

622.276.64(043)

M80

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ, МОЛОДІ ТА СПОРТУ УКРАЇНИ

ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ

МОРОЗ ЛЕСЯ БОГДАНІВНА

УДК 622.276.64; ⁽⁰⁴³⁾~~622.248.64~~

M80

**УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЙ ЗАСТОСУВАННЯ ПОВЕРХНЕВО-
АКТИВНИХ СИСТЕМ ДЛЯ ЗБІЛЬШЕННЯ НАФТОВИВЛУЧЕННЯ НА
ЗАВЕРШАЛЬНІЙ СТАДІЇ РОЗРОБКИ РОДОВИЩ
(на прикладі родовищ Передкарпаття)**

05.15.06 – Розробка нафтових та газових родовищ

АВТОРЕФЕРАТ

дисертації на здобуття наукового ступеня
кандидата технічних наук

Івано-Франківськ – 2012

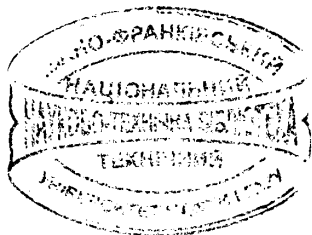
Дисертацією є рукопис

Робота виконана в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу Міністерства освіти і науки, молоді та спорту України

Науковий керівник: доктор технічних наук, професор
Кондрат Роман Михайлович,
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
завідувач кафедри розробки та експлуатації нафтових і газових родовищ

Офіційні опоненти: доктор технічних наук, професор
Зарубін Юрій Олександрович,
ДК "Науканафтогаз", м.Київ,
головний науковий співробітник

кандидат технічних наук
Ягодівський Сергій Ігорович,
ДК «Укргазвидобування», м. Київ,
заступник начальника відділу експлуатації,
ремонтну свердловин та компресорних станцій



Захист відбудеться "22" березня 2012 р. о 14³⁰ годині на засіданні спеціалізованої вченої ради Д 20.052.02 при Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу за адресою: 76019, Україна, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15.

З дисертацією можна ознайомитися у науково-технічній бібліотеці Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу за адресою: 76019, Україна, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15.

Автореферат розісланий "17" лютого 2012 р.

Учений секретар спеціалізованої вченої ради,
кандидат технічних наук, доцент

І.М.Ковбасюк



ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА РОБОТИ

Актуальність теми. 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 у вигляді мікрозащемленої нафти, пов'язаної з неповним витісненням нафти водою з пористого середовища, і макрозащемленої нафти в слабкодренованих ділянках пласта, 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 та ін., 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.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дисертаційна робота є фрагментом науково-дослідних і дослідно-конструкторських робіт Науково-дослідного інституту нафтогазової енергетики і екології Івано - Франківського національного технічного університету нафти і газу за період 2007- 2009 років за темою Д-1-07-Ф "Дослідження нових енергоресурсозберігаючих екологічно безпечних технологій видобування та транспортування вуглеводнів" (№0107U001558), і за період 2010-2011 років за темою Д-6-10 П "Нові технології видобування вуглеводнів із родовищ з важковилучуваними запасами" (№0110U000116).

Мета і задачі дослідження. *Метою дослідження* є розроблення та вдосконалення технологій застосування поверхнево-активних систем для інтенсифікації видобування нафти і збільшення нафтовилучення на завершальній стадії розробки родовищ (на прикладі родовищ Передкарпаття).

Для досягнення мети поставлені такі *задачі*:

1. Аналіз геолого-фізичних особливостей продуктивних пластів нафтових родовищ Передкарпаття, поточного стану і систем їх розробки та обґрунтування перспективних напрямків підвищення ефективності розробки родовищ і кінцевого коефіцієнта нафтовилучення.

2. Експериментальне дослідження та розроблення складів поверхнево-активних систем на основі доступних і дешевих поверхнево-активних продуктів

an 2244 - an 2245

нафтохімії, які відзначаються високими нафтовитіснювальними і нафтовідмивальними властивостями стосовно до фізико-хімічних методів підвищення нафтовилучення.

3. Обґрунтування складів поверхнево-активних систем для оброблень привибійної зони нафтових свердловин з метою підвищення їх продуктивності.

4. Розроблення технологій застосування запропонованих складів поверхнево-активних систем для вилучення залишкової нафти із заводнених неоднорідних за проникністю колекторів і оброблення привибійної зони нафтових свердловин з метою підвищення їх продуктивності.

5. Дослідно-промислові випробування і впровадження в промислових умовах розроблених технологій застосування поверхнево-активних систем для інтенсифікації видобування нафти.

Об'єктом дослідження цієї роботи є технології третинного видобування нафти із родовищ на завершальній стадії розробки за допомогою поверхнево-активних систем.

Предметом дослідження є нафтовитіснювальні, нафтовідмивальні та технологічні властивості поверхнево-активних систем для збільшення нафтовилучення з родовищ на завершальній стадії розробки та інтенсифікації роботи нафтових свердловин.

Методи дослідження. У ході виконання дисертаційної роботи використовувались фізичні, хімічні, фізико-хімічні методи дослідження і розроблені автором методики оброблення та аналізу промислових матеріалів, статистичні методи оброблення та аналізу результатів експериментальних досліджень.

Наукова новизна одержаних результатів.

1. Вперше експериментальними дослідженнями встановлено вплив вмісту в новій ПАР нафтазол окремих компонентів оксигетильованого нунілфенолу з десятима молями оксигетилу (гідрофільного змочувача) і продукту оксигетильовання ріпакової олії з п'ятьма молями оксигетилу (олеофільного емульгатора) на її нафтовитіснювальну здатність та обґрунтовано використання суміші водного розчину нафтазолу із співвідношенням компонентів гідрофільного змочувача та олеофільного емульгатора 0,6:0,4 із 0,05% сумарним вмістом нафтазолу та додаванням 0,03% полімеру ПАА, при яких за рахунок синергетичного ефекту досягається коефіцієнт витіснення залишкової нафти з обводнених пластів понад 38%.

2. Вперше експериментально встановлено, що оброблення магнітним полем напруженістю $(8-10) \cdot 10^4$ А/м підвищує нафтовитіснювальні властивості складних систем мікроемульсійного типу (таких як мирол, пінол) з поступовим зниженням поверхневої активності омагнічених розчинів ПАР впродовж 2-3 діб.

3. Вперше експериментальними дослідженнями встановлено, що спільне застосування акустичного і магнітного полів дозволяє створити мікроемульсійний розчин для оброблення привибійної зони пласта такого складу: 0,5% конденсатний розчин жириноксу і 1% водний розчин пінолу із об'ємним співвідношенням

0,1:0,9, який за своїми нафтовитіснювальними властивостями аналогічний миролу і пінолу.

