

ТЕХНОЛОГІЇ ВИДОБУВАННЯ ЗАЛИШКОВОЇ НАФТИ З ОБВОДНЕНИХ РОДОВИЩ ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ ПОВЕРХНЕВО-АКТИВНИХ СИСТЕМ

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

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

Основні за запасами нафти родовища Передкарпаття розробляються в умовах заводнення. У заводнених зонах цих родовищ знаходяться значні залишкові запаси нафти через неповне витіснення водою із пористого середовища і макрозацементованої нафти в слабкодренованих ділянках пласта з початковою нафтонасиченістю, які вода обійшла. Дослідження, розроблення і впровадження у нафтовій промисловості технологій застосування поверхнево-активних систем для збільшення нафтовилучення і поточних відборів нафти на завершальній стадії розробки родовищ є актуальним завданням сьогодення.

З метою вибору ефективність витіснювальних агентів на основі ПАР для вилучення залишкової нафти з обводнених пластів і технологій їх застосування виконано комплекс лабораторних досліджень за експрес-методикою і на установці УДПК, яка модулює пластові умови. Експериментальні дослідження процесів витіснення нафти розчинами ПАР здійснювалися для умов вигодсько-бистрицького нафтового покладу Долинського родовища. Представлені основні результати експериментального визначення коефіцієнтів витіснення нафти водою, розчинами ПАР та вплив основних чинників на їх ефективність.

За результатами досліджень розроблено спосіб вилучення нафти із слабкодренованих і макронеоднорідних ділянок пласта, який ґрунтується на послідовному запомповуванні у нагнітальну свердловину розчину загушувача і розчину ПАПС.

Обґрунтовано вибір дослідного поля для здійснення дослідно-промислових випробувань запропонованої технології вилучення залишкової нафти з обводнених пластів вигодсько-бистрицького покладу Долинського родовища.

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

Основные по запасам нефти месторождения Прикарпатья разрабатываются в условиях заводнения. В обводненных зонах этих месторождений находятся значительные остаточные запасы нефти из-за неполного вытеснения водой из пористой среды нефти и макрозацементированной нефти в обводненных водой слабкодренованных участках пласта с начальной нефтенасыщенностью. Исследование, разработка и внедрение в нефтяной промышленности технологий применения поверхностно-активных систем для увеличения нефтедобычи и текущих отборов нефти на завершающей стадии разработки месторождений на сегодня является актуальной задачей.

С целью выбора эффективности вытеснительных агентов на основе ПАВ с целью извлечения остаточной нефти из обводненных пластов и технологий их применения выполнен комплекс лабораторных исследований по экспресс методике и на установке УДПК, которая модулирует пластовые условия. Экспериментальные исследования процессов вытеснения нефти растворами ПАВ осуществлялись для условий выгодско-бистрицкой нефтяной залежи Долинского месторождения. Представлены основные результаты экспериментального определения коэффициентов вытеснения нефти водой, растворами ПАВ и влияние основных факторов на их эффективность.

По результатам исследований разработан способ извлечения нефти из слабодренированных и макронеоднородных участков пласта, основанный на последовательной закачке в нагнетательную скважину раствора загушувача и раствора ПАПС.

Обоснован выбор поля испытаний для опытно-промышленных испытаний предложенной технологии извлечения остаточной нефти из обводненных пластов выгодско-бистрицкой залежи Долинского месторождения.

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

Major oil reserves of the Precarpathian region are developed under waterflood. In flooded area of these deposits there are significant residual oil reserves in the form of trapped oil associated with incomplete displacement of oil by water from porous medium, and trapped oil in poorly drained areas of the reservoir with initial oil saturation that have been bypassed by water. Research, development and implementation of technology of surface-active systems in oil industry for increasing oil recovery and current selections of oil in the final stages of field development are very important today.

In order to select the efficiency of displacing agents based on surface-active agents to remove residual oil from flooded layers and technologies of their use a range of laboratory researches based on express-methodology using PSCT that modulates reservoir conditions were carried out. Experimental study of the displacement of oil surfactant solutions was carried out for conditions of vyhodsko-bystrytskyi oil pool of Dolina field. The basic results of the experimental determination of the coefficients of the displacement of oil by water and surfactant solutions and the influence of the main factors on their performance were presented.

According to the research a method of extracting oil from poorly drained and trapped areas of the reservoir, which is based on sequential injecting of thickener solution and the solution of SAS to injection wells has been developed.

The choice of research fields for pilot tests for the implementation of the proposed technology of removing residual oil from the flooded reservoir of vyhodsko-bystrytskyi oil pool of Dolina field has been reasoned.

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

Значна кількість нафтових родовищ України, в тому числі Передкарпаття, вступила в період спадного видобутку нафти і завершальну стадію розробки. Основні за запасами нафти родовища Передкарпаття розробляються в умовах заводнення. У заводнених зонах цих родовищ знаходяться значні залишкові запаси нафти через неповне витіснення водою із пористого середовища і макрозашемленої нафти в слабкодренованих ділянках пласта з початковою нафтонасиченістю, які вода обійшла.

Відомі технології фізико-хімічного діяння на пласт і привибійну зону пласта (ПЗП) розроблені для ранніх стадій розробки нафтових родовищ. Однак завершальна стадія розробки родовищ характеризується своїми специфічними особливостями: виснаження пластової енергії, висока обводненість пластової продукції, погіршення стану привибійної зони пласта, інтенсифікація процесів корозії та солевідкладень тощо, що необхідно враховувати при виборі складників суміші поверхнево-активних речовин та технологій їх застосування для витіснення залишкової нафти із обводнених пластів з метою збільшення нафтовилучення і оброблень привибійних зон пласта з метою інтенсифікації припливу нафти до свердловини і збільшення дебітів нафти.

