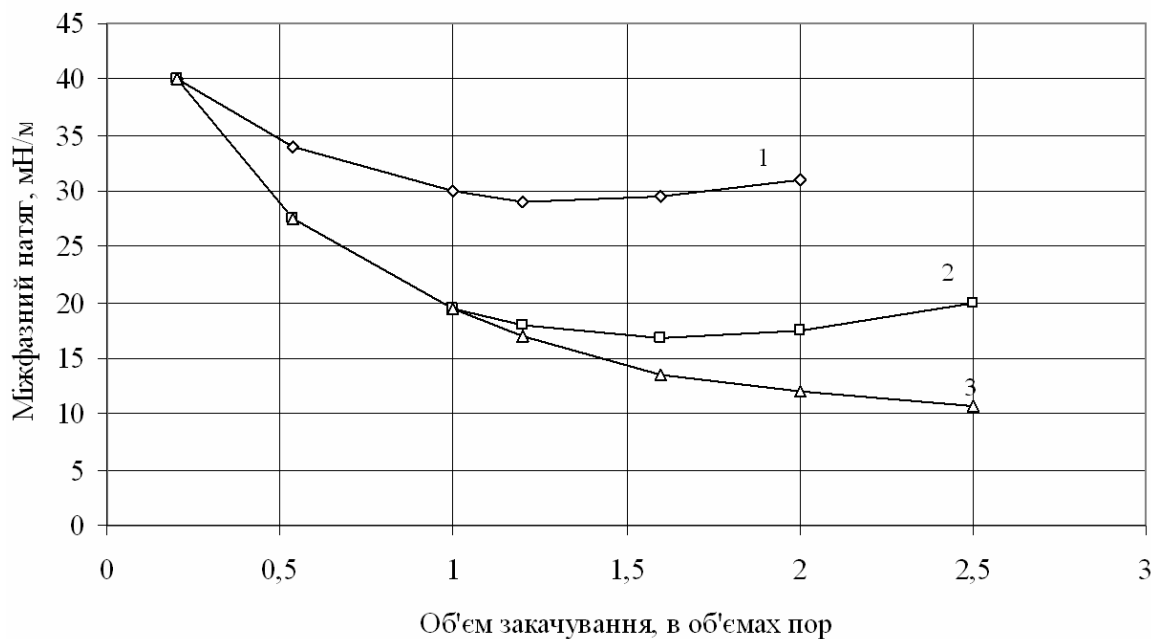
Для цього використано метод фізичного моделювання визначення коефіцієнта нафтовилучення в умовах, максимально наближених до пластових [1, 2].

Розглянуто такі чинники впливу на кінцеве нафтовилучення як вміст ПАР у розчинах, величина об'єму їх закачування (об'ємівки), що проілюстровувалася водою до припинення винесення нафти, та типу ПАР.

Величина об'ємівки визначалася шляхом експериментального пошуку коефіцієнтів нафтовилучення для різних їх величин 0,05% розчином ПАР та вимірювання міжфазного натягу в продукції на виході з моделі пласта. Визначення коефіцієнта нафтовилучення здійснювалося у відповідності до [2] (рис. 1), а міжфазний натяг – методом обертової краплі на приладі ВМН-1 [2] (рис. 2).

З наведеного видно, що у разі застосуванні 50% і 100% об'ємівки досягається практично однаковий коефіцієнт нафтовилучення. При цьому і міжфазний натяг в продукції на виході з моделі пласта (рис. 2) до прокачування одного об'єму пор (реальний об'єм заводнення на родовищах) практично однаковий.

Дослідження вмісту ПАР у витисному агенті здійснювалося для різних значень його 50% об'ємівки (рис. 3). Як бачимо, різке збільшення нафтовилучення спостерігається за вмісту ПАР у витисному агенті понад 0,03%, а за його вмі-