4. Вперше експериментами на моделі пласта встановлено, що об'єм облямівки 0,05 % розчину ПАР (суміш аніоногенного ПАР (сульфонол) і неіоногенного ПАР (савенол) в однакових кількостях) з вмістом 0,03 % ПАА, яка застосовується для витіснення залишкової нафти із заводненого пласта, повинен бути не меншим 40-60% від об'єму нафтонасичених пор, а масова концентрація ПАР у витіснювальному агенті: для збільшення нафтовилучення – 0,03-0,05%, для оброблення привибійних зон пласта – 0,2-0,5%.

Практичне значення одержаних результатів.

Використання результатів дослідження дало змогу збільшити кінцевий коефіцієнт нафтовилучення із заводнених нафтових родовищ на завершальній стадії розробки шляхом вилучення залишкової нафти із заводнених пластів і залучення в розробку нафти із слабкодренованих і застійних ділянок пласта з початковою нафтонасиченістю.

Запропоновано інтенсифікувати поточні відбори нафти із свердловин шляхом оброблення привибійної зони пласта розробленими розчинами ПАР, в тому числі обробленими магнітним полем, і мікроемульсіями, стабілізованими акустичним і магнітним полями.

На нафтових свердловинах родовищ НГВУ “Долина нафтогаз” випробувано і впроваджено технологію оброблення привибійних зон пласта мікроемульсією, що складається з 0,5% конденсатного розчину жириноксу і 1% водного розчину пінолу в об'ємному співвідношенні 0,1:0,9, стабілізовану акустичним і магнітним полями. За період 2004-2009рр. проведено 54 успішні оброблення свердловин. Додатково отримано 34,05 тис.т нафти і 10,93 млн.м³ нафтового газу.

Особистий внесок здобувача. Постановка задач належить науковому керівнику д.т.н. проф. Кондрату Р.М., а особисто автором проведено ретельний огляд літературних джерел з питання підвищення нафтовилучення та збільшення продуктивності нафтових свердловин, в тому числі на завершальній стадії розробки родовищ [1, 2, 3]. Зібрано і проаналізовано промислові дані з розробки та експлуатації нафтових родовищ Передкарпаття і по методах інтенсифікації видобування нафти, що на них застосовуються [1, 2, 3, 8]. Проведено експериментальні дослідження і оброблено отримані результати [4, 5, 6, 9, 11, 12]. Розроблено спосіб розробки нафтового родовища [7, 10]. Особистий внесок автора становить 90%.

Апробація результатів дисертації. Основні результати та положення дисертаційної роботи доповідались та обговорювались на:

– 8-ій міжнародній науково-практичній конференції “Нафта і газ України–2004”, (м. Судак, 29 вересня – 1 жовтня 2004 р.);

– міжнародній науково-технічній конференції молодих учених “Техніка і прогресивні технології в нафтогазовій інженерії”, (м. Івано-Франківськ, 16-20 вересня 2008 р.);

– міжнародній науково-технічній конференції “Нафтогазова енергетика: проблеми та перспективи”, (м. Івано-Франківськ, 20-23 жовтня 2009 р.);

– науково-технічній конференції “Підвищення ефективності буріння свердловин та інтенсифікації нафтогазовидобутку на родовищах України”, (м. Івано-Франківськ, 16 -18 листопада 2010 р.);

– міжнародній науково-технічній конференції “Нафтогазова енергетика - 2011”, (м. Івано-Франківськ, 10-14 жовтня 2011 р.).

У повному обсязі дисертаційна робота доповідалась й обговорювалась на наукових семінарах кафедри розробки та експлуатації нафтових і газових родовищ Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу (2005-2011рр).

Публікації. За результатами досліджень, які викладені в дисертаційній роботі, опубліковано 12 наукових праць, зокрема 6 статей у фахових виданнях, 5 – у збірниках праць міжнародних та всеукраїнських конференцій, отримано один патент України на корисну модель.

Структура і обсяг роботи. Дисертаційна робота складається зі вступу, п’яти розділів, висновків і додатків. Матеріали дисертації викладено на 168 сторінках комп’ютерного машинописного тексту, робота містить 25 таблиць, 27 рисунків, список літературних бібліографічних джерел із 121 найменуванням.

Автор дисертації висловлює глибоку вдячність науковому керівнику завідувачу кафедри розробки та експлуатації нафтових і газових родовищ доктору технічних наук, проф. Р.М. Кондрату і колективу кафедри розробки та експлуатації нафтових і газових родовищ за підтримку у виконанні роботи.

Автор також складає щирю подяку В.Д. Михайлюку за слухні поради, сприяння та практичну допомогу під час виконання роботи.

ОСНОВНИЙ ЗМІСТ РОБОТИ

У вступі обґрунтовано актуальність обраної теми дисертаційної роботи, сформульовано мету і задачі дослідження, відображено наукове та практичне значення отриманих результатів.

У першому розділі проаналізовано методи підвищення нафтовилучення та інтенсифікації видобування нафти на завершальній стадії розробки родовищ.

З 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 дослідники 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.И. 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. Шелкачов, Є.М. Халімов, А. Nail, С.С. Mattax, J.R. Kyte, G. Moritis та ін.

Серед відомих методів підвищення нафтовилучення на увагу заслуговують фізико-хімічні методи, які характеризуються технологічною та техніко-економічною ефективністю. В Росії і Білорусії застосовують різні хімічні методи діяння на пласт та технології із збільшення охоплення пластів заводненням, що полягали у запомповуванні в пласт потовквідхиляючих агентів. Так, в Росії серед хімічних методів перевагу надають обробленню привибійної зони пласта і технології на основі поліакриламідів (ПАА). На родовищах Передкарпаття проводились дослідно-промислові роботи з витіснення нафти з пористого середовища водними розчинами ПАР на Струтинському, Старосамбірському і Довбушансько-Бистрицькому родовищах.

У зв'язку з виснаженням основних за запасами нафти родовищ Передкарпаття і відсутністю нових великих родовищ, які би компенсували зниження видобутку нафти із "старих" родовищ, актуальною є проблема вилучення залишкової нафти з обводнених пластів.

У другому розділі наведено опис об'єктів дослідження, експериментальних установок і методик дослідження.

За результатами аналізу геолого-фізичної характеристики і поточного стану розробки нафтових родовищ Передкарпаття з метою проведення лабораторних досліджень застосування поверхнево-активних систем для підвищення вуглеводневилучення з виснажених обводнених нафтових родовищ обґрунтовано вибір вигодо-бистрицького покладу Долинського нафтового родовища, в якому зосереджені найбільші залишкові запаси нафти, а нагнітальні свердловини характеризуються високою приймальністю.