Отже, дослідження, розроблення і впровадження у нафтовій промисловості технологій застосування поверхнево-активних систем для збільшення нафтовилучення і поточних відборів нафти на завершальній стадії розробки родовищ є актуальним завданням сьогодення.

Із проблемою збільшення нафтовилучення з пластів вже декілька десятиліть стикаються нафтові компанії в різних регіонах світу. Експериментальні дослідження з витіснення нафти водою та іншими агентами із пористого середовища у лабораторних і промислових умовах здійснювали О.І. Акульшин, Р.Х. Алмаєв, М. Азізбеков, Г.А. Бабалян, В.С. Бойко, О.І. Буторін, Ш.К. Гіматудінов, Р.О. Гнатюк, І.Ф. Глумов, А.Б. Гумасян, А.Т. Горбунов, В.В. Девлікамов, В.М. Дорошенко, Д.А. Ефрос, С.О. Жданов, Ю.В. Желтов, Ю.П. Желтов, О.І. Забродін, Ю.О. Зарубін, С.Н. Закіров, В.С. Іванишин, М.М. Кусаков, Р.М. Кондрат, І.І. Кравченко, Б.І. Леві, Є.І. Ліскевич, О.М. Мартинців, І.Л. Мархасін, В.Д. Михайлюк, В.Г. Огаджанянц, Г.П. Ованесов, Л.А. Пелевін, Ю.А. Піддубний, О.М. Сарданашвілі, М.Л. Сургучов, І.М. Щелкачов, Є.М. Халімов, A. Nail, C.C. Mattax, J.R. Kyte, G. Moritis та ін.

Серед відомих методів збільшення нафтовилучення на увагу заслуговують фізико-хімічні методи, які характеризуються технологічною та техніко-економічною ефективністю. В Росії і Білорусії застосовують різні фізико-

хімічні методи діяння на пласт та технології збільшення охоплення пластів заводненням, що полягали у запомповуванні в пласт потоковідхиляючих агентів. Так, в Росії серед фізико-хімічних методів перевагу надають обробленню привибійної зони пласта і технологіям на основі поліакриламідів (ПАА). На родовищах Передкарпаття проводяться дослідно-промислові роботи з витіснення нафти з пористого середовища водними розчинами ПАР на Струтинському, Старосамбірському і Довбушансько-Бистрицькому родовищах [1].

З метою вибору ефективності витіснювальних агентів на основі ПАР для вилучення залишкової нафти з обводнених пластів і технологій їх застосування виконано комплекс лабораторних досліджень за експрес методикою [2] і на установці УДПК, яка модулює пластові умови. На початку проведення досліджень модель пористого середовища насичувалась зв'язаною водою, а відтак заповнювалась нафтою. Нафта витіснялась водою зі створенням у пласті залишкової нафтонасиченості. В подальшому залишкова нафта витісняється різними робочими агентами на основі ПАР.

За результатами досліджень важливим чинником, який впливає на ефективність використання ПАР, є температурний інтервал їх застосування [3]. В ході експериментальних досліджень встановлено, що такі поверхнево-активні речовини, як жиринокс і прогаліт, є ефективними витіснювальними агентами залишкової нафти за низьких температур (до 70°C), а барвоцел і превоцел – за високих (понад 50°C). Згідно з результатами досліджень експрес-методом 5% розчин барвацелу за температури 90°C вимиває стільки ж залишкової нафти, як і за температури 70°C (75,0%), а за температури 40°C – лише 27,4%. Для 5% розчинів жириноксу такі ж високі показники нафтовитіснення спостерігаються за температур до 70°C (таблиця 1).

В ході експериментальних досліджень встановлено, що ефективність застосування поверхнево-активних речовин значною мірою залежить від мінералізації пластової води. Так, для пластів з відносно невеликою мінералізацією води (густина 1030-1060 кг/м³) більш ефективними щодо витіснення залишкової нафти є розчини ПАР на мінералізованій воді (табл. 2), для пластів з високою мінералізацією води (густина понад 1100 кг/м³) – розчини ПАР на прісній воді або витіснення за технологією, що передбачає використання буферів з прісної води спільно з розчинами ПАР. Моделювання процесу витіснення нафти для умов Долинського родовища (пластова вода з малою мінералізацією) свідчить, що використання низькоконцентрованого розчину жириноксу на прісній

Таблиця 1 – Коефіцієнти витіснення нафти Долинського родовища 5% розчинами ПАР з різною температурою нагрівання

ПАР	Температура, °С	Коефіцієнт витіснення нафти водою, %	Приріст коефіцієнта нафтовитіснення розчинами ПАР, %	Кінцевий коефіцієнт нафтовитіснення, %	Коефіцієнт витіснення залишкової нафти, %
Жиринокс	90	59,2	8,5	67,7	20,8
	80	65,1	9,9	75	28,3
	70	61,4	28,8	90,2	74,5
	40	66,7	26,1	92,8	78,2
Барвоцел	90	53,0	35,2	88,2	75,0
	70	66,7	25,3	92	75,9
	40	66,9	9,1	76	27,4

Таблиця 2 – Результати визначення коефіцієнта витіснення нафти з пористого середовища 0,5% розчинами ПАР для умов з різною мінералізацією пластових вод

