

Міністерство освіти і науки України
Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія
Кондратюка»

Навчально-науковий інститут нафти і газу
Кафедра нафтогазової інженерії та технологій
Спеціальність 185 Нафтогазова інженерія та технології

До захисту
завідувач кафедри
Гавриш С.Ю.

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА
на тему: «Використання комбінованих методів заводнення
свердловин при розробці родовищ західного нафтогазоносного
регіону.»

Пояснювальна записка

Керівник

Д.т.н., професор Грошовський В.В.
посада, наук. ступінь, ПІБ
Грошовський
підпис, дата,

Виконавець роботи

Воронянський А.О.
студент, ПІБ
група 603МВ
Воронянський
підпис, дата

Консультант за 1 розділом

к.т.н., доц. Нестеренко М.М.
Нестеренко

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом

к.т.н., доц. Даринченко В.І.
Даринченко

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом

Ст. викл. Шевченко А.В.
Шевченко

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 4 розділом

Ст. викл. Вовк М.О.
Вовк

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту 22.01

Полтава, 2025

Національний університет
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

Навчально-науковий інститут:

Нафти і газу

Кафедра:

Нафтогазової інженерії та технологій

Освітньо-кваліфікаційний рівень:

Магістр

Спеціальність:

185 Нафтогазова інженерія та технології

Гарант освітньої програми

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри НІТТ

«___» _____ 20__ року

«___» _____ 20__ року

З А В Д А Н Н Я
НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ

Воронянський Андрій Олександрович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи) Використання комбінованих методів заводнення свердловин при розробці родовищ західного нафтогазоносного регіону

Керівник проекту (роботи) д.т.н., професор Гошовський С.В.

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом вищого навч. закладу від "___" _____ 2024 року № _____

2. Строк подання студентом проекту (роботи) _____
3. Вихідні дані до проекту (роботи) 1. Науково-технічна література, періодичні видання, патенти на винаходи, конспекти лекцій. 2. Проекти розробки чи технологічні схеми розробки родовищ (за необхідності). 3. Геологічні звіти та звіти фінансової діяльності підприємств за профілем роботи. 4. Технологічні режими роботи свердловин та експлуатаційні карточки свердловин.
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)

Вступ 1 Інформаційно-оглядова частина.

2. Експериментальна частина.




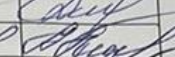
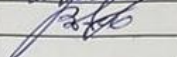
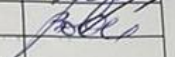
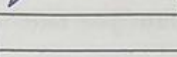
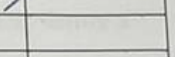
3. Теоретична частина (Аналітика. Моделювання).

4. Впровадження результатів досліджень Висновки по проекту.

5. Перелік графічного матеріалу

Використання комбінованих методів заводнення свердловин при розробці родовищ західнонафтогазоносного регіону
Алгоритми теми заводнення, Завдання як основа виробничу карти
Характеристика очікуваної ефективності застосування ПІТС на родовищах - блокувальну розробку, Схеми проектування і запланованих мікророзробок.

6. Консультанти розділів роботи

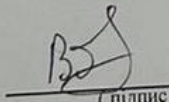
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
1	Доцент Нісестуанко Т.М.		
2	Доц. Дмитренко В.І.		
3	Ст. викладач Нісенюк С.В.		
4	ст. бекка Вовк М.О.		

7. Дата видачі завдання _____

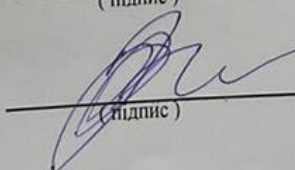
КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Етапи підготовки	Термін виконання
1	Інформаційно-оглядова частина	14.10-20.10
2	Експериментальна частина	21.10-03.11
3	Теоретична частина (Аналітика. Статистика. Моделювання)	04.11-11.11
4	Впровадження результатів досліджень	12.11-01.12
5	Оформлення та узгодження роботи	02.12-15.12
6	Попередні захисти робіт	16.12-18.12.
7	Захист магістерської роботи	

Студент

 Ворончынський В.О.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

 Нісенюк С.В.
(підпис) (прізвище та ініціали)

ЗМІСТ

ВСТУП

АНАЛІЗ МЕТОДІВ ЗБІЛЬШЕННЯ КОЕФІЦІЄНТА НАФТОВИЛУЧЕННЯ РОДОВИЩ ЗА ДОПОМОГОЮ УДОСКОНАЛЕНИХ ТЕХНОЛОГІЙ ЗАВОДНЕННЯ

1.1 Технології покращеного заводнення для збільшення нафтовилучення з родовищ вуглеводнів

1.2 Оцінка ефективності оброблень привибійної зони свердловин

Висновки до розділу 1

РОЗДІЛ 2 ДОСЛІДЖЕННЯ ЗАСТОСУВАННЯ КОМБІНОВАНИХ ТЕХНОЛОГІЙ ЗАВОДНЕННЯ З ВИКОРИСТАННЯМ ПАР ДЛЯ ЗБІЛЬШЕННЯ НАФТОВИЛУЧЕННЯ

2.1 Аналіз родовищ західного нафтогазоносного регіону, що знаходяться на завершальній стадії експлуатації

2.2 Експериментальна установка та методика одержання мікроемульсійних розчинів на основі газоконденсату

2.3 Характеристика і вибір поверхнево-активних речовин

2.4 Дослідження впливу на величину коефіцієнта нафтовитіснення типу поверхнево-активної речовини

2.5 Оцінка результатів аналізу експериментальних досліджень об'єму облямівки розчину ПАР

2.6 Технологія підвищення нафтовилучення з використанням важких побічних продуктів виробництва оцтового ангідриду

Висновки до розділу 2

РОЗДІЛ 3 ЗАСТОСУВАННЯ УДОСКОНАЛЕНИХ МЕТОДІВ ЗАВОДНЕННЯ З ВИКОРИСТАННЯМ ПАР ДЛЯ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ ПРИПЛИВУ НАФТИ ДО СВЕРДЛОВИН

3.1 Умови застосування розчинів поверхнево-активних речовин для оброблень привибійної зони пласта

3.2 Аналіз експериментальних досліджень оброблення приви́бійних зон свердловин розчинами ПАР експрес-методом

3.3 Аналіз експериментальних досліджень діяннн на приви́бійну зону свердловин розчинами ПАР, обробленими магнітним полем

3.4 Аналіз експериментальних досліджень оброблення приви́бійних зон свердловин мікроемульсійними розчинами ПАР, стабілізованими магнітним полем

3.5 Аналіз експериментальних досліджень використання розчинів ПАР для оброблення приви́бійних зон свердловин в умовах, максимально наближених до пластових умов

Висновки до розділу 3

РОЗДІЛ 4 ЗАСТОСУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЙ КОМБІНОВАНОГО ЗАВОДНЕННЯ ДЛЯ ЗБІЛЬШЕННЯ НАФТОВИЛУЧЕННЯ З РОДОВИЩ ЗАХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ

4.1 Технології застосування поверхнево-активних систем та полімерних речовин для вилучення залишкової нафти із обводнених нафтових пластів

4.2 Обґрунтування рекомендацій щодо реалізації технологій вилучення залишкової нафти з обводнених нафтових пластів

4.3 Випробування і впровадження технології застосування поверхнево-активних систем для інтенсифікації припливу нафти до свердловин

4.4 Застосування методу підвищення нафтовіддачі нафтового покладу Заводівського родовища методом заводнення з використанням ВПП Висновки до розділу 4

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

ДОДАТКИ

ВСТУП

Актуальність теми.

Поточний стан нафтової промисловості України характеризується дефіцитом нафти, що зумовлює необхідність підвищення ступеня вилучення нафти із виснажених і обводнених родовищ. Це завдання має стратегічне значення для держави, що підтверджує актуальність теми магістерської роботи. Традиційні системи розробки, що використовувалися на вітчизняних родовищах, демонструють низьку ефективність, особливо на завершальних стадіях експлуатації.

Одним із найбільш перспективних підходів до підвищення нафтовилучення є фізико-хімічні методи, які вирізняються простотою впровадження та не потребують значних фінансових витрат. Завершальна стадія розробки родовищ має низку специфічних особливостей, таких як виснаження пластової енергії, значна обводненість пластової продукції тощо. У зв'язку з цим дослідження, розробка та впровадження комбінованих технологій заводнення, заснованих на застосуванні поверхнево-активних систем для підвищення нафтовилучення, є актуальним і нагальним завданням.

Мета дослідження

Удосконалення сучасних технологій заводнення нафтогазових пластів, спрямованих на підвищення коефіцієнта нафтовилучення із родовищ на завершальній стадії розробки.

Задачі дослідження

1. Провести аналіз технологій збільшення нафтовилучення для родовищ на завершальній стадії розробки.
2. Проаналізувати геолого-фізичні характеристики продуктивних пластів нафтових родовищ західного нафтогазоносного регіону, їхній поточний стан і системи розробки для визначення перспективних напрямків підвищення ефективності розробки.
3. Оцінити використання та впровадження перспективних складів поверхнево-активних систем, створених на основі доступних і економічно вигідних нафтохімічних продуктів для удосконалення технологій заводнення.

4. Розробити та удосконалити технології застосування запропонованих складів поверхнево-активних систем для комбінованих технологій заводнення виснажених родовищ.

5. Дослідити можливості використання важких побічних продуктів виробництва оцтового ангідриду для підвищення нафтовилучення з заводнених пластів.

Об'єкт дослідження: процес видобування нафти із виснажених родовищ.

Предмет дослідження: властивості нафтовитіснювальних флюїдів та технологічні рішення, спрямовані на збільшення нафтовилучення комбінованими методами.

Методи дослідження

У ході виконання магістерської роботи були використані аналітичні та теоретичні дослідження; фізико-хімічні методи аналізу; опрацювання промислових даних; статистичні методи для оброблення й аналізу експериментальних результатів.

Наукова та прикладна цінність отриманих результатів

У межах роботи для нафтових свердловин родовищ ВАТ "Укрнафта" запропоновано комбінований метод заводнення із застосуванням мікроемульсії, до складу якої входить 0,5% конденсатний розчин жириноксу та 1% водний розчин пінолу.

Розроблено удосконалену технологію підвищення ступеня вилучення залишкової нафти із заводнених пластів, що базується на послідовному закачуванні у нагнітальні свердловини нафторозчинного продукту – важкого побічного продукту виробництва оцтового ангідриду (ВПП).

Апробація результатів досліджень. Основні положення магістерської роботи доповідались і схвалені на 76 науково-практичній конференції викладачів, аспірантів та студентів Національного університету Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка.

Структура і обсяг роботи. Магістерська робота складається із вступу, чотирьох розділів, висновків та списку використаних джерел.

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ МЕТОДІВ ЗБІЛЬШЕННЯ КОЕФІЦІЄНТА НАФТОВИЛУЧЕННЯ РОДОВИЩ ЗА ДОПОМОГОЮ УДОСКОНАЛЕНИХ ТЕХНОЛОГІЙ ЗАВОДНЕННЯ

1.1 Технології покращеного заводнення для збільшення нафтовилучення з родовищ вуглеводнів

Методи збільшення нафтовилучення складають сукупність основних технологічних рішень, спрямованих на покращення видобутку нафти порівняно з традиційним методом заводнення. При цьому здійснюється зміна структури об'єму, що підлягає дренажу (збільшення коефіцієнта витіснення вуглеводнів, розширення зони впливу на пласт, коригування фізико-хімічних властивостей системи колектор - пластові флюїди - витіснювальний агент). Характерною особливістю цих методів є потреба в проведенні значних науково-дослідних робіт у кожному окремому випадку, а також їх висока вартість, підвищений технологічний і економічний ризик. Методи другої категорії, що включають гідродинамічні підходи до підвищення нафтовилучення, є здебільшого методами, які успішно перевірені сучасною наукою та практикою, з використанням стандартних завдань та рішень на основі розроблених програмно-імітаційних моделей. Ці методи часто становлять необхідну складову частину проектів першої категорії.