Визначено умови моделювання на лабораторних установках процесу витіснення залишкової нафти з обводнених нафтових пластів розчинами поверхнево-активних систем.

Третій розділ присвячено дослідженню застосування поверхнево-активних систем для збільшення нафтовилучення із обводнених нафтових родовищ на завершальній стадії розробки.

Встановлено, що важливим чинником, який впливає на ефективність використання ПАР, є температурний інтервал їх застосування. В ході експериментальних досліджень встановлено, що такі поверхнево-активні речовини, як жиринокс або прогаліт, є ефективними витіснювальними агентами залишкової нафти за низьких температур (до 70°C), а барвоцел або 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.

Встановлено, що на ефективне витіснення залишкової нафти впливає мінералізація води водних розчинів поверхнево-активних систем. Так, для родовища з пластовою водою невисокої мінералізації (мінералізація пластових вод вигодо-бистрицького покладу Долинського нафтового родовища 40 г/л) ефективним є розчин ПАР на мінералізованій воді, а для родовища з пластовою

водою високої мінералізації ефективним є розчин ПАР на прісній воді в комплексі з буфером прісної води до і після запомповування розчину ПАР.

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.

Аналіз результатів досліджень свідчить, що мінералізація води, на якій готувалися розчини ПАР, значно впливає на нафтовитіснювальні 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 °С не розшаровувалися. Водночас змішування АПАР з підтоварною водою навіть за 0,05 % концентрації утворює важкорозчинний верхній шар.

Дослідженнями міжфазного натягу розчинів ПАР на межі 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 знижує поверхневий натяг. Таким чином, НПАР в їх сумішах з АПАР є стабілізаторами мінералізованих розчинів, а АПАР проявляють синергізм (посилення поверхневої активності) стосовно міжфазного натягу.

Експериментально на моделі пласта вивчено вплив на кінцевий коефіцієнт нафтовилучення масового вмісту ПАР у розчинах і величини об'ємівки (об'єму їх запомповування), яка проштовхувалась водою до припинення вимивання нафти. Знайдено рівняння регресії, яке описує наведений процес:

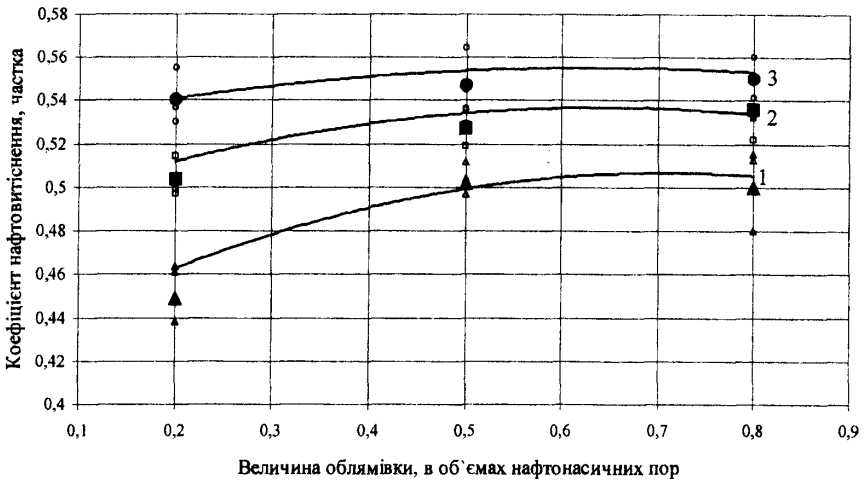
$$\eta = 0,406 + 0,92 \cdot C - 1,424 \cdot C^2 + 0,227 \cdot V - 0,136 \cdot V^2 - 0,488 \cdot V \cdot C, \quad (1)$$

де η – коефіцієнт нафтовитіснення, частка одиниці;

C – концентрація ПАР у витіснювальному агенті, %;

V – величина об'ємівки, в об'ємах нафтонасичених пор.

За рівнянням регресії побудовано графічні залежності коефіцієнта нафтовилучення від розміру об'ємівки розчину ПАР, за різних концентрацій ПАР в об'ємівці (0,01; 0,08; 0,15 %) (рисунк 1).



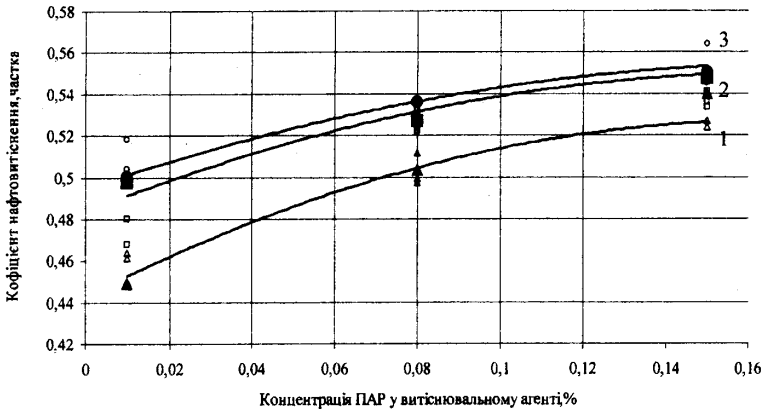
1 – 0,01 % мас.; 2 – 0,08 % мас.; 3 – 0,15 % мас.

Рисунок 1 – Залежність коефіцієнта нафтовитіснення від величини облямівки розчину суміші савенолу із сульфонолом у співвідношенні 1:1 із додаванням 0,03% ПАА у витіснювальному агенті, за різних концентрацій ПАА у розчині

Встановлено, що рекомендований об'єм облямівки розчину суміші савенолу із сульфонолом у співвідношенні 1:1 із додаванням 0,03% ПАА становить близько 0,5 від об'єму початкових нафтонасичених пор пласта.

Дослідження вмісту ПАА у витіснювальному агенті здійснювалося для різних його значень за низьких концентрацій. Як видно з рисунку 2, різке збільшення нафтовилучення спостерігається за вмісту ПАА у витіснювальному агенті, більшому 0,03 %.

Досліджувався вплив на коефіцієнт нафтовитіснення різних концентрацій ПАА у витіснювальному агенті при 50 % облямівки. Результати цих досліджень ілюструються рисунком 3. Згідно з експериментальними даними різке збільшення нафтовилучення спостерігається за вмісту ПАА у витіснювальному агенті, більшому від 0,03 %, а при його вмісті понад 5,0 % коефіцієнт нафтовитіснення майже не змінюється. На рисунку 3 спостерігаються дві ділянки різкого збільшення коефіцієнта нафтовитіснення: перша в інтервалі концентрації ПАА у витіснювальному агенті 0,03-0,05 % і друга – 0,2-0,5 %.