Родовище, густина пластової води	Склад розчину ПАР	Порядок запомповування	Коефіцієнт витіснення залишкової нафти, %	Додаткове вимивання залишкової нафти прісною водою, %
Долинське, вода $\rho=1030$ кг/м ³	0,5% р-н жириноксу	ПАР → прісна вода	16,5	-
	0,5% р-н жириноксу	ПАР → прісна вода	14,9	-
	0,5% р-н жириноксу +10% CaCl ₂	ПАР → прісна вода	36,7	-
	0,5% р-н жириноксу +10% Na ₂ SO ₄	ПАР → прісна вода	44,4	-
Луквинське, вода $\rho=1100$ кг/м ³	0,5% р-н жириноксу	ПАР → пластова вода	29,3	55,2
	0,5% р-н жириноксу	Прісна вода → ПАР → прісна вода → пластова вода	10,8	-
	0,5% р-н жириноксу +10% CaCl ₂	ПАР → пластова вода	21,0	42,5
	0,5% р-н жириноксу +10% Na ₂ SO ₄	ПАР → прісна вода	29,5	59,4
	0,5% р-н жириноксу +10% CaCl ₂	Прісна вода → ПАР → прісна вода → пластова вода	41,7	-
	0,5% р-н жириноксу +10% Na ₂ SO ₄	Прісна вода → ПАР → прісна вода → пластова вода	50,0	-

воді з подальшим запомповуванням прісної води не є ефективним – показники витіснення залишкової нафти залишаються в межах 14-16% [4].

Змішування водного розчину ПАР з високомінералізованою пластовою водою або додаткове уведення до складу поверхнево-активної системи хлориду кальцію або сульфату натрію призводить до зростання коефіцієнта витіснення залишкової нафти. Наприклад, коефіцієнт витіснення залишкової нафти після витіснення її водою з моделі пласта вказаними поверхнево-активними системами (0,5% розчин жириноксу з хлоридом кальцію або сульфатом натрію за концентрації 10%) становить вже 36-44 %.

Моделювання процесу витіснення для умов Луквинського родовища (пластова вода високої мінералізації) свідчить, що викорис-

тання розчину жириноксу з невисокою концентрацією на прісній або мінералізованій воді з подальшим запомповуванням пластової води забезпечує практично однакові невисокі показники витіснення залишкової нафти – в межах 21-29%. Подальше вимивання з моделі залишкової нафти прісною водою призводить до зростання коефіцієнта витіснення залишкової нафти. Коефіцієнт витіснення залишкової нафти після витіснення нафти з цих моделей прісною водою становить вже 42-59%. Проте такий технологічний процес в реальних умовах є нездійсненним. На практиці розчин поверхнево-активної системи може запомповуватись з буфером прісної води до і після розчину ПАР. Моделювання такого процесу забезпечує отримання коефіцієнта витіснення залишкової наф-

Таблиця 3 – Результати дослідження коефіцієнта нафтовитіснення 5% розчинами ПАР для умов Долинського родовища

Тип ПАР	Досліджувана ПАР	Коефіцієнт нафтовитіснення від залишкової нафти, %	
		розчин на прісній воді	розчин з додатком 40 г/л NaCl
АПАР	сульфонал	54,7	28,8
	карпатол	70,4	30,0
	пінол	31,8	23,8
НПАР	превоцел	44,8	46,0
	неонол	54,0	55,6
	савенол	41,4	44,3
	стінол	51,6	50,0
Суміш АПАР і НПАР у співвідношенні 1:1	сульфонал+стінол	50,0	65,4
	карпатол+стінол	62,5	70,4
	пінол+стінол	39,1	70,0
	сульфонал+савенол	46,3	51,6
	карпатол+савенол	50,0	70,4
	пінол+савенол	34,9	48,4
	пінол+превоцел	32,3	48,5
	сульфонал+неонол	48,5	67,9
	карпатол+неонол	59,6	70,0
	пінол+неонол	33,1	51,5

ти на рівні попереднього експерименту – від 41 до 50%. Таким чином, отримані результати свідчать, що ефективно витіснення залишкової нафти відбувається при використанні поверхнево-активних систем з мінералізацією, протилежною до мінералізації пластової води. Тобто для родовищ з пластовою водою високої мінералізації ефективними є розчини ПАР на прісній воді в комплексі з буфером прісної води. Для родовищ з пластовою водою невисокої мінералізації ефективним є розчин ПАР на мінералізованій воді.

З метою оцінки впливу на величину коефіцієнта нафтовитіснення типу поверхнево-активної речовини (аніоногенних (АПАР), неіоногенних (НПАР) та їх суміші) виконано дослідження експрес-методом для умов Долинського родовища. Як АПАР використовувалися пінол, савенол та карпатол, а в ролі НПАР – превоцел, неонол, савенол та стінол. Розчини ПАР готувалися як на прісній, так і на мінералізованій воді за вмісту NaCl 40 г/л (табл. 3).

Аналіз результатів досліджень свідчить, що мінералізація води, на якій готувалися розчини ПАР, значно впливає на нафтовитіснявальні властивості розчинів ПАР: для АПАР ефективність витіснення нафти мінералізованою водою порівняно з прісною водою погіршується, а для суміші АПАР і НПАР – покращується. Це пояснюється тим, що мінералізовані води сприяють висолюванню АПАР і випаданню їх в осад або спливанню вуглеводневої частини. В результаті цього відбувається повна або часткова втрата розчинами ПАР поверхневої активності. Дослідження сумісності розчинів ПАР з підтоварними водами показали, що суміш

АПАР і НПАР у співвідношенні 1:1 не утворює жодного осаду при змішуванні цих розчинів з водою у будь-яких співвідношеннях. Розчини суміші АПАР і НПАР, які готували на прісній і на мінералізованій воді, в інтервалі температур 0-100°C не розшаровувались. Водночас змішування АПАР з підтоварною водою навіть за 0,05% концентрації утворює важкорозчинний верхній шар.