У більшості нафтогазовидобувних підприємств дані про видобуток нафти за останній період є конфіденційними та не підлягають загальному доступу. Тому доступна інформація, як правило, охоплює попередні 5-7 років.

Для забезпечення подальшого зростання обсягів видобутку нафти в компаніях разом з геологорозвідувальними роботами застосовуються методи підвищення нафтовилучення, як для приросту видобувних запасів нафти, так і для створення умов для економічно ефективного освоєння важковидобувних запасів.

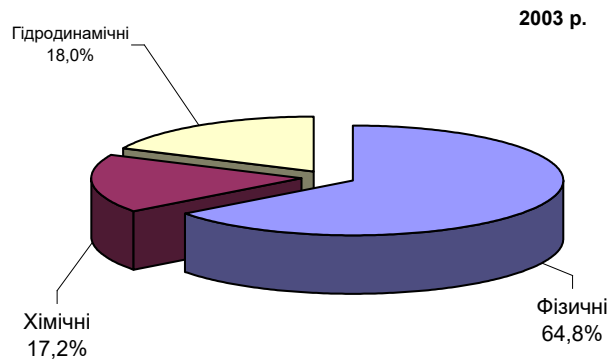


Рисунок 1.1 – Розподіл видобутку нафти за рахунок методів підвищення нафтовилучення у зарубіжних компаніях.

У групі фізичних методів основним є технологія гідророзриву пласта, на яку припадає 84,7 % додаткового видобутку цієї категорії. У групі хімічних методів провідними є технології обробки привибійної зони пласта і методи, що базуються на поліакриламіді (ПАА) – відповідно 33,3 % і 32,7 % додаткового видобутку. У групі гідродинамічних методів значну частину додаткового видобутку забезпечив форсований відбір (40,8 %), технології залучення слабкодренованих зон до розробки (37,2 %) і циклічне заводнення (22,0 %) [26-28].

У період з 1995 по 2015 рр. було виконано 16 промислових операцій із збільшення охоплення пластів заводненням. Технологія передбачала закачування потоковідхиляючих агентів у пласт об'ємом від 280 м³ до 4 тис. м³ (в середньому 2,5 тис. м³). Для цього використовувалися об'ємні розчинні гіпану, реніволу, лігнополу, силікату натрію та лужних розчинів.

Велика увага в світі приділяється застосуванню так званих третинних методів підвищення нафтовилучення. У США в 70-80-х роках функціонували спеціальні урядові програми, які стимулювали нафтові компанії до розробки, випробувань і впровадження нових технологій третинних методів [13-14]. Обсяги видобутку нафти за рахунок EOR зростали до середини 90-х років, після чого стабілізувалися на рівні 35-37 млн т/рік. Основну частку видобутку забезпечували теплові та газові методи [41-47]. Кількість діючих проектів

знижувалась з 512 у 1986 році до 147 у 2002 році, особливо по хімічних методах. Проте, річний видобуток на один проект зростав: у 1986 році він становив 61,7 тис. т/проект-рік, а в 2002 році – 237,5 тис. т/проект-рік. Цей ріст відбувався завдяки масштабнішим промисловим роботам із теплових і газових методів. У відсотковому співвідношенні додатковий видобуток нафти за допомогою EOR в США становив 13,4 % [20-21].

Нафтові компанії США та Канади впроваджують методи підвищення нафтовилучення на етапах введення родовища в експлуатацію, після завершення першої або другої стадії розробки пластів. США займають перше місце у світі за обсягами видобутку нафти завдяки новим методам підвищення нафтовилучення та за кількістю впроваджених проектів. У 2000 році в США додатковий видобуток нафти за рахунок цих методів становив понад 37,6 млн т, що складало близько 12 % від загального обсягу видобутку нафти [24-25].

В інших країнах з великими обсягами впровадження нових методів підвищення нафтовилучення, додатковий видобуток нафти у 2000 році складав: у Венесуелі – 22,3 млн т (без врахування 7,8 млн т за рахунок видобутку важких бітумів в поясі Оріноко за допомогою паротеплових методів); у Канаді – 12,1 млн т (без врахування ще 12,1 млн т, видобутих із бітумінозних пісковиків у відкритих розрізах); у Китайській Народній Республіці – 14,6 млн т [33-34,48].

Аналізуючи порівняльні результати застосування найбільш поширених технологій нафтовилучення та інтенсифікації видобутку на родовищах світу і України, представлені в таблиці 1.1, можна зробити наступні висновки.

Гідророзрив пласта. Середній рівень успішності в Україні нижчий, ніж у інших країнах, і становить близько 12 %. Тривалість ефекту та технологічна ефективність в Україні майже вдвічі менші, ніж на Близькому Сході. Частка додаткового видобутку за рахунок впровадження ГРП в Україні порівняно з Близьким Сходом більше ніж у 4,5 рази менша.

Обробка поверхнево-активними речовинами. Успішність проведення таких обробок в Україні дорівнює рівню на Близькому Сході. Частка видобутку

за рахунок цього методу інтенсифікації видобутку нафти в Україні становить 41% [20-21].

Кислотні обробки. Середня успішність кислотних обробок в Україні та в на Близькому Сході практично не відрізняється (80 % та 86 % відповідно). Середня тривалість ефекту в Україні в 1,7 рази більша, ніж на Близькому Сході, хоча технологічна ефективність вдвічі нижча. Частка в додатковому видобутку за рахунок цього методу інтенсифікації в Україні становить 26,5 % [37].

Термічні та термохімічні обробки. Додатковий видобуток нафти за рахунок впровадження цих методів в Україні становить 5 %, у на Близькому Сході 7,3% [36].

Нестаціонарне заводнення. Частка додаткового видобутку за рахунок впровадження цього методу в Україні становить 8,37 %, у Росії – 3,96 % [23-26].

Форсований відбір рідини. Частка додаткового видобутку нафти за рахунок цього методу в Україні становить 0,01 %, у Росії – 9,63 %.

Газові методи. Частка у додатковому видобутку за рахунок впровадження цього методу підвищення нафтовилучення в США, Канаді – 40,8 % [23-26].

В дипломній роботі буде здійснено аналіз методів підвищення нафтовидобутку, що застосовувалися на родовищах Передкарпаття, оскільки саме в цьому регіоні було проведено найбільшу кількість інтенсифікацій. Розробка родовищ Передкарпаття за природними режимами є малоефективною і неекономічною через низькі коефіцієнти вилучення нафти (до 10 %, рідше до 16 %). Тому основні родовища цього регіону (Долинське, Північно-Долинське, Струтинське, Спаське, Битківське, Гвіздецьке, Довбушансько-Бистрицьке, Луквинське, Старосамбірське, Орів-Уличнянське) розробляються із підтримкою пластового тиску шляхом заводнення, що дозволяє підвищити кінцеве нафтовилучення до 26-46 %.

Таблиця 1.1 – Зведені порівняльні результати найбільш поширених технологій нафтовилучення та інтенсифікації видобутку нафти на родовищах світу і України

Технології інтенсифікації нафтовидобутку та підвищення нафтовилучення	Частка у додатковому видобутку за рахунок впровадження технологій підвищення нафтовилучення чи інтенсифікації видобутку нафти, %	
	Україна (2014-2020pp)	країни США, Канада (2014-2020pp)
Гідророзрив пласта		
Оброблення поверхнево-активними речовинами		
Кислотні оброблення		
Термічні та термохімічні оброблення		
Внутрішньопластове горіння		
Форсований відбір рідини		
Газові методи (запомповування CO ₂ , азоту та інших газів)		
Зарізання бокових стовбурів у свердловинах		
Водоізоляція, обмеження водоприпливів		
Нестационарне заводнення		
Залучення до розробки слабкодренованих зон		
Запомповування гарячої води (пари)		

Важливо зазначити, що родовища, які розробляються за допомогою заводнення, знаходяться на пізній стадії освоєння. Тому виникає проблема пошуку ефективних способів подальшої розробки цих родовищ для вилучення залишкової нафти. Експериментальні дослідження витіснення нафти водою та іншими агентами з пористих середовищ у лабораторних і промислових умовах проводили такі вчені, як О.І. Акульшин, В.С. Бойко, О.І. Буторін, Ш.К. Гіматудінов, Ю.П. Желтов, О.І. Забродін, Ю.О. Зарубін, С.Н. Закіров, В.С. Іванишин, М.М. Кусаков, Р.М. Кондрат, І.І. Кравченко та інші. На завершальній стадії розробки родовищ в основному використовуються гідродинамічні та фізико-хімічні методи для підвищення нафтовилучення.

Для збільшення нафтовидобутку на родовищах Передкарпаття застосовувалися такі методи впливу на пласти: циклічне заводнення, форсований відбір рідини, газова репресія, витіснення нафти гарячою водою та розчинами поверхнево-активних речовин (ПАР) [2,3].

Циклічне заводнення застосовувалося на Долинському, Північно-Долинському та Гвіздецькому родовищах. Найбільший додатковий видобуток нафти завдяки циклічному заводненню на Долинському родовищі було отримано протягом перших 7-8 років впровадження цієї технології, коли її ефективність досягла 7-18 % від загального річного видобутку нафти. На сьогодні додатковий видобуток нафти від циклічного заводнення зберігається тільки на вигодсько-бистрицькому покладі Долинського родовища і складає 4,2-4,5 % від загального видобутку нафти з цього покладу. Загальний додатковий видобуток нафти за допомогою циклічного режиму закачування води та відбору нафти з свердловин, пробурених у слабкодренованих зонах, на 01.01.2008 року становив 29,198 млн. т.

Циклічне заводнення на Північно-Долинському родовищі почали застосовувати з 1970 року. Найбільший приріст видобутку нафти завдяки цьому методу спостерігався в 1972-1973 та 1977-1979 роках, коли він досягав 10,1 та 11,7 % відповідно від загального видобутку нафти. З початку застосування циклічного заводнення до 01.01.2008 року додатково отримано 266,2 тис. т нафти

з нових свердловин, що були спроектовані для розробки недренованих зон еоценового покладу.

На ділянці 1 середньоменілатитового покладу Гвіздецького родовища проведено експеримент з впровадження циклічного запомповування води в поклад з 1988 року. Завдяки цьому із свердловини 212 додатково було видобуто 1,7 тис. т нафти протягом 1988-1994 років. Родовище знаходиться на завершальній стадії розробки. Поточний відбір нафти становить 0,16-6,1 т/добу при обводненості продукції 85-98 %. Завдяки вторинним та третинним технологіям вилучення нафти на 01.01.2008 року додатково видобуто 217,2 тис. т нафти, зокрема за рахунок закачування води - 168,5 тис. т, а за рахунок циклічного закачування води - 1,7 тис. т.

Форсований відбір рідини був впроваджений на Гвіздецькому родовищі. У 1985 році на всіх покладах Гвіздецького родовища було здійснено переведення свердловин на газліфтний спосіб експлуатації, що дало змогу застосувати форсований відбір рідини. Завдяки вторинним методам видобутку нафти на 01.01.2008 року додатково було отримано 192,505 тис. т нафти. Впровадження цього методу дозволило суттєво збільшити відбір нафти при високій обводненості продукції свердловин. Так, на 01.01.2006 року додатково видобуто 38,5 тис. т нафти.