1 – 20 % об.; 2 – 50 % об.; 3 – 80 % об.

Рисунок 2 – Залежність коефіцієнта нафтовитіснення від концентрації суміші савенолу із сульфенолом у співвідношенні 1:1 у витіснювальному агенті, за різних об'ємів заповненої облямівки (в частках від об'єму нафтонасичених пор)

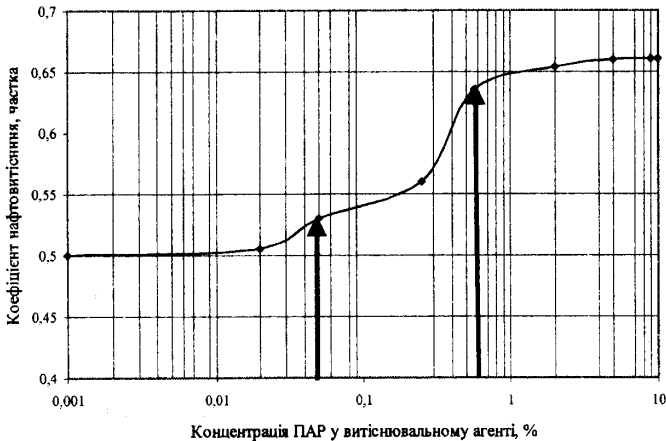


Рисунок 3 – Залежність коефіцієнта нафтовитіснення від концентрації у витіснювальному агенті суміші савенолу із сульфенолом у співвідношенні 1:1 із додаванням 0,03% ПАА

Встановлено, що масова концентрація ПАР у витіснювальному агенті для збільшення нафтовилучення повинна становити 0,03-0,05%, а для інтенсифікації

припливу нафти до свердловин шляхом оброблення привибійних зон пласта – 0,2-0,5%.

У зв'язку із неоднорідністю будови продуктивних відкладів і нерівномірним розміщенням за площею видобувних і нагнітальних свердловин під час витіснення нафти водою в заводненій зоні залишаються слабкодреновані і малопроникні ділянки пласта з початковою нафтонасиченістю, які вода обійшла. Залишкові запаси нафти в цих ділянках пласта можуть бути значними. Тому високоактуальним є вилучення нафти з цих ділянок.

В основу лабораторних досліджень поставлено завдання забезпечити першочергову ізоляцію високопроникних обводнених зон пласта від нагнітальної свердловини до видобувних свердловин застосуванням загущувача з певною послідовністю його запомповування, тобто 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.

На макроеднорідній тришаровій моделі пласта з прошарками різної проникності ($6,84 \cdot 10^{-3}$, $11,4 \cdot 10^{-3}$ і $25 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$) досліджено три різні способи збільшення коефіцієнта нафтовилучення: 1) витіснення нафти водою; 2) блокування, після обводнення, найбільш проникного (обводненого) прошарку 10% облямівкою 0,1% розчину полімеру з подальшим запомповуванням води; 3) запомповування 10% облямівки 0,1% розчину полімеру в найбільш проникний прошарок після його обводнення з наступним запомповуванням 50% облямівки 0,05% розчину суміші сульфонолу і савенолу у співвідношенні 1:1 із 0,05% сумарним вмістом ПАР та додавання 0,03% полімеру ПАА і з подальшим запомповуванням води. Встановлено, що після витіснення нафти водою кінцевий коефіцієнт нафтовитіснення становив 0,42, при блокуванні високообводненого прошарку облямівкою полімеру – 0,479, а із додатковим запомповуванням облямівки ПАПС – 0,532.

У четвертому розділі наведено результати лабораторних експериментів, присвячених застосування поверхнево-активних систем для інтенсифікації припливу нафти до свердловин на завершальній стадії розробки родовищ.

Лабораторні дослідження здійснювалися з нафтазолу, що є сумішшю двох компонентів: гідрофільного змочувача (оксietiльований нунілфенол з десятьма молями оксietiлену) і олефільного емульгатора (продукт оксietiлювання ріпакової олії з п'ятьма молями оксietiлену). В дослідженнях використовували нафтазол, в якому співвідношення компонентів гідрофільного змочувача (ГЗ) і олефільного емульгатора (ОЕ) 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). Метою досліджень було встановлення оптимального співвідношення компонентів нафтазолу (гідрофільного змочувача і олефільного емульгатора), яке забезпечуватиме ефективне відмивання залишкової нафти із пористого середовища.

На рисунку 4 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). Встановлено, що для нафтазолу із співвідношенням компонентів 0,3:0,7 та 0,6:0,4 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.

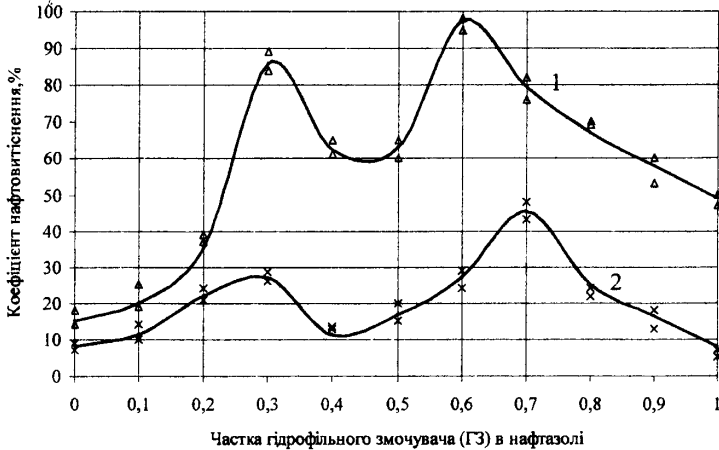


Рисунок 4 – Залежність коефіцієнта витіснення залишкової нафти від частки гідрофільного змочувача в нафтазолі для 5 % (1) і 0,05 % (2) вмісту нафтазолу в розчині

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. В складових нафтазолу різна здатність адсорбуватись (швидкість та величина рівноважної адсорбції) на поверхні твердого тіла під час його фільтрації і тому співвідношення компонентів нафтазолу в міру фільтрації змінюються і тим самим синергетичний ефект порушується.

Така «нестабільність» синергізму є небажаною, оскільки процес нафтовитіснення стає непрогнозованим. З метою вивчення залежності синергізму від інших чинників здійснили дослідження впливу на величину коефіцієнта нафтовитіснення полімеру (ПАА).

На рисунку 5 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 понад 38 %.