1-20 % облямівка ПАР; 2-50 % облямівка ПАР; 3-100 % облямівка ПАР

Рисунок 2 – Зміна міжфазного натягу в продукції на виході з моделі пласта

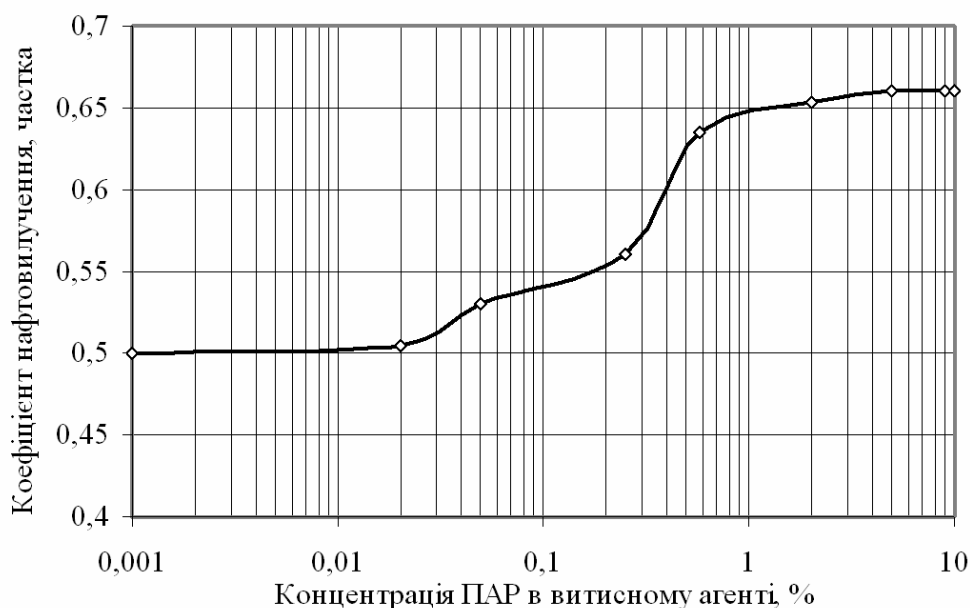


Рисунок 3 – Залежність коефіцієнта нафтовилучення від концентрації ПАР у витисному агенті

ту, понад 5,0% коефіцієнт нафтовилучення практично не зростає.

На рисунку умовно виділимо дві ділянки різкого збільшення коефіцієнта нафтовилучення: перша в інтервалі 0,02-0,05%, а друга – 0,2-0,5%. Отже, з метою підвищення нафтовилучення використання для заводнення 0,05% і 0,5% розчинів ПАР буде оптимальним.

З метою вивчення впливу на величину нафтовитиснення типу ПАР було здійснено серію досліджень нафтовитисних властивостей за експресною методикою [3] для двох найбільш поширених їх типів: аніонних (АПАР) та неіоногенних (НПАР).

Такі дослідження здійснювались за наступною схемою:

– вакуумування колонки і заповнення її моделлю пластової води, яку витісняють за пластової температури 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 (ПШТ) конкретного нафтового родовища (або складу води в продукції свердловини) – моделюється етап заводнення родовища (або

Таблиця 1– Результати вивчення коефіцієнта нафтовитиснення 5 % розчинами ПАР для умов Долинського родовища

Тип ПАР	Досліджувана ПАР	Вода приготування розчинів ПАР	Коефіцієнт нафтовитиснення, %				
			водою	приріст дією ПАР	кінцевий	від залишкової нафти	
АПАР	сульфонол	прісна	52,7	25,9	78,6	54,7	
		20 г/л NaCl	49,0	14,7	63,7	28,8	
	карпатол	прісна	58,1	29,4	87,5	70,4	
		20 г/л NaCl	52,8	14,2	67,0	30,0	
	пінол	прісна	56,9	13,7	70,6	31,8	
		20 г/л NaCl	46,6	12,7	59,3	23,8	
НПАР	превоцел	прісна	48,7	23,0	71,7	44,8	
		20 г/л NaCl	46,6	24,6	71,2	46,0	
	неонол	прісна	52,1	25,9	78,0	54,0	
		20 г/л NaCl	59,7	22,4	82,1	55,6	
	савенол	прісна	49,1	21,05	70,15	41,4	
		20 г/л NaCl	45,5	24,1	69,6	44,3	
	стінол	прісна	50,8	25,4	76,2	51,6	
		20 г/л NaCl	45,4	27,3	72,7	50,0	
	Суміш АПАР і НПАР у співвідношенні 1:1	сульфонол + стінол	прісна	57,0	21,5	78,5	50,0
			20 г/л NaCl	59,2	26,7	87,9	65,4
		карпатол + стінол	прісна	49,2	31,4	80,6	62,5
			20 г/л NaCl	58,1	29,4	87,5	70,4
пінол + стінол		прісна	46,6	20,9	67,5	39,1	
		20 г/л NaCl	61,5	26,9	88,4	70,0	
сульфонол + савенол		прісна	53,4	21,6	75,0	46,3	
		20 г/л NaCl	50,8	25,4	76,2	51,6	
карпатол + савенол		прісна	45,4	27,3	72,7	50,0	
		20 г/л NaCl	58,1	29,4	87,5	70,4	
пінол + савенол		прісна	60,2	13,9	74,1	34,9	
		20 г/л NaCl	47,9	25,2	73,1	48,4	
пінол + превоцел		прісна	48,3	16,7	65,0	32,3	
		20 г/л NaCl	51,8	23,4	75,2	48,5	
сульфонол + неонол		прісна	51,8	23,4	75,2	48,5	
		20 г/л NaCl	46,7	36,2	82,9	67,9	
карпатол + неонол		прісна	53,5	27,7	81,2	59,6	
		20 г/л NaCl	61,5	26,9	88,4	70,0	
пінол + неонол	прісна	48,6	17,0	65,6	33,1		
	20 г/л NaCl	52,5	24,5	77,0	51,5		