Виконано дослідження таких чинників впливу на кінцеве нафто вилучення, як вміст ПАР у розчинах і розмір облямівки розчину ПАР (об'єм їх запомповування), яка проштовхувалась водою до припинення вимивання нафти. За результатами статистичної обробки експериментальних даних визначено рівняння регресії, яке описує процес витіснення залишкової нафти з обводнених пластів облямівкою ПАР різного розміру з різною концентрацією ПАР:

$$\eta = 0,406 + 0,92 \cdot c - 1,424 \cdot c^2 + 0,227 \cdot V - 0,136 \cdot V^2 - 0,488 \cdot V \cdot c, \quad (1)$$

де η – коефіцієнт нафтовитіснення, частка одиниці;

V – об'єм облямівки ПАР у частках від об'єму нафтонасичених пор;

c – концентрація ПАР в облямівці, %.

За рівнянням регресії побудовано графічні залежності коефіцієнта нафтовилучення від величини облямівки розчину ПАР для різних концентрацій запомповування 0,01%, 0,08%, 0,15% (рисунок 1).

Із рисунку 1 видно, що у випадку застосування 50% і 80% облямівки досягається практично однакові значення коефіцієнта нафтовитіснення.

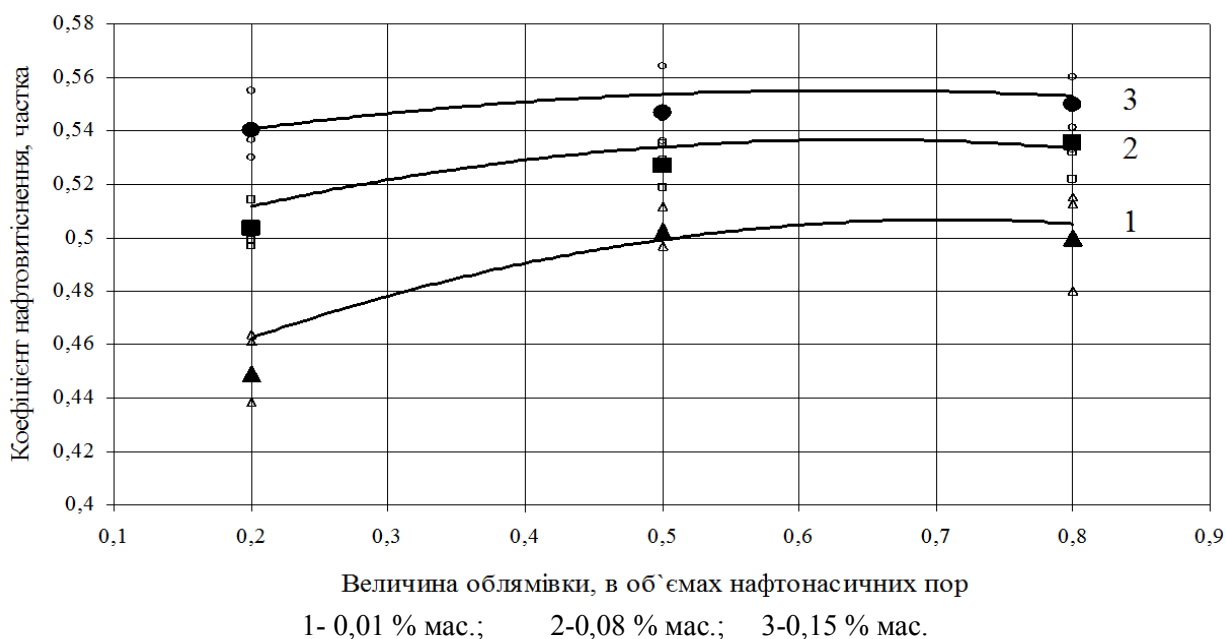


Рисунок 1 – Залежність коефіцієнта нафтовитіснення від об'єму облямівки розчину суміші савенолу із сульфаноном у співвідношенні 1:1 із додаванням 0,03% поліакриламід у витіснювальному агенті для різних концентрацій ПАР