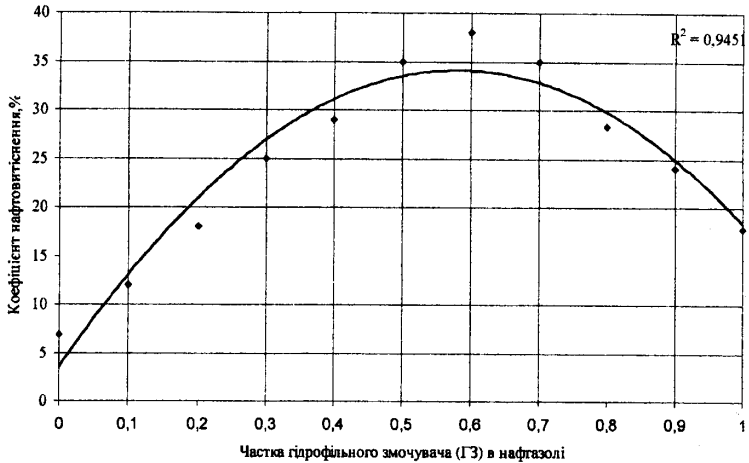


Рисунок 5 – Залежність коефіцієнта витіснення залишкової нафти від частки гідрофільного змочувача в нафтазолі при запомповуванні суміші 0,05 % розчину нафтазолу з вмістом 0,03 % ПАА

Додавання до розчину ПАА (як загущувача), навіть в незначній кількості, слугує поверхнею, на якій адсорбується ПАР, і є «транспортером» для останніх у пласті. Оскільки полімери володіють великою молекулярною масою і часто мають розгалужену структуру, їх молекули, на яких адсорбовані ПАР, не фільтруватимуться крізь дрібні (субкапілярні) пори, заповнені тільки водою. Таким чином, розчин поверхнево-активних полімервмісних систем (ПАПС) буде фільтруватися лише в тих порах, де знаходиться нафта з водою (остання здебільшого у плівковому вигляді), а отже витратитиметься на відмивання нафти, а не на адсорбцію в порах з водою. Крім того, додавання до розчину ПАА буде його загущувати, і тим самим покращуватиме в'язкісне співвідношення між водою і нафтою, що в кінцевому результаті сприятиме вирівнюванню фронту витіснення.

Проведено дослідження впливу магнітного поля на функціональні властивості різних типів ПАР та мікроемульсійних систем за таким важливим показником, як нафтовитіснявальна здатність. За результатами досліджень встановлено, що вплив магнітного поля відбувається тільки на мирол і пінол, які є складними системами мікроемульсійного типу (в нафтовій справі відомі як міцелярні розчини). Так, 5 % розчин миролу до омагнічення витісняє 40,7 % залишкової нафти, а після омагнічення – 45,8 %; 5 % розчин пінолу витісняє до омагнічення 29,8 % залишкової нафти, а після омагнічення – 41,5 %. Діяння магнітним полем на савенол, сульфанола, жиринокс і нафтазол не призводить до збільшення нафтовитіснявальної здатності їх розчинів, що пояснюється тим, що ці розчини є молекулярними.

Однак мирил і пінол є мікроемulsionними розчинами, отриманими хімічним способом і тому існує обмеження щодо виготовлення необхідної кількості продукту через відсутність достатньої кількості сировини. Як їх замітники пропонуються мікроемulsionні розчини, що створюються механічним методом з допомогою гідродинамічного випромінювача звукових коливань. Цей мікроемulsionний розчин готується на основі газоконденсату.

Встановлено, що мікроемulsionії, створені на основі 1 % пінолу з вмістом конденсату 2-6 % об., витісняють до 50 % залишкової нафти, але через добу ця мікроемulsionія розшаровується. При цьому нафтовитіснювальна здатність знижується до 29,3 %. У результаті нафтовитісна здатність 1,0 % розчину пінолу становила лише 25% від залишкової нафти.

Набагато стабільнішою була мікроемulsionія, що складалася з 0,25-0,45 % жириноксу і 6-9 % конденсату. Так, мікроемulsionія, що містила в собі 0,45 % жириноксу і 9 % конденсату мала нафтовитіснювальну здатність 48,8-52,8 %, яка не змінювалася впродовж 7-10 діб. На чотирнадцяту добу нафтовитіснювальна здатність зменшилася до 29,9 % від залишкової нафти.

Крім того, встановлено, що вплив магнітного поля на мікроемulsionію підвищує її нафтовитіснювальну здатність. Такі мікроемulsionії є більш стабільними (не розшаровуються), що загалом сприяє покращенню нафтовитіснювальної здатності.

За результатами експериментальних досліджень, в яких моделювалося оброблення привибійних зон свердловин мікроемulsionними розчинами в умовах, максимально наближених до пластових, найбільш ефективною та економічно обґрунтованою для очищення від забруднень привибійної зони пласта є мікроемulsionія, яка складається з 0,5% конденсатного розчину жириноксу і 1% водного розчину пінолу у співвідношенні 0,1:0,9. Коефіцієнт відновлення проникності після запомповування одного об'єму закольматованої зони моделі пласта становив 0,538, а після запомповування двох об'ємів - 0,803.

У п'ятому розділі наведено результати розроблення технологій видобування мікрозащемленої та макророзщемленої нафти з обводнених нафтових пластів; інтенсифікації припливу нафти до свердловин використанням поверхнево-активних речовин, поверхнево-активних полімервмісних систем і мікроемulsionних розчинів і результати промислових випробувань і впровадження технології оброблення привибійних зон свердловин мікроемulsionним розчином.

Обґрунтовано вибір дослідного поля для здійснення дослідно-промислових випробувань запропонованої технології вилучення залишкової нафти з обводнених пластів вигодо-бистрицького покладу Долинського родовища в районі нагнітальної свердловини 820.

Реалізація технології залучення в розробку нафти із ділянок пласта з початковою нафтонасиченістю в обводненій зоні, які вода обійшла, у відповідності до патенту №43593, здійснюється наступним чином.

Оскільки пропонується дослідне поле навколо свердловини 820, то перш за все потрібно перевести свердловину 820 із видобувної в нагнітальну. В нагнітальну свердловину 820 впродовж півроку запомповують 0,1 % розчин ПАА

у вигляді облямівки розміром 10% об від об'єму нафтонасичених пор пласта. Це здійснюється з метою загущення води для вирівнювання профілю приймальності. При цьому із свердловини 238 здійснюють форсований відбір продукції для спрямування потоку загущеної води в промиту зону і тим самим ускладнюється фільтрація води в цю зону, тобто створюється додатковий фільтраційний опір для запомповування розчину ПАР в промиту зону на наступному етапі. Потім в нагнітальну свердловину 820 впродовж п'яти років запомповують 0,05 % розчин ПАПС (суміш АПАР (сульфенол) і НПАР (савенол) в однакових кількостях) з вмістом 0,03 % ПАА для вилучення залишкової нафти із зон пласта, слабкопромитих водою, в тому числі і ціликів нафти, які вода обійшла. Облямівку розчину ПАПС проштовкують прісною водою до припинення рентабельного видобутку нафти (100-150% від об'єму нафтонасичених пор пласта). В результаті впровадження технології додатковий видобуток нафти становитиме близько 18,52 тис.т., додатковий видобуток газу 5,188 млн. м³, тривалість процесу – до 10 років.