Газоводяна репресія на пластах проводилася на Битківському родовищі. Завдяки промислому впровадженню газоводяної репресії значно покращилася ситуація з розробкою родовища. Зниження пластового тиску стало менш інтенсивним, і в 1978 та 1979 роках темп його зниження становив 0,12 та 0,09 МПа відповідно. Зниження тиску за перше півріччя 1980 року склало 0,03 МПа [2]. Завдяки запомповуванню газоводяної суміші в 1979 році було додатково видобуто 59,2 тис. т нафти, а за 9 місяців 1980 року — 41,8 тис. т. Загальна кількість нагнітальних свердловин, в яких проводилось спільне запомповування газу і води, становила 35 одиниць. Важливо відзначити, що на 01.01.1980 року з 31 діючої нагнітальної свердловини тільки в дев'яти проводилось спільне запомповування газу і води, з яких сім знаходилися на Битківському блоці

родовища, тобто газоводяна репресія стосувалася лише цього блоку.

Витіснення нафти гарячою водою здійснювалося на Луквинському родовищі. На покладі горизонту МЛ-2 Луквинського родовища з 1983 року проводилося підтримання пластового тиску та температури за рахунок закачування гарячої води. На 01.07.2008 року в поклад було закачано 2638,86 тис. м³ води, що дозволило додатково видобути 428,855 тис. т нафти. Загальний видобуток з покладу становив 582,464 тис. т нафти. Фонд діючих свердловин складав 49 одиниць, з яких 39 видобувних і 10 нагнітальних.

Запомповування пари проводилось на Бориславському родовищі. На старих родовищах було проведено ряд нових промислових експериментів для стабілізації видобутку нафти. Зокрема, запомповування пари високого тиску на ділянці МЕР Бориславського родовища за допомогою японської парогенераторної установки "Такума". Для цього були пробурені нові свердловини МЕР-1, МЕР-2 та МЕР-3, а також використовували старі свердловини 1969 та 1470 років. Такий самий експеримент був проведений на ділянці Міріам Бориславського та ділянці Урич Східницького родовищ з використанням парогенераторів УПГГ-9/120. Усі ці заходи показали високу ефективність.

Витіснення нафти розчином ПАР проводилось на Струтинському, Старосамбірському та Довбушансько-Бистрицькому родовищах. У 1976-1991 роках проводилось запомповування водного розчину аніоноактивного ПАР (сульфонол) і неіоноактивного ПАР (ОП-10, превоцел, неонол) на Струтинському родовищі, а з 1991 року для проштовхування через пласт використовувалась 30%-ва облямівка розчину ПАР. До застосування ПАР у продуктивні пласти було закачано 3,2 млн. м³ води, що дозволило видобути 53,2 % нафтових запасів. Нафтовилучення від геологічних запасів досягло 14 %, а обводненість продукції становила 23 %. Технологічна схема розробки 1979 року передбачала запомповування водних розчинів ПАР до створення в покладах облямівки об'ємом 0,4 від об'єму нафтонасичених пор, що дозволяло збільшити коефіцієнт нафтовилучення до 34,5 % і додатково видобути 209 тис. т нафти. У

травні 1991 року, після досягнення об'єму розчину облямівки 0,3, закачування водних розчинів ПАР було припинено через подорожчання ПАР, їх відсутність, а також з екологічних причин. Проект 1993 року передбачав подальшу розробку Струтинського та Північно-Струтинського блоків із запомповуванням води для просування облямівки, що забезпечить кінцеве нафтовилучення 34,3 % та додатковий видобуток нафти в обсязі 190 тис. т.

На 01.01.2022 року загальний видобуток нафти з Струтинського та Північно-Струтинського блоків складав 3386,3 тис. т, з яких завдяки запомповуванню розчинів ПАР було додатково видобуто 166,1 тис. т. З початку заводнення в продуктивні пласти було закачано 10218,5 тис. м³ води, з яких 4552,5 тис. м³ становили водні розчини ПАР. Запомповування водних розчинів ПАР з метою створення облямівки об'ємом 0,4 від обсягу нафтонасичених пор могло б забезпечити збільшення кінцевого нафтовилучення до 33 %, підвищивши накопичений видобуток нафти до 3540 тис. т і додатково отримавши 286 тис. т нафти. Проте у 1991 році через високі витрати на ПАР, їх відсутність та екологічні проблеми було припинено запомповування водних розчинів ПАР. Натомість продовжується запомповування води для просування через пласт створеної облямівки об'ємом 0,15 від об'єму нафтонасичених пор. Завдяки цьому, за весь період розробки буде додатково видобуто 124,1 тис. т нафти, що дасть змогу досягти прогнозованого кінцевого нафтовилучення на рівні 31,7 %. Накопичений видобуток нафти на 01.01.2007 року становив 2091,2 тис. т нафти, при цьому було закачано 3164 тис. м³ водних розчинів ПАР.

У 2013 році розпочато запомповування водного розчину, що містить 0,05% пінолу та савенолу в однакових пропорціях, з додаванням 0,03% полімеру ПАА на Бистрицькій складці Довбушансько-Бистрицького родовища. Родовище перебуває в промисловій розробці з 1978 року. На 01.01.2008 року дебіт свердловин складав 0,5-2,9 т/д, газовий фактор — 700-1900 м³/т, обводненість продукції становила 1-15 %. Видобуто 443,4 тис. т нафти, 277,5 млн. м³ газу, 16,7 тис. м³ води. Запомповано 943,2 тис. м³ води. Завдяки заводненню додатково видобуто 20,9 тис. т нафти, а пластовий тиск знизився з 22,6 МПа до 7,6 МПа.

Впровадження на дослідній ділянці Довбушансько-Бистрицького нафтового родовища застосування 0,05% поверхнево-активних полімервмісних систем (ПАПС) дозволило на 01.01.2010 року додатково видобути 1,553 тис. т нафти, що становить 0,4 % від видобувних запасів.

Вибір і впровадження технологій підвищення нафтовилучення залежать від характеристик і стану розробки покладів, а також від типу важковидобувних запасів нафти, переважно у високообводнених пластах, у низькопроникних колекторах і у покладах з високов'язкими нафтами. Таким чином, в різних регіонах існують свої пріоритетні технології і методи.

Згідно з оглядом досліджень інтенсифікації видобування нафти та збільшення нафтовилучення на завершальних етапах розробки родовищ, необхідно не лише збільшити обсяги застосування новітніх технологій на родовищах України, зокрема в Передкарпатті, а й удосконалити існуючі технології до світового рівня. Серед найбільш ефективних методів підвищення нафтовилучення варто виділити фізико-хімічні методи, які характеризуються високою технологічною та техніко-економічною ефективністю. В магістерській роботі планується удосконалити технології застосування поверхнево-активних систем для інтенсифікації видобутку нафти та збільшення нафтовилучення на завершальних етапах розробки родовищ, зокрема на прикладі родовищ Передкарпаття, із залученням цілікової нафти із слабкодренованих ділянок пласта, які вода обійшла, а також для вилучення мікрозащемленої залишкової нафти з обводнених пластів.

1.2 Оцінка ефективності оброблень приви́бійної зони свердловин

Для оцінки ефективності впровадження технологій інтенсифікації видобування нафти було проведено аналіз технологічної ефективності різних методів обробки приви́бійних зон (ПЗП) у НГВУ "Долинанaftогаз", оскільки це НГВУ має найбільшу кількість впроваджених технологій. Це дає можливість вивчити вплив обробки ПЗП на параметри розробки нафтових покладів і

коефіцієнт нафтовилучення. Всі існуючі методи обробки ПЗП спрямовані на зменшення гідравлічних опорів у ПЗП або через покращення зв'язку між свердловиною та продуктивним пластом, або завдяки збільшенню абсолютної чи фазової проникності в привибійній зоні. Для підвищення продуктивності свердловин у малопроникних колекторах традиційно важливими є такі методи інтенсифікації припливу нафти до вибою, як гідравлічний розрив пласта, кислотні обробки, використання поверхнево-активних речовин та розчинників.

Необхідно зазначити, що на пізній стадії розробки покладів ефективність стандартних технологій обробки ПЗП значно знижується. Тому на цій стадії слід використовувати селективні методи обробки ПЗП. З цією проблемою працювали М.І. Рудий, М.П. Гнип, Ю.О. Зарубін, Д.О. Єгер та інші. Селективні методи в основному передбачають попереднє блокування або обводненого, або високопроникного прошарку з наступною обробкою нафтонасиченого або низькопроникного прошарку. Блокування при цьому може бути як постійним, так і тимчасовим. Для працюючих пластів тимчасове блокування є більш оптимальним, оскільки дає можливість підключити до розробки непідключені або заблоковані інтервали пласта.

З 2004 по 2016 рік на родовищах НГВУ "Долинанафтогаз" було випробувано та впроваджено 38 технологій інтенсифікації видобування нафти і газу. Було здійснено 584 обробки привибійних зон пласта. За цей час додатково видобуто 427,727 тис. т нафти, що становить понад 11,9 % від загального видобутку нафти в НГВУ.

Кислотні обробки – це один з методів інтенсифікації видобутку нафти на родовищах НГВУ "Долинанафтогаз", які почали проводити з 1965 року. Протягом 2003–2013 рр. на родовищах НГВУ "Долинанафтогаз" було проведено 134 свердловино-операції з кислотними обробками ПЗП, що дозволило додатково отримати 66,037 тис. т нафти та 16,066 млн м³ газу. В середньому на одне оброблення отримано додатково 431,6 т нафти та 105 тис. м³ газу. Середня тривалість ефекту від обробок склала 186,9 днів.

Для підвищення продуктивності свердловин на родовищах НГВУ “Долинанафтогаз” постійно ведеться пошук перспективних технологій застосування поверхнево-активних речовин, зокрема міцелярних розчинів. Вирішення проблеми застосування міцелярних розчинів було предметом досліджень науковців О.М. Винницького, Л.М. Квітковського, В.Д. Михайлюка. Протягом 1999–2014 рр. на родовищах НГВУ “Долинанафтогаз” було випробувано та впроваджено численні технології обробки ПЗП: обробка з використанням жириноксу, пінолу, гідрофобізуючого розчину ПАР, імпульсна стимуляція роботи свердловин за допомогою міцелярних розчинів низьких концентрацій, обмеження водоприпливу у видобувних свердловинах за допомогою ПАР та полімерних матеріалів, селективне діяння на ПЗП загущеними міцелярними розчинами, хімічна обробка неоднорідних пластів за проникністю із застосуванням міцелярних розчинів у комплексі з саморуйнуючими полімерними системами.

Технологія селективного впливу на привибійну зону пласта (ПЗП) за допомогою загущених міцелярних розчинів передбачає обробку пластів, що мають ускладнені умови, зокрема наявність гідрофобних пластів, високов'язкої нафти та асфальтосмолопарафіністих відкладів. Основою цієї технології є використання легко проникних систем для капілярного насичення привибійної зони пласта. Це досягається шляхом послідовного циклічного запомповування загущеного міцелярного розчину, полімерного розчину, який руйнується в пластових умовах, та міцелярного розчину. Після кожного запомповування міцелярного розчину, нагрітого до 40-70°C, свердловину залишають під тиском на 12-24 години для капілярного насичення. Остання порція міцелярного розчину містить соляну кислоту та неіоногенну ПАР, що сприяють легшому проникненню технологічних рідин у пласти. Це вдосконалене застосування технології поєднує полімерний розчин, що саморуйнується в пластових умовах, і міцелярний розчин, що містить соляну кислоту та неіоногенну ПАР.