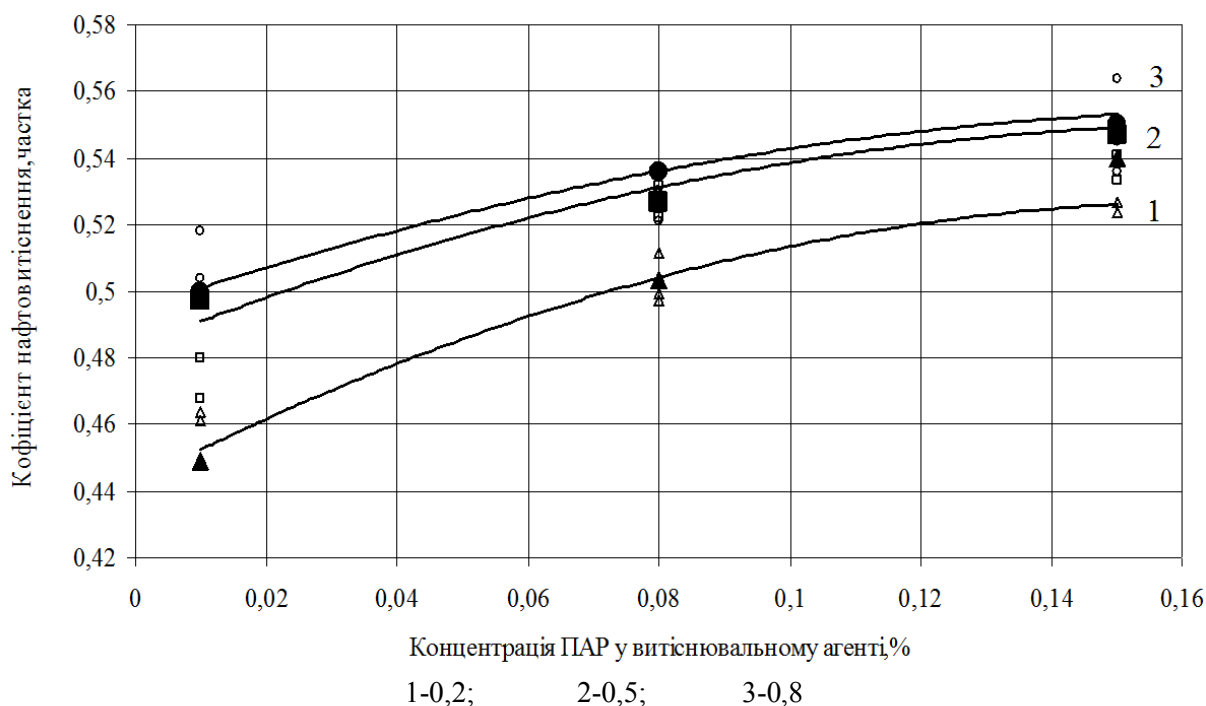


Рисунок 2 – Залежність коефіцієнта нафтовитіснення від концентрації суміші савенолу із сульфаноном за співвідношення 1:1 у витіснювальному агенті при різних об'ємах запоповненої облямівки (в частках від об'єму нафтонасичених пор)

Таким чином, рекомендований об'єм облямівки розчину ПАР становить 0,5 від об'єму початкових нафтонасичених пор.

Дослідження впливу вмісту ПАР у витіснювальному агенті на коефіцієнт нафтовитіснення здійснювалося для різних його значень за низьких концентрацій (рис. 2). У цьому досліджуваному інтервалі зміни концентрації ПАР у розчині від 0,02 до 0,15% спостерігається зростання коефіцієнта нафтовитіснення.

Дослідження вмісту ПАР у витіснювальному агенті для низьких і високих концентрацій здійснювалося для різних його значень за 50% облямівці (рис. 3). Як бачимо, що різке збільшення нафтовилучення спостерігається за вмісту ПАР у витіснювальному агенті, більшому від 0,03%, а при його вмісті, більшому 5,0% коефіцієнт нафтовитіснення змінюється мало. На рисунку 3 виявлено дві ділянки різкого збільшення коефіцієнта нафтовитіснення: перша –

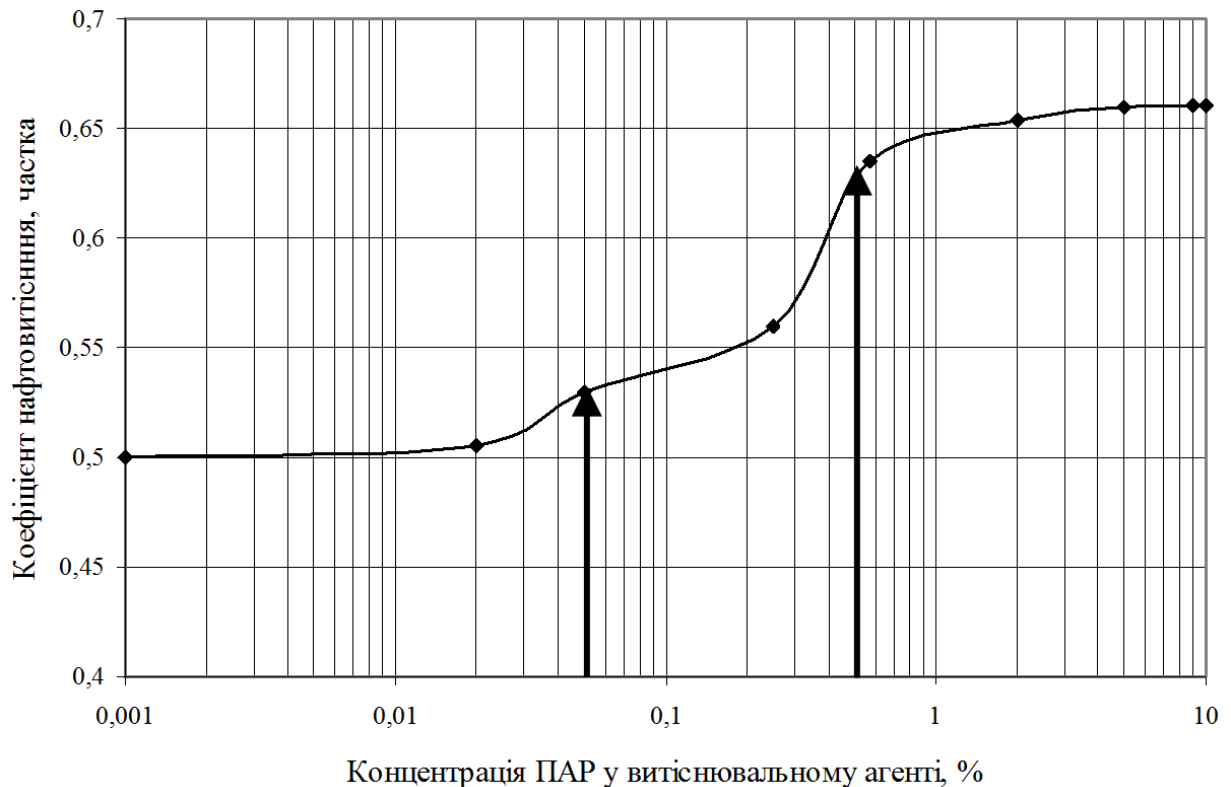


Рисунок 3 – Залежність коефіцієнта нафтовитіснення від концентрації суміші савенолу із сульфонолом у співвідношенні 1:1 у витіснювальному агенті

в інтервалі концентрації ПАР у витіснювальному агенті 0,02-0,05% і друга – 0,2-0,5%. Тому з метою підвищення нафтовилучення доцільним є використання для заводнення 0,02% і 0,05% розчинів ПАР, а розчини ПАР концентрацією 0,2-0,5% рекомендуємо використовувати для обробки привибійних зон пласта з метою очищення пористого середовища від забруднення.