За результатами лабораторних досліджень розроблена технологія інтенсифікації припливу нафти до свердловин шляхом оброблення привибійної зони пласта поверхнево-активними полімервмісними системами. Суть технології полягає у створенні поверхнево-активного полімервмісного розчину нафтазолу концентрацією 0,05%, в якому співвідношення гідрофільного змочувача і олеофільного емульгатора становить 0,6:0,4 з додаванням 0,03% полімеру ПАА. Розчин готують на мінералізованій воді із вмістом 40г/л NaCl. Приготовлений розчин запомповується у продуктивний пласт в кількості 1м³ розчину на 1 метр продуктивної товщини пласта і свердловина закривається від 24 до 36 годин для взаємодії реагентів. Після цього свердловина запускається в роботу.

Інша технологія інтенсифікації припливу нафти до свердловин полягає у використанні мікроемulsії, що одержана на основі газоконденсату і стабілізована акустичним і магнітним полями. Суть технології полягає у створенні мікроемulsії за допомогою гідродинамічного випромінювача, а для стабілізації мікроемulsійної системи здійснюється її омагнічування магнітним полем. У 2004-2009 рр. технологія випробувана і впроваджена на видобувних нафтових свердловинах НГВУ “Долина нафтогаз”. У 2004 р. використовувалась мікроемulsія наступного складу: 0,51 % вуглеводнерозчинного НПАР (жириноксу), 7,3 % вуглеводневої рідини (конденсату), решта – вода. З 2005 р до прісної технічної води додавали АПАР (спочатку пінол, а пізніше нафтові сульфонати – мирол, КНС). Ці мікроемulsії мали наступний склад: 0,5-1,5 % вуглеводнерозчинного НПАР (жириноксу); 4,5-10 % вуглеводневої рідини (конденсату); 0,3-1,5 % водорозчинного АПАР (пінолу, миролу, КНС); решта – вода. Під час оброблень мікроемulsія запомповувалась у продуктивний пласт, і свердловина закривалась від 24 до 36 годин для взаємодії реагентів, після чого свердловина запускалась у роботу.

До 2006 р об'єм мікроемulsії під час оброблення ПЗП становив 30-50 м³, а з 2007 р його збільшили у 3 рази (100-150 м³), при незмінній загальній концентрації ПАР. Така мікроемulsія мала наступний склад: 0,2-0,3 %

вуглеводнерозчинного НПАР (жириноксу); 4,5 % вуглеводневої рідини (конденсату); 0,1 % водорозчинного АПАР (миролу, КНС); решта – вода. Об'єм мікроемульсії збільшили через те, що при незмінній концентрації ПАР досягається глибше оброблення привибійної зони пласта і при цьому не погіршується ефект після оброблення привибійної зони.

Дослідно-промислові випробовування запропонованої технології з використанням мікроемульсії, що одержана на основі конденсату, для інтенсифікації припливу нафти до свердловин на завершальній стадії розробки родовищ здійснено на 54 свердловинах родовищ НГВУ “Долина нафтогаз”. Середній дебіт свердловин (по роках) після оброблень збільшується у 2-8 разів і в середньому за час впровадження збільшення дебіту нафти становило 4,07 разів при середній тривалості ефекту 164,9 діб. Додатковий видобуток нафти на одне оброблення становить 300-900 т. За час впровадження технології додатково видобуто 34,049 тис.т нафти та 10,925млн. м³ нафтового газу.

ВИСНОВКИ

Дисертація є закінченою науково-дослідною роботою, в якій на підставі результатів експериментальних досліджень процесів інтенсифікації видобування нафти і збільшення нафтовилучення на завершальній стадії розробки родовищ розроблено удосконалені технології застосування поверхнево-активних систем для вилучення залишкової нафти із заводнених нафтових пластів і збільшення дебітів нафти. Одержано наступні основні результати.

1. За результатами узагальнення вітчизняного і зарубіжного досвіду розробки нафтових родовищ на завершальній стадії обґрунтовано застосування фізико-хімічного методу – поверхнево-активних систем для вилучення залишкової нафти із заводнених пластів та інтенсифікації припливу нафти до свердловин.

2. За результатами експериментів з витіснення залишкової нафти водними розчинами різних ПАР за різних температури і мінералізації пластової води встановлено, що такі ПАР, як жиринокс і прогаліт, є ефективними витіснювальними агентами за низьких температур (до 70 °С), а барвоцел і превоцел ефективні за високих температур (понад 70 °С). Ефективне витіснення залишкової нафти відбувається у випадку використання розчинів поверхнево-активних систем на воді з мінералізацією, протилежною до мінералізації пластової води.

3. Експериментально встановлено, що об'єм облямівки розчину ПАР для витіснення залишкової нафти повинен бути не меншим 40-60% від об'єму нафтонасичених пор пласта, а масова концентрація ПАР у витіснювальному агенті – 0,03-0,05%. До впровадження рекомендовано розчин поверхнево-активної полімервмісної системи (ПАПС) такого складу: суміш сульфонолу і савенолу у співвідношенні 1:1 із 0,05% сумарним вмістом ПАР та додаванням 0,03% полімеру ПАА, приготовлений на мінералізованій воді, а об'єм облямівки ПАПС – 50% від об'єму нафтонасичених пор пласта.

4. В дослідях на макронеоднорідній тришаровій моделі пласта з прошарками різної проникності ($6,84 \cdot 10^{-3}$, $11,4 \cdot 10^{-3}$ і $25 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$) отримано такі значення кінцевого коефіцієнта нафтовилучення: після заводнення високопроникного прошарку – 0,42; після блокування найбільш проникного обводненого прошарку 10% обляміvkю 0,1% розчину полімеру ПАА з подальшим запомповуванням води – 0,479; із додатковим запомповуванням після обляміvkи полімеру 50% обляміvkи поверхнево-активної полімервмісної ситеми (0,05% розчину суміші сульфонулу і савенолу у співвідношенні 1:1 та додаванням 0,03% полімеру ПАА) і подальшим запомповуванням води – 0,532. Розроблено спосіб вилучення нафти із слабкодренованих і малопроникних ділянок пласта (патент України на корисну модель №43593), який ґрунтується на послідовному використанні блокуючої обляміvkи полімеру і обляміvkи ПАПС.