Окрім використання технології селективного діяння на ПЗП міцелярним розчином, на родовищах також впроваджуються нові методи обробки

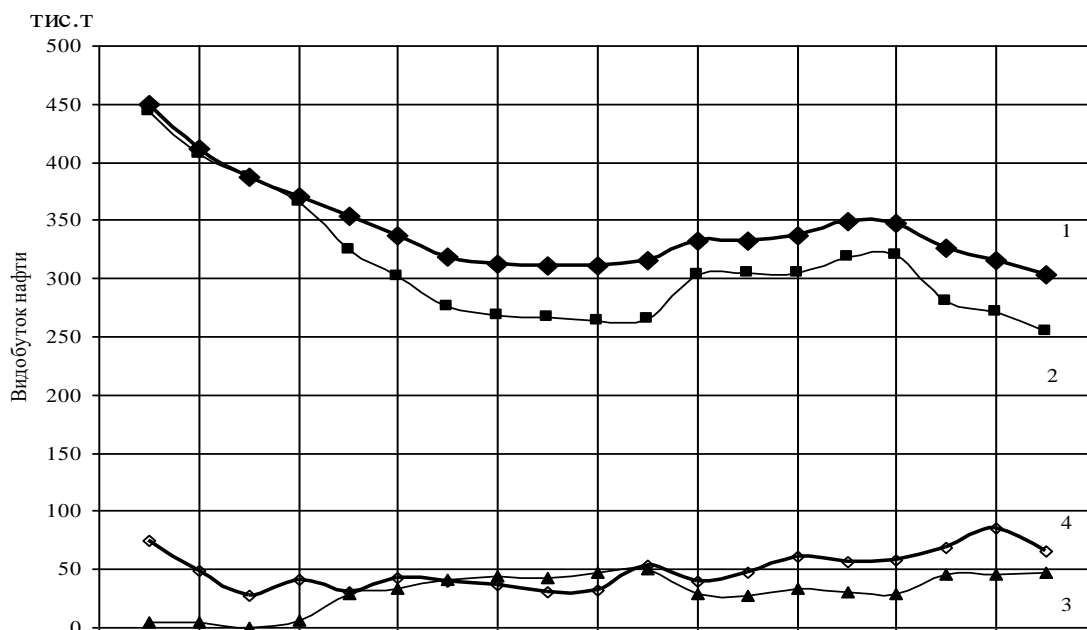
привибійної зони пласта з застосуванням жириноксу. Однією з таких технологій є забезпечення високих нафтовитіснювальних властивостей залишкової нафти для низькотемпературних свердловин. Це досягалося завдяки запомповуванню неіоногенних та аніоноактивних ПАР. Запомповування здійснюється у такій послідовності: спочатку розчин неіоногенної ПАР, потім розчин аніоноактивної ПАР і знову розчин неіоногенної ПАР. Як неіоногенну ПАР використовують жиринокс, а як аніоноактивну ПАР – сульфонол або карпатол. Вміст активної речовини в першому та другому розчині становить від 2 до 10%, а в третьому – від 0,1 до 2%.

Загалом можна зробити висновок, що обробка з використанням ПАР є дуже ефективною технологією. Вона отримала широку популярність протягом 2004–2016 років і потребує подальшого вивчення з урахуванням умов конкретних родовищ. Використання більш ефективних технологій у обробці ПЗП розчинами ПАР є безсумнівно важливим кроком для підвищення ефективності видобутку нафти.

На родовищах НГВУ “Долинанaftогаз” одним із ефективних методів інтенсифікації роботи видобувних свердловин є потужний гідророзрив пласта (ПГРП). Вирішенням проблеми ПГРП займались В. Бабченко, О. Гайворонський, В.Г. Касянчук, Ю.Д. Качмар, О.В. Солецький, Е.Б. Чекалюк, В.В. Цьомко. ПГРП застосовують для створення нових або розширення існуючих тріщин шляхом запомповування рідини в свердловину під високим тиском та подальшого закріплення тріщин високопроникним розклинюючим матеріалом (пропантом, а в окремих випадках спеціально підібраним піском). За період 1999-2013 рр. проведено 54 ПГРП, за рахунок чого додатково видобуто 53,69 тис. т нафти та 13,13 млн. м³ газу. Середня тривалість ефекту становить 205,8 днів, а середній додатковий видобуток нафти на одне оброблення – 994,3 т.

Родовища НГВУ “Долинанaftогаз” вступили в завершальну стадію розробки. Технології інтенсифікації видобування нафти, які застосовувались раніше на цих родовищах, уже не дають бажаного результату. Тому

незаперечним є пошук нових, в тому числі селективних технологій оброблень ПЗП, які забезпечать збільшення продуктивності свердловин.



1–загальний видобуток нафти, тис.т; 2–видобуток нафти без застосування технологій інтенсифікації, тис.т; 3–додатковий видобуток нафти, тис.т; 4 – кількість свердловино-операцій

Рисунок 1.2 – Динаміка видобутку нафти в НГВУ “Долинанافتогаз” за період 1999-2019 рр.

Ефективність розробки нафтових родовищ залежить від якісної та безперебійної роботи видобувних свердловин, що в свою чергу пов’язано із станом привибійної зони пласта (ПЗП). Для підвищення або відновлення проникності пластів у привибійній зоні, а також для підключення до роботи раніше не експлуатованих чи недостатньо дренажних прошарків, на нафтових родовищах НГВУ „Долинанافتогаз” застосовуються різноманітні методи обробки ПЗП. Для оцінки ефективності цих робіт було проведено аналіз динаміки видобутку нафти з Долинського, Північно-Долинського, Струтинського та Спаського родовищ, а також по всьому НГВУ за період 2004–2016 років.

Аналіз даних про видобуток нафти з основних родовищ НГВУ „Долинанافتогаз” свідчить, що внаслідок обробок ПЗП видобуток нафти з видобувних свердловин збільшується як на додаткову, так і на загальну кількість

нафти. Зокрема, на Долинському родовищі було додатково видобуто 367,895 тис. тонн нафти, що становить понад 13% від загального видобутку нафти; на Північно-Долинському родовищі додатково видобуто 81,225 тис. тонн (понад 8,47% від загального видобутку); на Спаському родовищі додатково видобуто 53,64 тис. тонн (понад 12,36% від загального видобутку); на Струтинському родовищі додатково видобуто 69,64 тис. тонн (понад 12,8% від загального видобутку). Результати аналізу ефективності методів обробки ПЗП показують, що на кожному родовищі найбільш ефективними є певні методи. На Долинському родовищі найбільш ефективними є гідравлічний розрив пласта (ГРП) і селективне оброблення ПЗП міцелярними розчинами; на Північно-Долинському родовищі – обробка ПЗП міцелярними розчинами; на Струтинському родовищі – хімічне оброблення неоднорідних за проникністю пластів з використанням саморуйнівних полімерних систем та імпульсна стимуляція роботи свердловин з міцелярними розчинами низьких концентрацій; на Спаському родовищі – термохімічне оброблення свердловин із застосуванням міцелярних розчинів низької концентрації.

Аналіз робіт з інтенсифікації видобутку нафти в НГВУ „Долинаназтогаз” показує, що всі методи обробки є ефективними. Однак неможливо віддати перевагу будь-якому одному методу, оскільки кожен з них вирішує специфічні завдання, а об’єм їх застосування залежить від геологічних умов, фонду свердловин і можливостей підприємства щодо закупівлі дорогих хімічних реагентів. Враховуючи великі обсяги використання хімічних реагентів і їх високу вартість, є необхідність удосконалення фізико-хімічних методів обробки свердловин.

Висновки до розділу 1

У заводнених пластах на завершальній стадії розробки, на якій знаходиться більшість родовищ західного нафтогазоносного регіону, залишається мікрозащемлена нафта, яка не була повністю витіснена водою з пористого

середовища, а також макрозащемлена нафта в ділянках, які мають початкову нафтонасиченість, слабо дренуються або були обійдені водою. Застосування гідродинамічних методів підвищення нафтовилучення, таких як циклічне заводнення, форсований відбір рідини та інші, а також удосконалення системи розробки шляхом переведення свердловин на глибші об'єкти або буріння нових свердловин на слабо дреновані та невироблені ділянки родовища, є перспективним напрямком підвищення нафтовилучення. Серед третинних методів, що застосовуються для інтенсифікації видобутку нафти, фізико-хімічні методи заслуговують на особливу увагу. Однак їх використання потребує вирішення низки проблем та детального вивчення процесів на дослідних ділянках.

Застосування комбінованих методів заводнення, зокрема методів з використанням поверхнево-активних речовин (ПАР), для збільшення нафтовилучення та інтенсифікації видобутку нафти є спірним питанням. Існуючі склади ПАР та технології їх застосування були розроблені переважно для родовищ на початкових стадіях розробки.

Завершальна стадія розробки родовищ має низку специфічних особливостей, які ускладнюють видобуток нафти, таких як виснаження пластової енергії, висока обводненість пластової продукції, погіршення стану привибійної зони пласта, інтенсифікація корозійних процесів, утворення солевідкладень та інші проблеми. Тому фізико-хімічні методи, які виявили свою ефективність на ранніх стадіях розробки, не завжди є достатньо ефективними для застосування на родовищах, які знаходяться на завершальній стадії розробки.

РОЗДІЛ 2

ДОСЛІДЖЕННЯ ЗАСТОСУВАННЯ КОМБІНОВАНИХ ТЕХНОЛОГІЙ ЗАВОДНЕННЯ З ВИКОРИСТАННЯМ ПАР ДЛЯ ЗБІЛЬШЕННЯ НАФТОВИЛУЧЕННЯ

2.1 Аналіз родовищ західного нафтогазоносного регіону, що знаходяться на завершальній стадії експлуатації

Нафтові родовища Передкарпаття розташовані в межах трьох основних геологічних комплексів: олігоценового, еоценового та палеоценового. Цей регіон має важливе історичне значення в контексті нафтогазової промисловості України, адже видобуток нафти тут стартував ще в 1771 році. Особливо варто зазначити відкриття Бориславського родовища в 1888 році, яке на той момент було найбільшим в Європі та зробило українську нафтову промисловість однією з найстаріших у світі.

Аналіз поточного стану розробки нафтових родовищ Передкарпаття свідчить про необхідність значних зусиль для підвищення кінцевого нафтовилучення в цьому регіоні. Враховуючи попередні лабораторні дослідження та існуючі умови розробки олігоценових покладів нафти, виникає потреба у проведенні додаткових досліджень для удосконалення технологій видобутку нафти.

У Долинському нафтогазопромисловому районі здійснюється значне запомповування води для підтримання пластового тиску на таких родовищах, як Долинське, Північно-Долинське, Струтинське та Спаське. Особливо важливим є збереження пластового тиску для найбільших нафтових запасів олігоценових відкладень на Долинському родовищі. На Північно-Долинському родовищі запомповування охоплює лише частину покладу, тоді як Спаське родовище не підлягає промисловим експериментам через недостатнє відновлення пластового тиску.

У Бориславському нафтогазовому районі олігоцені поклади нафти розробляються з підтримкою пластового тиску на Бориславському та Орів-Уличнянському родовищах. Так само в Надвірнянському нафтопромисловому районі проводиться запомповування води на Битківському, Гвіздецькому, Довбушансько-Бистрицькому та Луквинському родовищах.

Особливої уваги заслуговує Гвіздецьке родовище, яке перебуває на завершальній стадії розробки. Оскільки рівень обводнення продукції досяг граничних значень, для покращення нафтовилучення з обводнених зон можуть бути застосовані поверхнево-активні системи. Однак результативність цих методів потребує додаткових досліджень.