Таким чином, експериментами на моделі пласта встановлено, що об'єм облямівки розчину ПАР, яка застосовується для витіснення залишкової нафти із заводненого пласта, повинен бути не менше 40-60% від об'єму нафтонасичених пор пласта, масова концентрація ПАР у витіснювальному агенті для збільшення нафтовилучення – 0,03-0,05%, а для інтенсифікації припливу нафти до свердловин – 0,2-0,5%.

Виходячи з експериментальних даних для витіснення залишкової нафти, пропонується водний розчин поверхнево-активної полімер-вмісної системи, що містить 0,05% суміш сульфонолу і савенолу у співвідношенні 1:1, в який додатково вводиться полімер ПАА в кількості 0,03% для стабілізації фронту витіснення і зменшення різниці у в'язкостях нафти і розчину ПАР, а об'єм облямівки ПАПС – 50% від об'єму нафтонасичених пор. Для оброблення привибійних зон пласта концентрація розчину ПАПС становить 0,2-0,5%.

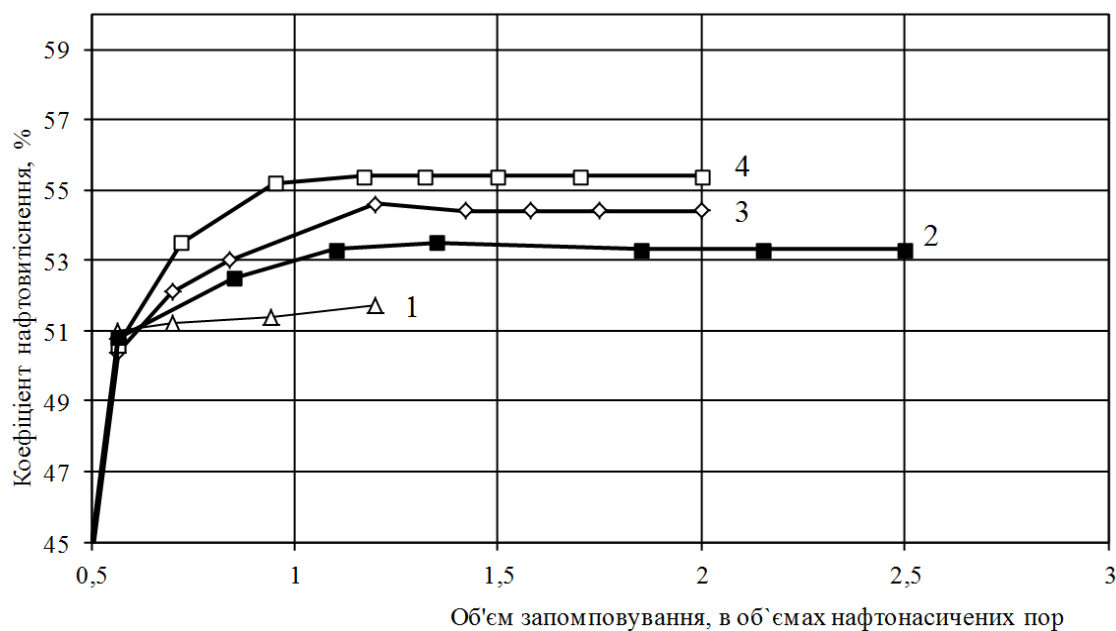
Через неоднорідність будови продуктивних відкладів і нерівномірне розміщення за площею видобувних і нагнітальних свердловин під час витіснення нафти водою в заводненій зоні залишаються слабкодреновані і малопр-

никні ділянки пласта з початковою нафтонасиченістю, які вода обійшла. Залишкові запаси нафти в цих ділянках пласта можуть бути значними.

Для дослідження можливості вилучення нафти із слабкодренованих і малопроникних ділянок пласта виконано комплекс лабораторних досліджень, що базується на забезпеченні першочергового ізолювання високопроникних обводнених зон пласта від нагнітальної свердловини до видобувних свердловин. Для більш повного вилучення залишкових запасів нафти із обводнених нафтових покладів на пізній стадії їх розробки за рахунок перерозподілу фільтраційних потоків і залучення у розробку залишкових запасів нафти в слабкодренованих ділянках застосовується загущувач у певній послідовності запомповування.

Експериментальні дослідження здійснювалися на макрооднорідній нафтонасиченій моделі пласта з проникністю близько 8,0 мкм², в яку після повного обводнення (припинення виведення нафти під час запомповування води), запомповувалася 50% облямівка розчину ПАПС. Облямівка в свою чергу, проштовхувалася водою. Для приготування розчинів ПАПС використовувалися такі поверхнево-активні речовини: стінол або суміш савенолу із сульфонолом у співвідношенні 1:1 з 0,05% сумарним вмістом поверхнево-активної речовини та додаванням полімеру ПАА (0,03%). Результати досліджень зображено на рисунку 4.