5. За результатами досліджень нафтовідмивальної (нафтовитіснювальної) здатності розчину нової ПАР нафтазолу (суміші гідрофільного змочувача і олефільного емульгатора) запропонована технологія інтенсифікації припливу нафти до свердловини з використанням 0,05% водного розчину нафтазолу із співвідношенням компонентів гідрофільного змочувача і олеофільного емульгатора 0,6:0,4 та додаванням 0,03% полімеру ПАА.

6. Згідно з результатами дослідження впливу магнітного поля на нафтовитіснювальні (нафтовідмивальні) властивості розчинів різних ПАР та мікроемульсійних систем збільшення коефіцієнта нафтовитіснення спостерігається тільки для складних систем мікроемульсійного типу (мирол, пінол), а на молекулярні розчини (савенол, сульфонул, жиринокс і нафтазол) магнітне поле практично не впливає. Запропоновано механічний метод отримання мікроемульсії з допомогою гідродинамічного випромінювача звукових коливань і мікроемульсійний розчин, стабілізований акустичним і магнітними полями, такого складу: 0,5% конденсатний розчин жириноксу і 1% водний розчин пінолу із об'ємним співвідношенням 0,1:0,9.

7. Вибрано дослідне поле для здійснення дослідно-промислових випробувань запропонованої технології вилучення залишкової нафти з обводнених пластів вигодо-бистрицького покладу Долинського родовища в районі свердловини 820. Обґрунтовано склади робочих розчинів і послідовність здійснення технологічних процесів. За результатами розрахунків технологічного ефекту від впровадження технології додатковий видобуток нафти орієнтовно становитиме 18,52 тис.т., додатковий видобуток газу – $5,188 \text{ млн. м}^3$, тривалість процесу – до десяти років.

8. Впродовж 2004-2009 рр. випробувано і впроваджено запропоновану технологію інтенсифікації припливу нафти до свердловин з використанням мікроемульсії, що одержана на основі газового конденсату і стабілізована акустичним і магнітним полями. Проведено 54 свердловино-оброблення, що дозволило додатково видобути 34,049 тис. т нафти та $10,925 \text{ млн. м}^3$ газу.

СПИСОК ОПУБЛІКОВАНИХ ПРАЦЬ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

1. Михайлюк В.Д. Аналіз результатів впровадження технологій інтенсифікації видобування нафти в НГВУ “Долиналифтогаз” / В.Д. Михайлюк, Л.Б. Мороз // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2007. – №1. – С.58-62.
2. Михайлюк В.Д. Аналіз методів підвищення нафтовилучення на родовищах Прикарпаття / В.Д. Михайлюк, Л.Б. Мороз // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2008. – №2. – С.51-55.
3. Михайлюк В.Д. Аналіз робіт з інтенсифікації видобування нафти в НГВУ “Долиналифтогаз” / В.Д. Михайлюк, Л.Б. Мороз // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2007. – №1. – С.125-128.
4. Кондрат Р.М. Поверхнево-активні речовини для процесів нафтовилучення / Р.М. Кондрат, В.Д. Михайлюк, Л.Б. Мороз, Б.Л. Литвин // Фізика і хімія твердого тіла. – 2008. – № 3, Т.9. – С.655-658.
5. Мороз Л.Б. Результати впливу акустично-магнітного поля на функціональні властивості поверхнево-активних речовин та мікроемульсійних систем / Л.Б. Мороз, В.Д. Михайлюк // Нафтова і газова промисловість. – 2009. – №3. – С.27-29.
6. Мороз Л.Б. Вибір умов застосування розчинів поверхнево-активних речовин з метою підвищення кінцевого нафтовилучення нафтових родовищ / Л.Б. Мороз // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2010. – №3. – С.46-50.
7. Патент 72010 Україна, МКВ Е21В 43/18. Спосіб розробки нафтового покладу / ІФНТУНГ: Михайлюк В.Д., Кондрат Р.М., Мороз Л.Б. – № 200902382. - Заявл. 17.03.2009; Опубл. 25.08.2009, Бюл. № 16.
8. Купер І.М. Шляхи підвищення нафтовіддачі на Довбушансько-Бистрицькому родовищі / І.М. Купер, В.І. Бойчук, Л.Б. Мороз: Матеріали 8-ої Міжнародної науково-практичної конференції “Нафта і газ України-2004”, (м.Судак, 29 вересня-1 жовтня 2004). – Київ, 2004. – С.56-58.
9. Мороз Л.Б. Дослідження впливу на привибійну зону пласта мікроемульсійним розчином на основі газоконденсату / Л.Б.Мороз: Матеріали міжнародної науково-технічної конференції молодих учених “Техніка і прогресивні технології в нафтогазовій інженерії”, (м. Івано-Франківськ, 16-20 вересня 2008). – Івано-Фр.:вид-во ІФНТУНГ, 2008. –С. 36.
10. Мороз Л.Б. Вдосконалення технології вилучення залишкової нафти з обводнених нафтових пластів за допомогою поверхнево-активних систем / Л.Б. Мороз : Матеріали міжнародної науково-технічної конференції “Нафтогазова енергетика: проблеми та перспективи”, (м. Івано-Франківськ, 20-23 жовтня 2009). – Івано-Фр.:вид-во ІФНТУНГ, 2009. –С. 48.
11. Мороз Л.Б. Дослідження впливу поверхнево-активного розчину нафтазолу на витіснення залишкової нафти з моделей обводнених нафтових пластів / Л.Б. Мороз: Матеріали науково-технічної конференції “Підвищення ефективності буріння свердловин та інтенсифікації нафтогазовидобутку на

родовищах України”, (м Івано-Франківськ, 16 -18 листопада 2010). – Івано-Фр.:вид-во ІФНТУНГ, 2010. –С. 100-104.

12. Мороз Л.Б. Принципи вибору поверхнево-активних речовин залежно від фізико-хімічних умов нафтового родовища / Л.Б.Мороз: Матеріали науково-технічної конференції “Нафтогазова енергетика - 2011”, (м Івано-Франківськ, 10 -14 жовтня 2011). – Івано-Фр.:вид-во ІФНТУНГ, 2011. –С. 24.

АНОТАЦІЯ

Мороз Л.Б. Удосконалення технологій застосування поверхнево-активних систем для збільшення нафтовилучення на завершальній стадії розробки родовищ (на прикладі родовищ Передкарпаття). – На правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук за спеціальністю 05.15.06 – розробка нафтових та газових родовищ. – Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ, 2012.

Дисертація присвячена проблемі удосконалення технологій застосування поверхнево-активних систем для збільшення нафтовилучення на завершальній стадії розробки родовищ.