Враховуючи результати аналізу поточного стану розробки родовищ та фізико-хімічних властивостей пластових флюїдів, необхідно провести лабораторні дослідження для визначення ефективності використання поверхнево-активних систем для підвищення нафтовилучення. Найбільш перспективними для цих досліджень є Долинське та Довбушансько-Бистрицьке родовища, зокрема Долинське родовище, яке є найбільшим нафтовим родовищем в Передкарпатті.

Розробка Долинського родовища розпочалася ще в 1950 році, і на сьогодні це родовище залишається важливим об'єктом для нафтовидобутку. Промислова розробка трьох нафтових покладів — менілітового, вигодсько-бистрицького та манявського — здійснюється з підтримкою пластового тиску через запомповування води, починаючи з 1963 року для менілітового та вигодського покладів і з 1964 року для манявського покладу. Однак на завершальних етапах розробки родовища спостерігається значне обводнення продукції та зниження обсягів видобутку нафти через виснаження запасів.

Система заводнення на Долинському родовищі постійно вдосконалюється і на сьогодні є майже площевою. Водночас виникає потреба коригування технологічних схем розбурювання менілітового покладу через низький рівень видобутку та сильний газовий фактор. Оскільки виснаження розчиненого газу призводить до зниження ефективності видобутку нафти, було ухвалено рішення

припинити розбурювання менілітового покладу і провести дослідне запомповування води в кількох нагнітальних свердловинах для вивчення можливості підтримання пластового тиску та покращення видобутку.

Низька приймальність приконтурних свердловин не дозволила забезпечити необхідного впливу на роботу видобувних свердловин другого експлуатаційного ряду, де продовжувався процес зниження пластового тиску і подальший розвиток режиму розчиненого газу. З цієї причини система заводнення вигодського покладу була вдосконалена шляхом утворення додаткового нагнітального ряду на лінії свердловин другого видобувного ряду.

Оскільки одностороннє приконтурне заводнення манявського покладу не забезпечувало роботи його на водонапірному режимі, була запропонована двостороння система заводнення в південно-східній частині покладу, включаючи приконтурне і склепінне запомповування води.

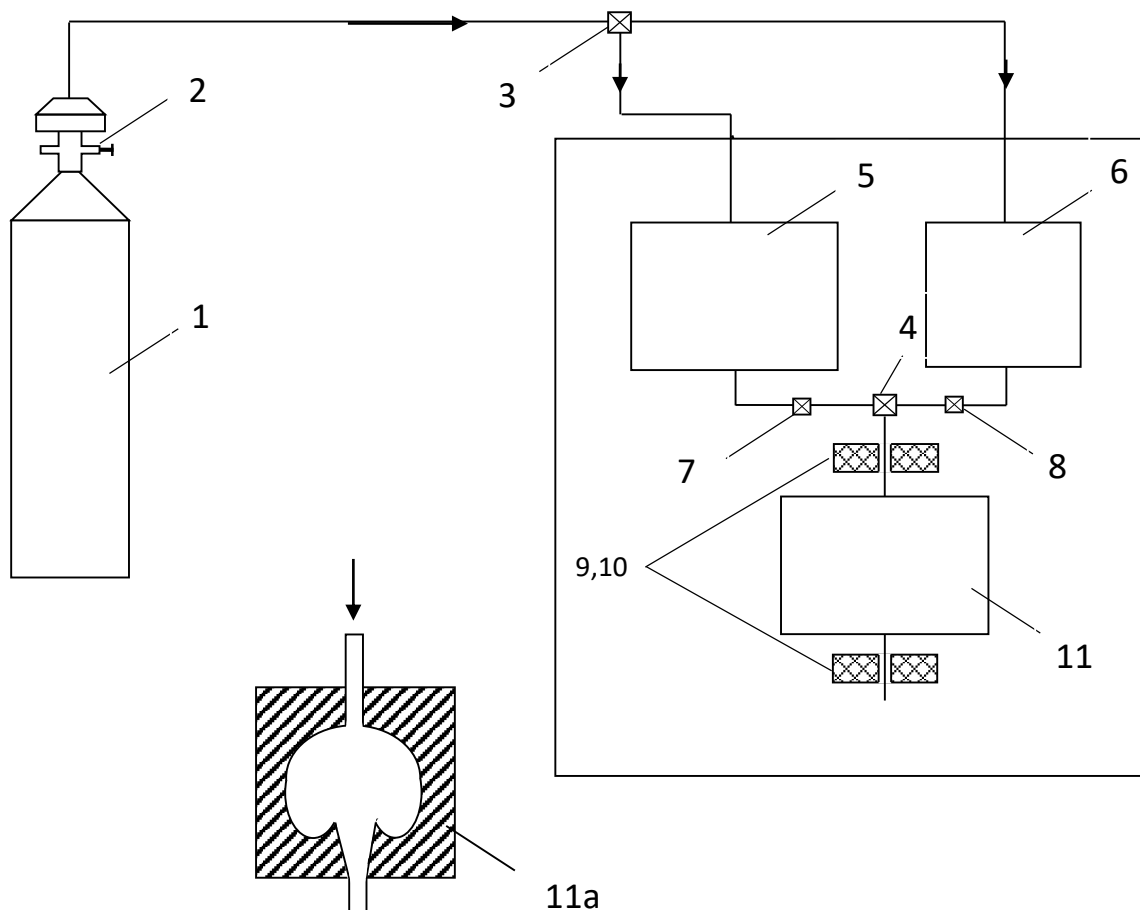
Початкові балансові запаси нафти на родовищі складають 113760 тис. т, з яких видобувні запаси становлять 38320 тис. т. Вони розподіляються по об'єктах розробки таким чином:

- менілітовий поклад — 39169/7732 тис. т;
- вигодсько-бистрицький поклад — 57752/26042 тис. т;
- манявський поклад — 16839/4546 тис. т.

Враховуючи ці дані, для запровадження заводнення із застосуванням розчинів ПАР на Заводівському родовищі найбільш доцільним є вибір вигодсько-бистрицького та менілітового покладів, у яких зосереджені основні запаси нафти. Низька приймальність нагнітальних свердловин в менілітовому покладі може бути підвищена, але це вимагатиме додаткових витрат. Тому вигодсько-бистрицький поклад є кращим об'єктом для проведення лабораторних і подальших дослідно-промислових досліджень щодо застосування поверхнево-активних систем для підвищення нафтовилучення.

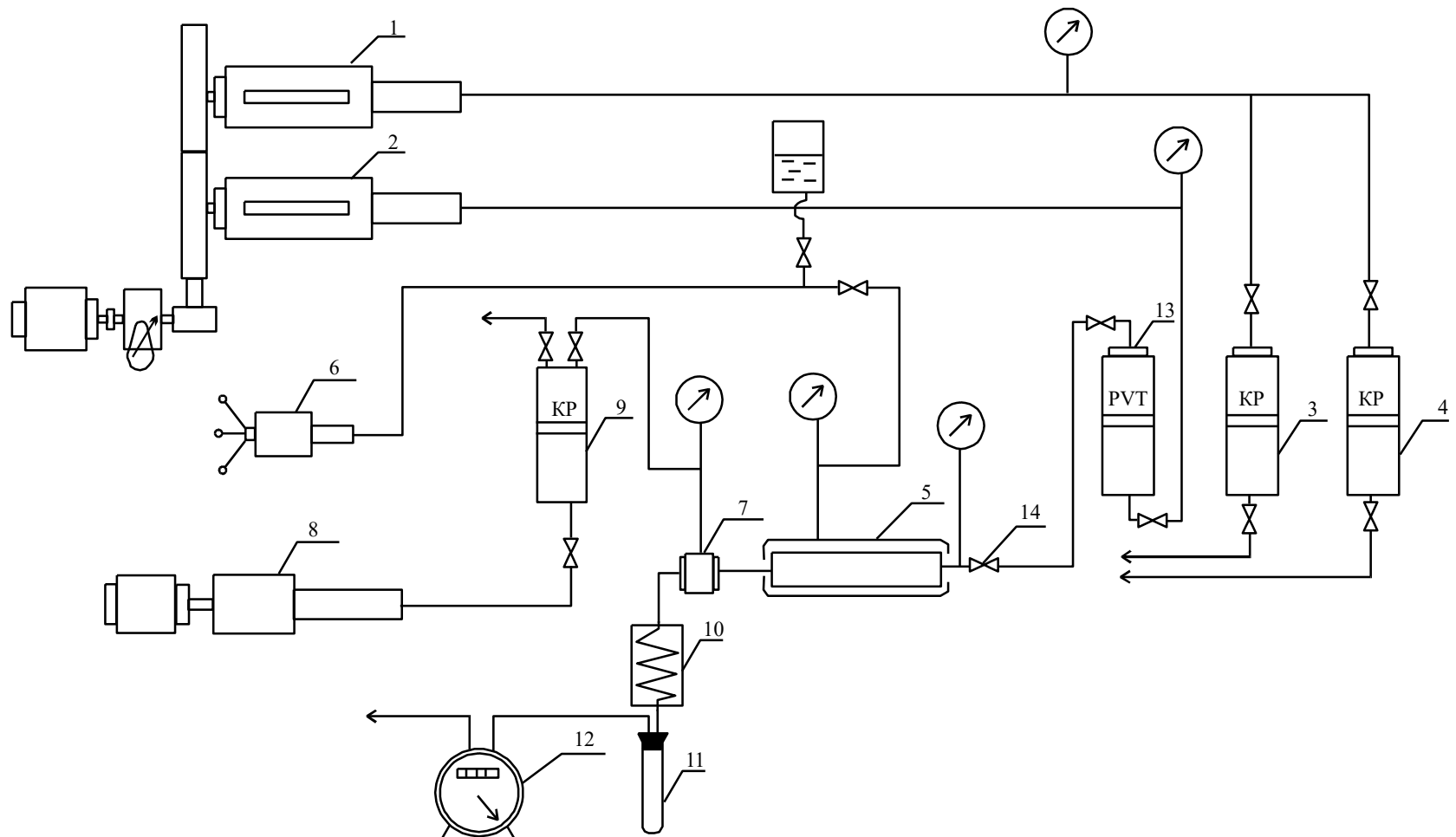
2.2 Експериментальна установка та методика одержання мікроемульсійних розчинів на основі газоконденсату

Дослідження нафтовитіснювальної здатності розчинів поверхнево-активних речовин (ПАР) проводилося за існуючою експресною методикою, яка передбачає швидке визначення ефективності таких розчинів у процесі нафтовідмивання. В рамках цих досліджень розглядалися мікроемульсійні розчини, що складаються на основі газоконденсату та інших вуглеводнів, стабілізованих магнітним полем. Для утворення таких мікроемульсійних розчинів використовувався спеціальний лабораторний стенд, що зображений на рисунку 2.1.



1 – балон з повітрям для створення тиску; 2 – редуктор для регулювання тиску; 3, 4 – трійники; 5 – герметичний бачок для води; 6 – герметичний бачок для конденсату; 7, 8 – крани; 9, 10 – кільцеві керамічні магнітні системи; 11 – гідродинамічний випромінювач звукових коливань (пристрій для одержання мікроемульсійного розчину); 11а – розріз гідродинамічного випромінювача звукових коливань

Рисунок 2.1 – Схема лабораторного стенду для одержання мікроемульсійних розчинів на основі газоконденсату



1, 2 – преси установки; 3, 4, 9 – контейнери; 5 – модель пласта; 6 – прес гідрообтискування; 7 – редуктор; 8 – насос НРР; 10 – сепаратор; 11 – вимірна бюретка; 12 – газомір; 13 – бомба РVТ; 14 – вентиль

Рисунок 2.2 – Схема експериментальної установки УДПК

Процес стабілізації мікроемульсійних розчинів здійснювався за допомогою постійного магнітного поля, яке дозволяло досягти стабільності розчинів та підвищити їх ефективність при нафтовідмиванні.