стан знаходження пластових флюїдів в конкретній свердловині);

– закачування облямівки розчину ПАР певної величини (наприклад, 50% від об'єму нафтонасичених пор пласта) і проштовхування її водою системи підтримки пластового тиску (ППТ) (або попутною водою конкретної свердловини) – моделюється етап довідмивання нафти.

Як АПАР використовували сульфонол, пінол та карпатол, як НПАР – превоцел, неонол, савенол та стінол. Розчини ПАР готувалися як на прісній, так і на мінералізованій воді з вмістом NaCl 20 г/л (мінералізація підтоварної води Долинського родовища).

Як бачимо (табл. 1), мінералізація води, на якій готувалися розчини ПАР, впливає на нафтовитисні властивості розчинів ПАР: для АПАР ефективність витиснення погіршується, а для суміші АПАР і НПАР – покращуються. Це пояснюється тим, що мінералізовані води сприяють висолованню АПАР і випаданню їх в осад, при цьому вуглеводнева частина, спливає на поверхню, внаслідок чого відбувається повна або часткова втрата розчинами ПАР їх поверхневої активності.

Дослідження сумісності розчинів ПАР з підтоварними водами засвідчили, що суміш АПАР і НПАР у співвідношенні 1:1 не утворює ніякого осаду при змішуванні з підтоварною

водою від змішування цих розчинів в будь-яких співвідношеннях. Водночас змішування АПАР з підтоварною водою навіть за 0,05% його концентрації утворює важкорозчинний верхній шар. Розчини суміші АПАР і НПАР, які готувались як на прісній, так і на мінералізованій воді в інтервалі температур 0-100 °С не розшарувались.

Дослідженнями міжфазного натягу розчинів ПАР на границі з очищеним гасом встановлено, що вміст солей в розчинах НПАР на величину міжфазного натягу не впливає, а в розчинах АПАР та їх сумішах з НПАР - знижують її. Раніше [2] також було вказано, що міжфазний натяг для розчинів суміші сульфонола і превоцела у співвідношенні 1:1 внаслідок розбавлення пластовою водою Старосамбірського нафтового родовища може знижуватися на 2-3 порядки. Таким чином, суміші з НПАР є стабілізаторами мінералізованих розчинів, а АПАР проявляють синергізм (посилення поверхневої активності) стосовно міжфазного натягу.

Отже, застосування суміші АПАР і НПАР для приготування водних розчинів з метою збільшення нафтовіддачі є найбільш доцільним і рекомендується для впровадження на нафтових родовищах Прикарпаття. При цьому оптимальна величина її об'ємів складатиме 40-60 % від об'єму пор, а вміст від ПАР – від 0,05 % до 0,5 %, що і визначатиметься економічною доцільністю.

Література

1 Юрків М.І. Фізико-хімічні основи нафтовилучення [Текст]: навч. посібн. / М.І.Юрків.– Львів: 2008. – 374с. –ISBN 978-966-1517-00-6.

2 Михайлюк В.Д. Використання поверхнево-активних речовин впроцесах нафтовидобутку на родовищах ВАТ «Укрнафта» [Текст] / В.Д. Михайлюк, М.І.Рудий. – Івано-Франківськ, 2009.– 400 с. – ISBN 978-966-97094-0-0.

3 Мороз Л.Б. Поверхнево-активні речовини для процесів нафтовилучення [Текст] / Л.Б. Мороз, Р.М. Кондрат, В.Д. Михайлюк, Б.Л. Литвин. // Фізика і хімія твердого тіла. – 2008. – № 3. – Т.9. – С.655-658.

Стаття постуила в редакційну колегію

14.07.10

*Рекомендована до друку професором
Р. М. Кондратом*