З рисунка 4 видно, що порівняно із запомповуванням води кінцевий коефіцієнт нафто-



1 – для прісної води; 2 – для почергового запомповування прісної води, прісного розчину ПАПС (0,05% стінолу з вмістом 0,03% ПАА) та прісної води; 3 – для почергового запомповування мінералізованої води (40 г/л NaCl), мінералізованого розчину ПАПС (0,05% суміші савенолу та сульфонулу з вмістом 0,03% ПАА) та мінералізованої води; 4 – для почергового запомповування мінералізованої води (40 г/л NaCl), мінералізованого розчину ПАПС (0,05% стінолу з вмістом 0,03% ПАА) та мінералізованої води

Рисунок 4 – Залежність коефіцієнта нафтовитіснення від об'єму запомпованого витіснювального агента із застосуванням розчину ПАПС для умов вигодсько-бистрицького покладу Долинського нафтового родовища

витіснення із застосуванням розчину ПАПС збільшується на 1,6%; 2,7%; 3,7% відповідно при застосуванні прісного розчину ПАПС (крива 2), мінералізованого розчину ПАПС приготовленого на основі суміші савенолу і сульфонулу (крива 3) та мінералізованого розчину ПАПС приготованого на основі стінолу (крива 4).

В подальших експериментах вивчалось витіснення залишкової нафти для макронеоднорідної моделі пласта, яка складалася з трьох прошарків різної проникності $6,84 \cdot 10^{-3}$, $11,4 \cdot 10^{-3}$ і $25 \cdot 10^{-3}$ мкм² відповідно.

Досліджено три різні способи підвищення коефіцієнта нафто вилучення (табл. 4):

- 1) витіснення нафти водою;
- 2) блокування після обводнення найбільш проникного (обводненого) прошарку 10% об'ємною часткою 0,1% розчину полімеру з подальшим запомповуванням води;
- 3) запомповування 10% об'ємною часткою 0,1% розчину полімеру в найбільш проникний прошарок після його обводнення з наступним запомповуванням 50% об'ємною часткою 0,05% розчину суміші сульфонулу і савенолу у співвідношенні 1:1 із додаванням 0,03% полімеру ПАА та з подальшим запомповуванням води.

Отже, після витіснення нафти водою кінцевий коефіцієнт нафтовитіснення становив 0,42, при блокуванні високообводненого прошарку об'ємною часткою полімеру – 0,479, а із додатковим запомповуванням об'ємною часткою ПАПС – 0,532.

За результатами досліджень розроблено спосіб вилучення нафти із слабкодренованих і макронеоднорідних ділянок пласта, який ґрунтується на послідовному запомповуванні у нагнітальну свердловину розчину загусника і розчину ПАПС.

Обґрунтовано вибір дослідного поля для промислових випробувань запропонованої технології вилучення залишкової нафти з обводнених пластів вигодсько-бистрицького покладу Долинського родовища. Оскільки при виборі дослідної ділянки необхідно також передбачити якомога рівномірніше розташування довкола нагнітальної свердловини видобувних свердловин, які були б не надто віддалені від неї, то під запомповування розчинів ПАР було вибрано свердловину 820.

Свердловина 820 експлуатується з дебітом нафти 1,24 т/д при обводненні продукції 96%. На відстані 130-150 м від свердловини 820 знаходяться видобувні свердловини 238, 326 та 717. На 01.01.2011 р свердловина 238 експлуатувалась з дебітом нафти 0,15 т/д при обводненні продукції 99%. Свердловина 326 також характеризується невисоким дебітом нафти (0,13 т/д) і обводненням продукції 99%. Свердловина 717 експлуатується з дебітом нафти 2,94 т/д з обводненням продукції 93%.

До числа свердловин, що розташовані на дещо більшій відстані, але можуть реагувати на запомповування розчинів ПАР, слід віднести свердловини 59, 705, 318, 716.

Таблиця 4 – Нафтовитіснювальна здатність розчинів ПАПС у випадку макронеоднорідної моделі пласта

Показники	Проникність для прошарків тришарової моделі пласта, 10^{-3} мкм ²			Для всієї моделі пласта
	6,84	11,4	25,0	
Витіснення нафти водою				
Коефіцієнт нафтовитіснення на момент прориву води по найбільш проникному прошарку, частка	0,117	0,240	0,490	0,288
Кінцевий коефіцієнт нафтовитіснення (на момент повного обводнення трьох прошарків моделі), частка	0,338	0,40	0,510	0,420
Витіснення нафти за технологією запомповування полімеру в найбільш проникний прошарок ($25,0 \cdot 10^{-3}$ мкм ²) після його обводнення з подальшим запомповуванням води				
Коефіцієнт нафтовитіснення на момент прориву води по найбільш проникному прошарку, частка	0,112	0,236	0,478	0,280
Кінцевий коефіцієнт нафтовитіснення (на момент повного обводнення трьох прошарків моделі), частка	0,375	0,506	0,543	0,479
Витіснення нафти за технологією запомповування полімеру в найбільш проникний прошарок ($25,0 \cdot 10^{-3}$ мкм ²) після його обводнення і запомповування 50% об'ємівки 0,05% розчину ПАПС та проштовхування її водою				
Коефіцієнт нафтовитіснення на момент прориву води по найбільш проникному прошарку, частка	0,117	0,225	0,474	0,298
Кінцевий коефіцієнт нафтовитіснення (на момент повного обводнення трьох прошарків моделі), частка	0,450	0,600	0,526	0,532