Цей підхід дозволяє отримати мікроемульсії з підвищеними властивостями для витіснення нафти, що є важливим етапом у розробці нових методів підвищення нафтовилучення. Магнітне поле сприяє стабільності таких розчинів, забезпечуючи їх ефективне використання для покращення процесів видобутку нафти.

Методика одержання мікроемульсійних розчинів на основі газоконденсату полягала в наступному:

1. Розчин ПАР з ємності 5 разом з конденсатом (з ємності 6) подається із швидкістю не менше 1,0-1,2 м/с на гідродинамічний випромінювач звукових коливань 11, в якому при частоті 650-720 Гц формуються міцели розміром 3-9 мкм.

2. Потім для стабілізації одержаного мікроемульсійного розчину останній пропомповують через магнітне поле напруженістю $(8-100) \cdot 10^4$ А/м.

Одержані таким чином, мікроемульсійні розчини випробовувалися на нафтовитіснювальну (нафтовідмивальну) здатність.

2.3 Характеристика і вибір поверхнево-активних речовин

Питання застосування поверхнево-активних речовин (ПАР) у процесах видобутку вуглеводнів в Україні досліджено недостатньо, а наявні публікації характеризуються епізодичністю та відсутністю систематизації. Зокрема, відсутні публікації, які б досліджували вплив ПАР на нафтовилучення з низькопроникних теригенних колекторів (які характерні для більшості нафтяних покладів в Україні, зокрема у Передкарпатті) за температури близько 80-90°C. Більшість наявних досліджень [23-25] зосереджено на фізико-хімічних аспектах використання ПАР при розробці нафтових родовищ і мають теоретичний характер. Найбільш глибоко ці питання вивчалися в ВНИИнефть, але більшість

таких досліджень були орієнтовані на умови родовищ нафти, і вже стали застарілими.

Важливий внесок у вивчення застосування ПАР в нафтовидобуванні зробила башкирська школа нафтохіміків. Вони вивчали умови використання ПАР в процесах видобутку вуглеводнів на території колишнього СРСР та в Україні, зокрема в Центральній науково-дослідній лабораторії (тепер НДПІ) ПАТ "Укрнафта". Однак їхні рекомендації не завжди виявилися ефективними на практиці. Наприклад, концепція пошуку ефективних ПАР з низькою адсорбцією була суперечливою, оскільки поверхнево-активні речовини, як правило, схильні до адсорбції на межі фаз "газ (рідина, порода) – рідина", що призводить до високої концентрації ПАР на поверхні. Така властивість ПАР дозволяє радикально змінювати характеристики поверхні і впливати на важливі властивості дисперсних систем, що є основою їхнього застосування в різних галузях техніки та технологіях. Тому замість пошуку ПАР з низькою адсорбцією (що знижує їхню ефективність) важливішим є розробка технологічних методів, які б зменшували адсорбцію ПАР на міжфазній поверхні.

В дипломній роботі було розроблено методологічний підхід до експериментального вибору оптимальних умов застосування ПАР з метою підвищення нафтовилучення на завершальній стадії розробки родовища. Важливою складовою цієї роботи є вибір міцелоутворюючих ПАР, оскільки виробництво таких речовин є швидко розвиваючою галуззю хімічної промисловості. Сьогодні існує великий асортимент ПАР, який включає до півтисячі найменувань, і ці речовини застосовуються в понад ста різних галузях виробництва з близько чотирма тисячами можливих варіантів використання.

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

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

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

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

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

Практичні дослідження показали, що якщо коефіцієнт відмивання залишкової нафти за результатами досліджень становить 30% і більше, то поверхнево-активні речовини (ПАР) вважаються придатними для використання в умовах конкретного родовища або свердловини.

Основним критерієм для вибору ПАР для збільшення нафтовилучення є їх нафтовитіснювальна здатність. У процесі пошуку ПАР з високими показниками нафтовитіснення або дослідження можливості використання вже відомих ПАР для конкретних родовищ було встановлено, що однакові умови можуть призвести до різних результатів при застосуванні ПАР для різних типів нафти. В таблиці 2.1 наведено усереднені значення коефіцієнтів нафтовитіснення для різних родовищ нафти України. Лабораторні дослідження проводились за експрес-методом, описаним у пункті 2.2.1. Результати показують, що нафти можна поділити на три групи щодо їх здатності до витіснення ПАР:

1. Високоактивні нафти: це нафти з Долинського та Надвірнянського нафтогазопромислових районів, Бориславського та Бугруватівського родовищ, для яких коефіцієнти витіснення залишкової нафти після водозаміщення становлять не менше 50%.

2. Нафти середньої активності: це нафти з Полтавського та Чернігівського нафтогазопромислових районів, Старосамбірського та інших родовищ, для яких коефіцієнти витіснення варіюються від 30% до 60%.

3. Малоактивні нафти: нафти з Перекопівського та Анастасіївського родовищ, для яких коефіцієнти витіснення залишкової нафти складають не більше 40%.

Ці результати демонструють, що однакове застосування ПАР на родовищах з різною активністю нафти може призводити до різної ефективності технологічного процесу. Наприклад, застосування ПАР на Заводівському родовищі буде значно ефективнішим, ніж на Анастасіївському, через більш високе витіснення залишкової нафти (див. таблицю 2.1).

Крім того, важливим фактором, що впливає на ефективність використання ПАР, є температурний режим. В експериментальних дослідженнях було встановлено, що такі ПАР, як жиринокс або прогаліт, є ефективними для витіснення залишкової нафти при низьких температурах (до 70°C). Натомість барвоцел або превоцел ефективні при більш високих температурах (понад 50°C).

Дослідження нафтовитіснювальних властивостей цих ПАР проводилися для умов Заводівського родовища. Результати, наведені в таблиці 2.2, показують, що 5% розчин барвацелу при температурі 90°C вимиває стільки ж залишкової нафти, як і при температурі 70°C (75%), а при температурі 40°C — лише 27,4%. Для 5% розчинів жириноксу такі ж високі показники нафтовитіснення спостерігаються за температур до 70°C.

Результати експериментальних досліджень показали, що ефективність застосування поверхнево-активних речовин (ПАР) значною мірою залежить від мінералізації пластової води.

1. Для пластів з відносно низькою мінералізацією води (густина 1030 – 1060 кг/м³), більш ефективними для витіснення залишкової нафти є розчини ПАР на мінералізованій воді порівняно з використанням прісної води (див. таблиця 2.3).

2. Для пластів з високою мінералізацією води (густина понад 1100 кг/м³), ефективнішими є розчини ПАР на прісній воді або технології, що використовують буфери з прісної води разом з розчинами ПАР. Це дозволяє досягти кращих результатів в процесі нафтовитіснення.

Таблиця 2.1 – Усереднені значення величин коефіцієнтів нафтовитіснення розчинами ПАР для різних родовищ нафти України

Родовище	Усереднені значення величин коефіцієнтів нафтовитіснення, % від залишкової нафти після заводнення											
	для аніонних ПАР					для неіоногенних ПАР						
	міцелярні концентра-ти	сульфонол	пінол	ТЕАС-М	стінол	жиринокс	превоцел	барвоцел	неонол	прогаліт	савенол	ріпокс-б
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Заводівське	33-59	28-40	21-29	39-45	65-70	34-70	57-67	27-75	–	–	–	–
Битківське	31-64	34-73	17-25	–	52-58	22-80	–	36-47	–	38-46	60-87	28-45
Луквинське	22-45	55-69	–	–	50-63	49-57	48-58	80-86	–	–	61-74	38-47
Бистрицьке	31-45	57-73	20-26	–	–	–	–	81-89	–	–	45-85	25-45
Бориславське	30-38	–	–	–	–	–	47-71	–	–	73-82	–	–
Старосамбірське	–	33-41	–	–	–	–	–	52-62	–	–	–	–
Бугруватівське	32-52	–	30-36	–	–	52-68	–	–	48-61	–	30-63	31-45
Турутинське	30-40	–	–	31-37	–	–	–	–	29-41	–	–	–
Бубнівське	25-36	–	–	50-56	–	–	–	–	45-59	–	–	–
Качанівське	13-45	–	19-25	46-54	–	45-57	–	–	59-67	–	36-53	–
Перекопівське	–	10-14	12-14	–	–	–	12-18	22-36	–	–	22-30	10-14

Анастасіївське	–	9-13	7-11	–	8-33	–	8-12	18-36	15-25	–	14-18	–
Зах.Козіївське	–	22-26	25-29	–	45-51	12-16	–	46-54	41-53	–	32-42	33-39
Прилуцьке	29-49	–	–	–	–	22-32	–	–	32-46	–	–	–
Малодівицьке	25-35	–	–	–	–	29-51	–	–	41-53	–	–	–
Глинсько-Розбишівське	–	–	–	–	–	–	–	37-45	–	–	32-40	–
Голубівське	40-61	–	–	–	44-50	–	62-73	–	–	20-27	44-55	–
Решетняківське	30-46	–	–	13-15	23-46	–	–	–	–	–	–	18-47
Н.Григорівське	31-69	–	–	–	27-39	–	31-56	–	–	10-16	22-42	–
Суходолівське	34-40	–	–	–	22-44	–	40-52	–	–	–	27-36	–
Пнівське	–	55-59	57-60	–	–	–	–	–	–	–	45-67	35-43
Семигенівське	–	–	–	–	60-63	16-22	–	–	–	–	50-57	–
Пасічлянське	–	40-44	–	–	58-62	–	–	–	–	–	–	–
Бухтівецьке	–	45-48	–	–	68-70	–	–	–	–	–	–	–
Стинівське	–		–	–	48-68	12-24	–	–	–	–	42-60	–

Таблиця 2.2 – Результати визначення коефіцієнта нафтовитіснення 5 % розчинами ПАР для різних температур для нафти Заводівського родовища

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

Додатково, моделювання процесу витіснення нафти для умов Заводівського родовища (де пластова вода має низьку мінералізацію) показало, що використання розчину жириноксу з невеликою концентрацією на прісній воді, а потім запомповування прісної води забезпечує лише невисокі показники витіснення залишкової нафти — в межах 14-16%. Це вказує на важливість вибору правильного типу води та технології для досягнення кращих результатів нафтовидобутку, залежно від характеристик родовища.

Таблиця 2.3 – 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, %
----------------------------------	-------------------	------------------------	---	---

Заводівське, вода з $\rho=1030 \text{ кг/м}^3$	0,5% жиринокс	ПАР →прісна вода	16,5	-
	0,5% жиринокс	ПАР →прісна вода	14,9	-
	0,5% жиринокс +10% CaCl_2	ПАР →прісна вода	36,7	-
	0,5% жиринокс +10% Na_2SO_4	ПАР →прісна вода	44,4	-
Луквинське вода з $\rho=1100 \text{ кг/м}^3$	0,5% жиринокс	ПАР →пластова вода	29,3	55,2
	0,5% жиринокс	Прісна вода→ ПАР →прісна вода→ пластова вода	10,8	-
	0,5% жиринокс +10% CaCl_2	ПАР →пластова вода	21,0	42,5
	0,5% жиринокс +10% Na_2SO_4	ПАР →прісна вода	29,5	59,4
	0,5% жиринокс +10% CaCl_2	Прісна вода→ ПАР →прісна вода→ пластова вода	41,7	-
	0,5% жиринокс +10% Na_2SO_4	Прісна вода→ ПАР →прісна вода→ пластова вода	50,0	-

Змішування водного розчину ПАР з високомінералізованою пластовою водою або додаткове введення хлориду кальцію чи сульфату натрію до складу поверхнево-активної системи сприяє збільшенню коефіцієнта витіснення залишкової нафти. Наприклад, коефіцієнт витіснення залишкової нафти після заміщення її водою за допомогою зазначених поверхнево-активних систем (0,5 % розчин жириноксу з хлоридом кальцію або сульфатом натрію при концентрації 10 %) досягає значень від 36 до 44 %.