У роботі проведено лабораторні дослідження, на підставі яких вивчено вплив температури та мінералізації пластової води на кінцевий коефіцієнт нафтовилучення при використанні поверхнево-активних речовин. Експериментально встановлено, що об'єм облямівки розчину ПАР для витіснення залишкової нафти повинен бути не меншим 40-60% від об'єму нафтонасичених пор пласта, а масова концентрація ПАР у витісняльному агенті - 0,03-0,05%.

Виконано експериментальні дослідження впливу магнітного поля на нафтовитісняльні властивості розчинів різних ПАР, у результаті яких встановлено, що збільшення коефіцієнта нафтовитіснення спостерігається тільки для складних систем мікроемульсійного типу, а на молекулярні розчини магнітне поле практично не впливає. Проведено серію лабораторних експериментів з дослідження впливу вмісту компонентів в новій ПАР нафтазол на нафтовитісняльні властивості. Запропоновано розчин ПАПС із співвідношенням компонентів гідрофільного змочувача і олеофільного емульгатора 0,6:0,4 та додаванням 0,03% полімеру ПАА.

За результатами лабораторних досліджень розроблено технологію застосування поверхнево-активних систем (0,05% розчин суміші аніоногенного ПАР (сульфонол) і неіоногенного ПАР (савенол) в однакових кількостях з вмістом 0,03 % поліакриламід) з метою вилучення залишкової нафти із зон пласта, слабкопромитих водою, в тому числі і ціликів нафти, які вода обійшла.

За результатами лабораторних досліджень розроблено та впроваджено технологію інтенсифікації припливу нафти до свердловини з використанням мікромульсії, що одержана на основі газового конденсату і стабілізована акустичним і магнітним полями. Промислові випробування запропонованої технології довели її ефективність при експлуатації нафтових свердловин.

Ключові слова: родовище, пласт, свердловина, нафтовилучення, дебіт, поверхнево-активна речовина, оброблення, об'єм облямівки, мікроемульсія.

АННОТАЦІЯ

Мороз Л.Б. Совершенствование технологий применения поверхностно-активных систем для увеличения нефтеизвлечения на завершающей стадии разработки месторождений (на примере месторождений Прикарпатья). - На правах рукописи.

Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности 05.15.06 - разработка нефтяных и газовых месторождений. - Иванов-Франковский национальный технический университет нефти и газа, Иванов-Франковск, 2012.

Диссертация посвящена проблеме совершенствования технологий применения поверхностно-активных систем для увеличения нефтеизвлечения на завершающей стадии разработки месторождений.

Установлено, что важным фактором, влияющим на эффективность использования ПАВ, является температурный интервал их применения. В ходе экспериментальных исследований установлено, что такие поверхностно-активные вещества, такие как жиринокс или прогалит являются эффективными вытесняющими агентами по остаточной нефти при низких температурах (до 70° С), а барвоцел или превоцел эффективны при высоких температурах (свыше 50° С).

Эффективное вытеснение остаточной нефти происходит при использовании поверхностно-активных систем с минерализацией противоположной минерализации пластовой воды.

Установлено, что содержание солей в растворах неионогенных ПАВ (НПАВ) на величину межфазного натяжения не влияет, а в растворах анионогенных ПАВ (АПАВ) и их смесях с НПАВ снижает поверхностное натяжение. Таким образом, НПАВ в их смесях с АПАВ являются стабилизаторами минерализованных растворов, а АПАВ проявляют синергизм (усиление поверхностной активности) относительно межфазного натяжения.

Установлен рекомендуемый объем оторочки раствора смеси савенола с сульфонолом в соотношении 1:1 с добавлением 0,03% ПАА составляет около 0,5 от объема первоначальных нафтонасечений пор пласта. Массовая концентрация ПАВ в вытеснительном агенте для увеличения нефтеизвлечения 0,03-0,05%, а для интенсификации притока нефти к скважинам – 0,2-0,5%.

В связи с неоднородностью строения продуктивных отложений и неравномерным размещением по площади добывающих и нагнетательных скважин при вытеснении нефти водой в заводнений зоне остаются слабодренуемые и низкопроницаемые участки пласта с начальным нефтенасыщением, обойденные водой. Остаточные запасы нефти в этих участках

пласта могут быть значительными. Поэтому высокоактуальным является извлечение нефти из этих участков.

По результатам лабораторных исследований разработана технология применения поверхностно-активных систем (0,05% раствор смеси анионогенного ПАВ (сульфонол) и неионогенного ПАВ (савенол) в одинаковых количествах с содержанием 0,03% полиакриламида) с целью извлечения остаточной нефти из зон пласта, слабпромывых водой, в том числе и целиков нефти, обойденных водой.

По результатам лабораторных исследований разработана и внедрена технология интенсификации притока нефти к скважине с использованием микромульсии, полученная на основе газового конденсата и стабилизированная акустическим и магнитным полями. Промышленные испытания предлагаемой технологии доказали ее эффективность при эксплуатации нефтяных скважин.

Ключевые слова: месторождение, пласт, скважина, нефтеизвлечение, дебит, поверхностно-активное вещество, обработка, объем каймы, микроэмульсия.

ABSTRACT

Moroz L.B. Improving the application technology of surface-active systems to increase oil recovery in the final stages of field development (for example, deposits Precarpathians) - On the manuscript.

Thesis on gaining of scientific degree of the Candidate of Technical Sciences according on the major 05.15.06 - Development of Oil and Gas Fields. - Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, 2012.

The thesis is dedicated to the improvement of application technologies of surface-active systems to increase oil recovery in the final stages of field development.

The paper laboratory tests for which the influence of temperature and salinity formation water in the final rate of oil recovery by use of surfactants. Experimentally that the volume of surfactant solution to border displacement of residual oil must be at least 40-60% of the volume of pore formation oil and mass concentration of surfactant in extrusion agent - 0,03-0,05%.

Experimental investigation of magnetic field on extrusion properties of solutions of different surfactants, as a result of which found that increasing the ratio extrusion observed only for complex systems oil emulsion type, and the molecular magnetic field solutions are not affected. A series of laboratory experiments to study the influence of components content in the new surface-active substance naftazol on extrusion properties. A solution of surface-active substance value components hydrophilic wetting agent and emulsifier 0,6:0,4 and the addition of 0,03% polymer.

According to the results of laboratory tests a technology application of surface-active systems (0,05% solution of surfactant mixture sulphonol and savenol in equal quantities containing 0,03% polymer to extract residual oil from the reservoir areas, including the pillars of oil and water are bypassed.

According to the results of laboratory tests designed and implemented technology intensified flow of oil to the wells using oil emulsion that obtained on the basis of gas condensate and stabilized acoustic and magnetic fields. Industrial testing of the proposed technology have proven its effectiveness in the operation of oil wells.

Keywords: deposit, reservoir, well, oil recovery, debit, surfactant, processing, volume fringing, oil emulsion.