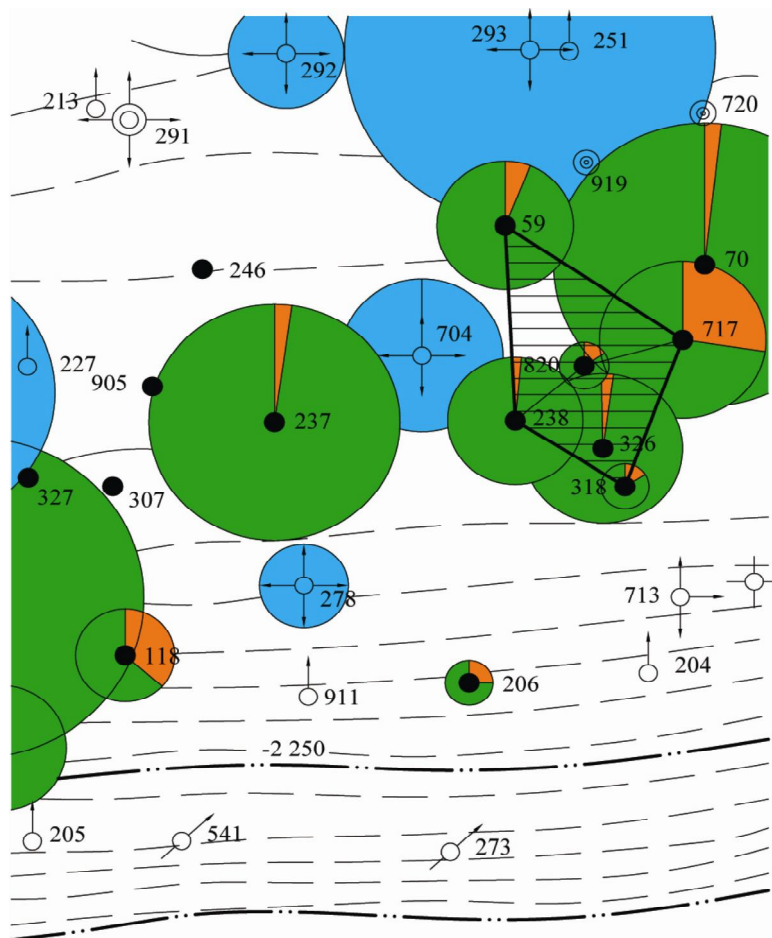


Рисунок 5 – Дослідне поле для здійснення дослідно-промислових випробувань технології вилучення залишкової нафти з обводнених пластів вигодсько-бистрицького покладу Долинського родовища в районі свердловини 820

Отже полем дослідження можна вважати площу 5,3 га в околі свердловини 820.

Опишемо технологію залучення в розробку нафти із ділянок пласта з початковою нафтонасиченістю в обводненій зоні пласта, які вода обійшла [5]. Спочатку свердловина 820 переводиться із видобувної в нагнітальну. Впродовж півроку запомповують 0,1% розчин ПАА у вигляді облямівки розміром 10% об від об'єму нафтонасичених пор пласта з метою загущення води для вирівнювання профілю приймальності. Якщо буде спостерігатись погіршення приймальності нагнітальної свердловини 820, то потрібно зменшити концентрацію полімеру в розчині, що запомповується. При цьому із свердловини 238 здійснюють форсований відбір продукції для спрямування потоку загущеної води в промиту зону, чим ускладнюється фільтрація води. Тобто створюється додатковий фільтраційний опір для запомповування розчину ПАПС на наступному етапі.

Потім в нагнітальну свердловину 820 впродовж п'яти років запомповують 0,05% розчин ПАПС (суміш АПАР (сульфонол) і НПАР (савенол) в однакових кількостях) із вмістом 0,03% ПАА для вилучення залишкової нафти із зон пласта слабопромитих водою, в тому числі і ціликів нафти, які вода обійшла.

Відтак облямівку розчину ПАПС проштовхують прісною водою до припинення рентабельного видобутку нафти (100-150% від об'єму нафтонасичених пор пласта).

Результати виконаних досліджень свідчать про можливість і технологічну ефективність вилучення залишкової нафти з обводнених нафтових родовищ. За результатами досліджень обґрунтовано склад ПАР і хімреагентів, технологій їх застосування, які дають змогу підвищити ступінь вилучення мікрозащемленої нафти із промитих водою ділянок пласта і залучити в розробку макрозащемлену нафту із слабодренованих і малопроникних ділянок пласта з початковою нафтонасиченістю, які вода обійшла. Реалізація технології дозволяє істотно підвищити кінцевий коефіцієнт вилучення із нафтових родовищ. Для дослідно-промислового випробування технології вибрано дослідне поле в околі свердловини 820 вигодсько-бистрицького покладу Долинського нафтового родовища.

Подальші дослідження будуть спрямовані на вивчення впливу фізико-хімічних властивостей пластів, фізико-хімічних властивостей пластових флюїдів, характеристики витіснювальних агентів і технологій їх застосування на кінцевий коефіцієнт нафтовилучення.

1 Мороз Л.Б. Аналіз методів підвищення нафтовилучення на родовищах Прикарпаття / Л.Б. Мороз, В.Д. Михайлюк // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2008. – №2. – С.51-55.

2 Рудий М.І. Пошук ефективних похвено-активних речовин для дії на нафту Бугріватівського родовища / М.І. Рудий, М.В. Заяць // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2005. – №3. – С.75-81.

3 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.

4 Використання похвено-активних речовин в процесах нафтовидобутку на родовищах ВАТ «Укрнафта»: монографія. – Івано-Франківськ: НДПІ, 2009. – 399 с. – ISBN 978-966-97094-0-0.

5 Пат. 72010 Україна, МКВ Е21В 43/18. Спосіб розробки нафтового покладу / Михайлюк В.Д., Кондрат Р.М., Мороз Л.Б. Заявник і патентовласник ІФНТУНГ. – № 200902382; заявл. 17.03.2009; опубл. 25.08.2009, Бюл. № 16.

Стаття надійшла до редакційної колегії
14.11.12

Рекомендована до друку професором
Тарком Я.Б.