Отже, за результатами проведених досліджень можна зробити наступні висновки стосовно Заводівського родовища, нафта з якого належить до високопродуктивних нафт з точки зору їх здатності до витіснення поверхнево-активними речовинами. При аналізі впливу температури було виявлено, що такі ПАР, як жиринокс, савенол, сульфонол, стінол, є ефективними агентами для витіснення залишкової нафти при низьких температурах (до 70 оС).

Дослідження показали, що результативність застосування ПАР значною мірою залежить від мінералізації пластової води. Для Заводівського родовища найбільш ефективним є розчин ПАР, приготовлений на мінералізованій воді у поєднанні з буфером мінералізованої води. Найбільш результативне витіснення залишкової нафти відбувається при використанні поверхнево-активних систем з мінералізацією, яка протилежна мінералізації пластової води.

Отримані результати лабораторних досліджень властивостей поверхнево-активних систем та практичний досвід застосування ПАР вказують на те, що при розробці технології витіснення залишкової нафти за допомогою таких систем для досягнення максимальної ефективності потрібно враховувати велику кількість геолого-промислових та технологічних факторів. Недооцінка або ігнорування цієї залежності може призвести до зниження ефективності використання ПАР, а в деяких випадках – до негативних результатів.

2.4 Дослідження впливу на величину коефіцієнта нафтовитіснення типу поверхнево-активної речовини

Лабораторні дослідження впливу на величину коефіцієнта нафтовитіснення проводились для умов Заводівського родовища з метою вивчення впливу на величину коефіцієнта нафтовитіснення типу поверхнево-активної речовини: аніоногенних (АПАР), неіоногенних (НПАР) та їх суміші.

В ролі АПАР використовувалися пінол, сульфонол та карпатол, а в ролі НПАР – превоцел, неонол, савенол та стінол. Розчини ПАР готувалися як на прісній, так і на мінералізованій воді за вмісту 40 г/л NaCl (мінералізація підтоварної води Заводівського родовища). Результати цих досліджень наведено в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Результати дослідження коефіцієнта нафтовитіснення 5 % розчинами ПАР для умов Заводівського родовища

		Во да для пр иго	Коефіцієнт нафтовитіснення, %
--	--	------------------	-------------------------------

Тип ПАР	Досліджувана ПАР		водою	приріст дією ПАР	кінцевий	від за-лишкової нафти	
АПАР	сульфонол	прісна	52,7	25,9	78,6	54,7	
		40 г/л NaCl	49,0	14,7	63,7	28,8	
	карпатол	прісна	58,1	29,4	87,5	70,4	
		40 г/л NaCl	52,8	14,2	67,0	30,0	
	пінол	прісна	56,9	13,7	70,6	31,8	
		40 г/л NaCl	46,6	12,7	59,3	23,8	
НПАР	превоцел	прісна	48,7	23,0	71,7	44,8	
		40 г/л NaCl	46,6	24,6	71,2	46,0	
	неонол	прісна	52,1	25,9	78,0	54,0	
		40 г/л NaCl	59,7	22,4	82,1	55,6	
	савенол	прісна	49,1	21,05	70,15	41,4	
		40 г/л NaCl	45,5	24,1	69,6	44,3	
	стінол	прісна	50,8	25,4	76,2	51,6	
		40 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
			40 г/л NaCl	59,2	26,7	87,9	65,4
		карпатол + стінол	прісна	49,2	31,4	80,6	62,5
			40 г/л NaCl	58,1	29,4	87,5	70,4
пінол + стінол		прісна	46,6	20,9	67,5	39,1	
		40 г/л NaCl	61,5	26,9	88,4	70,0	
карпатол + савенол		прісна	45,4	27,3	72,7	50,0	
		40 г/л NaCl	58,1	29,4	87,5	70,4	
пінол + савенол		прісна	60,2	13,9	74,1	34,9	
		40 г/л NaCl	47,9	25,2	73,1	48,4	
пінол + превоцел		прісна	48,3	16,7	65,0	32,3	
		40 г/л NaCl	51,8	23,4	75,2	48,5	
сульфонол + неонол		прісна	51,8	23,4	75,2	48,5	
		40 г/л NaCl	46,7	36,2	82,9	67,9	
карпатол + неонол		прісна	53,5	27,7	81,2	59,6	
		40 г/л NaCl	61,5	26,9	88,4	70,0	
пінол + неонол		прісна	48,6	17,0	65,6	33,1	
		40 г/л NaCl	52,5	24,5	77,0	51,5	

Аналіз результатів досліджень показує, що мінералізація води, в якій готувалися розчини ПАР, має вплив на їх нафтовитіснювальні властивості: для АПАР ефективність витіснення нафти мінералізованою водою порівняно з прісною водою знижується, тоді як для суміші АПАР і НПАР – покращується. Це пояснюється тим, що мінералізовані води сприяють висолюванню АПАР, що призводить до утворення осаду або осадження вуглеводневої частини,

внаслідок чого розчини ПАР можуть повністю або частково втратити свою поверхневу активність.

Дослідження сумісності розчинів ПАР з підтоварними водами показали, що суміш АПАР і НПАР у співвідношенні 1:1 не утворює осаду при змішуванні цих розчинів з водою в будь-яких пропорціях. У той же час змішування АПАР з підтоварною водою навіть при концентрації 0,05 % утворює важкорозчинний верхній шар. Розчини суміші АПАР і НПАР, приготовлені як на прісній, так і на мінералізованій воді, не розшаровувалися в інтервалі температур від 0 до 100 оС.

Отже, з урахуванням наведеного, застосування суміші АПАР і НПАР для приготування водних розчинів з метою підвищення нафтовилучення є найбільш ефективним і рекомендованим для використання на нафтових родовищах Передкарпаття.

Усі досліджені ПАР можуть бути використані для приготування сумішей, проте наразі промисловістю випускаються лише сульфонол (АПАР) і савенол та стінол класу НПАР. Це визначає вибір цих ПАР для подальших досліджень та впровадження.

2.5 Оцінка результатів аналізу експериментальних досліджень об'єму облямівки розчину ПАР

На основі проведених експериментів, що були проведені в роботах [4-8], нами було розглянуто такі чинники впливу на кінцеве нафтовилучення як вміст ПАР в розчинах і величина облямівки (об'єму їх запопсування), яка проштовхувалась водою до припинення вимивання нафти. Розглянуто рівняння регресії, яке описує даний процес:

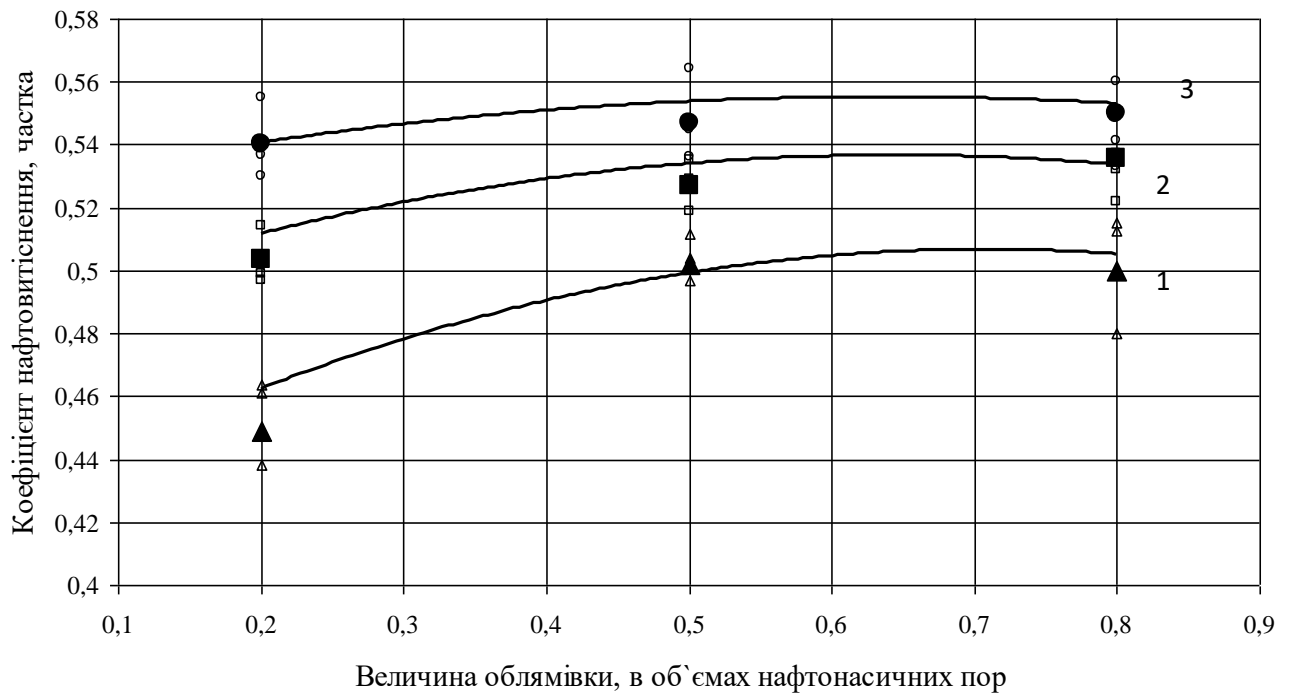
$$\eta = 0,406 + 0,92 \cdot C - 1,424 \cdot C^2 + 0,227 \cdot V - 0,136 \cdot V^2 - 0,488 \cdot V \cdot C$$

За допомогою рівняння регресії були побудовані графічні залежності коефіцієнта нафтовилучення від величини об'ємівки розчину ПАР при різних концентраціях ПАР (0,01%, 0,08%, 0,15%) (рисунок 2.3).

Із рисунка 2.3 видно, що при використанні 50 % та 80 % об'ємівки досягаються майже однакові значення коефіцієнта нафтовитіснення. Для цього вимірювали міжфазний натяг в продукції на виході з моделі пласта методом обертової краплі за допомогою приладу ВМН-1 [36,62] після пропампування одного об'єму пор (реальний об'єм заводнення на родовищах). Міжфазний натяг в продукції після пропампування одного об'єму пор на виході з моделі пласта також залишався майже незмінним.

Таким чином, рекомендований об'єм об'ємівки розчину ПАР складає 0,5 від об'єму початкових нафтонасичених пор пласта.

Дослідження вмісту ПАР у витіснювальному агенті для низьких і високих концентрацій проводились для різних його значень при 50 % об'ємівці. Експериментальні дослідження на моделі пласта показали, що об'єм об'ємівки розчину ПАР, що використовується для витіснення залишкової нафти з заводненого пласта, має бути не менше 40-60% від об'єму нафтонасичених пор пласта. Масова концентрація ПАР у витіснювальному агенті для збільшення нафтовилучення становить 0,03-0,05%, а для інтенсифікації припливу нафти до свердловин – 0,2-0,5%.



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

Рисунок 2.3 – Залежність коефіцієнта нафтовитіснення від величини облямівки розчину суміші савенолу із сульфонолом у співвідношенні 1:1 із додаванням 0,03% ПАА у витіснявальному агенті, при різних концентраціях запомповування

2.6 Технологія підвищення нафтовилучення з використанням важких побічних продуктів виробництва оцтового ангідриду

Проведеними лабораторними дослідженнями та теоретичними обґрунтуваннями було встановлено принципову можливість застосування важкого побічного продукту (ВПП) для підвищення нафтовилучення з покладів.

Основною відмінністю цієї технології від вже відомих методів підвищення нафтовилучення є комбінування (в комплексному впливі) змішаного витіснення нафти, збільшення динамічного коефіцієнта витіснявальної фази (ВПП) та теплового впливу на пласт у зоні витіснення.

Технологія базується на використанні флотаксиду — важкого побічного

продукту (ВПП), який є відходом виробництва оцтового ангідриду (ацетангідриду). Він поєднує в собі ефект термохімічного впливу на пласт з внутрішньопластовим виділенням теплоти та гідродинамічним ефектом змішаного витіснення залишкової нафти в зоні заводненого об'єму.

Технологія ґрунтується на властивостях двох основних компонентів ВПП:

1. Оцтового ангідриду, який здатний екзотермічно взаємодіяти з лугом (водним розчином аміаку), що запомповується разом із ВПП.
2. Етилендіацетату, який добре розчиняє вуглеводні, створюючи ефект змішаного витіснення, та має високу в'язкість (порівняно з в'язкістю пластової нафти), що дозволяє усунути нестійкість руху межі поділу фаз і підвищити коефіцієнт охоплення пласта витісненням.

ВПП складається з оцтового ангідриду (20–40%), етилендіацетату (30–50%) та оцтової кислоти (2–10%). Він добре змішується з нафтою і не розчиняється у воді, а етилендіацетат ефективно розчиняє вуглеводні. Наступне введення водного розчину аміаку призводить до екзотермічної реакції з оцтовим ангідридом, що спричиняє виділення тепла прямо в зоні витіснення. Це поєднання властивостей витіснювальних агентів та внутрішньопластового теплового ефекту забезпечує ефективне змішане витіснення нафти, що було підтверджено лабораторними експериментами.

Окрім того, ВПП характеризується високою в'язкістю (4–265 мПа·с), що в більшості випадків перевищує в'язкість пластових нафт. При динамічному коефіцієнті в'язкості пластової нафти понад 25–30 мПа·с заводнення стає малоефективним через нестійкість процесу витіснення. При змішуванні ВПП з нафтою спостерігається зростання в'язкості суміші в 1,7–1,8 рази (максимальне зростання — при 50%-ному співвідношенні компонентів). Це зростання в'язкості має тимчасовий характер (через 48–60 годин ефект зникає), але воно відбувається в зоні витіснення, де відбувається безпосередній контакт нафти і ВПП. Згідно з гідродинамічною моделлю Баклея-Леверетта, коефіцієнт безводного нафтовилучення зростає з підвищенням співвідношення динамічних коефіцієнтів в'язкості, що дозволяє усунути гідродинамічний ефект

нестійкості руху межі поділу фаз та підвищити коефіцієнт охоплення пласта витісненням. Це в свою чергу підвищує ефективність нафтовилучення з покладу.

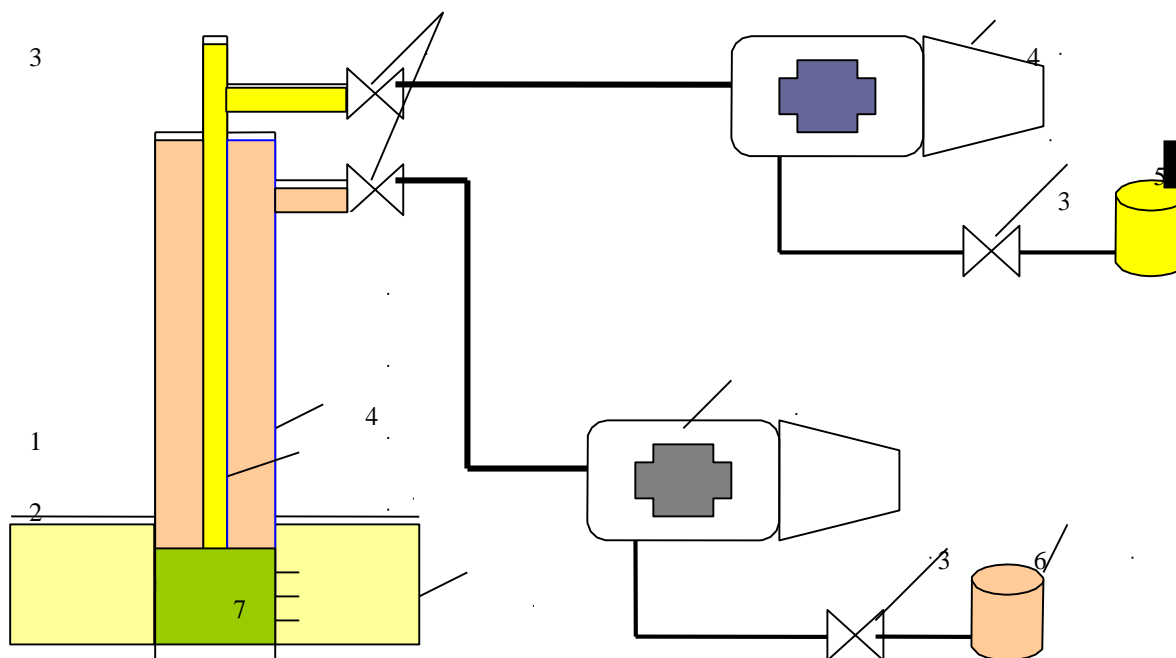


Рисунок 2.4 – Технологічна схема обв'язки гирла свердловини для технології підвищення нафтовилучення з використанням важких побічних продуктів (відходів виробництва оцтового ангідриду)

1 – обсадна колона; 2 – насосно-компресорні труби; 3 – засувки; 4 – насосні агрегати; 5 – ємність для важких побічних продуктів; 6 – ємність для протискувальної рідини; 7 – продуктивний пласт;

На основі вищезгаданих принципів розроблено нову технологію підвищення нафтовилучення з покладів, що експлуатуються за методом заводнення. Суть цієї технології полягає в наступному.

Реалізація технології на промисловому рівні здійснюється в три етапи: підготовчі роботи, процес запомповування робочих рідин та завершальні роботи. Технологічна схема проведення процесу показана на рисунку 2.4.

Підготовчі роботи включають вимірювання дебітів нафти і води, проведення гідродинамічного дослідження свердловини та виявлення можливої

піщаної пробки (корка). Для водонагнітальної свердловини додатково знімається індикаторна діаграма, що дозволяє встановити зв'язок між тиском запомповування робочих рідин і тиском нагнітання води.

Далі на гирлі свердловини встановлюється арматура високого тиску, проводиться підключення насосних агрегатів до гирла свердловини та ємностей для робочих рідин. Одночасно забезпечується постачання необхідної спецтехніки та обсягів робочих рідин на свердловину.

Процес нагнітання ВПП починається з опресування наземного та підземного обладнання півторакратним тиском від очікуваного робочого тиску. Потім рідину ВПП нагнітають у насосно-компресорні труби (НКТ) об'ємом, що дорівнює об'єму труб, при відкритому затрубному просторі. Рідину з затрубного простору витісняють у викидну лінію видобувної свердловини або у водовід нагнітальної свердловини.

Подальше нагнітання ВПП проводиться при закритій засувці на затрубному просторі, а після цього нагнітається водний розчин аміаку через розділювальний водний буфер (0,5–1,0 м³).

Протискування розчину в пласт здійснюється при тиску, нижчому за тиск гідравлічного розриву пласта (ГРП). Після нагнітання розрахункових обсягів ВПП, водного розчину аміаку, буферної та протискувальної рідин свердловину закривають на 24–36 годин для розчинення асфальтено-смолистих і парафінових відкладів.

При проведенні обробки водонагнітальної свердловини одразу після завершення запомповування розрахункових обсягів ВПП, водного розчину аміаку, буферної та протискувальної рідин, перекивають засувку на гирлі свердловини, від'єднують насосні агрегати, під'єднують водовід і продовжують нагнітання води в пласт.

Завершальні роботи розпочинаються з демонтажу наземного обладнання та агрегатів. Проводиться освоєння свердловини і встановлюється поточний режим експлуатації. Після цього досліджують свердловину за допомогою

витратомірів–дебітомірів, вимірюють дебіти рідини та знімають індикаторну діаграму.

Висновки до розділу 2

1. На основі аналізу геолого-фізичних характеристик та поточного стану розробки нафтових родовищ Передкарпаття для проведення лабораторних досліджень застосування комбінованих методів заводнення з використанням поверхнево-активних систем для підвищення вуглеводневилучення з виснажених обводнених нафтових родовищ було обрано вигодо-бистрицький поклад Заводівського родовища, де зосереджені найбільші залишкові запаси нафти, а нагнітальні свердловини мають високу приймальність.

2. Проведено експериментальні та лабораторні дослідження, результати яких показали, що основним критерієм для вибору ПАР для підвищення нафтовилучення є їх здатність до нафтовитіснення (нафтовідмивання). Навіть за однакових умов різні типи нафти по-різному відмиваються розчинами ПАР з порового колектора.

3. Аналізовано вплив розміру облямівки розчину ПАР та вмісту ПАР на кінцеве нафтовилучення. Рекомендується розчин ПАПС наступного складу: суміш сульфонолу і савенолу в співвідношенні 1:1 з 0,05% сумарним вмістом ПАР та додаванням 0,03% полімеру ПАА, а об'єм облямівки має складати 50% від об'єму нафтонасичених пор пласта.

4. Для розробки родовищ на завершальній стадії рекомендовано застосування технології підвищення нафтовилучення із покладу, що розробляється методом заводнення, на основі використання флотаксиду — важкого побічного продукту (ВПП) виробництва оцтового ангідриду (ацетангідриду). Виявлено, що ця технологія є успішною та високоефективною, тому рекомендовано виконати додатковий розрахунок для застосування цієї технології на Заводівському нафтовому родовищі.

РОЗДІЛ 3

ЗАСТОСУВАННЯ УДОСКОНАЛЕНИХ МЕТОДІВ ЗАВОДНЕННЯ З ВИКОРИСТАННЯМ ПАР ДЛЯ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ ПРИПЛИВУ НАФТИ ДО СВЕРДЛОВИН

3.1 Умови застосування розчинів поверхнево-активних речовин для оброблень привибійної зони пласта

Обробка привибійної зони пласта в нафтових, газових та водозабірних свердловинах розчинами поверхнево-активних речовин (ПАР) здійснюється з метою відновлення первісної проникності продуктивних пластів після глушіння свердловин, зменшення скін-ефекту, підвищення продуктивності родовищ через гідрофобізацію порід та видалення вуглеводневих емульсій і АСПР.

Вибір поверхнево-активної речовини для обробки видобувних та нагнітальних свердловин визначається відповідно до мети обробки, типу нафти та температури пласту.

Залежно від цілей обробки, розчини поверхнево-активних речовин можуть виконувати різноманітні функції: змінювати змочування поверхні породи, витіснити нафту, формувати емульсії, нейтралізувати їх, полегшувати проникнення рідин, а також очищати поверхні. Поверхнево-активні системи зазвичай складаються з водних, кислотних або вуглеводневих розчинів, що містять ПАР у концентрації від 0,1% до 1%, а в деяких випадках — до 10%. Властивості ПАР залежать від їх типу. Наприклад, катіонні ПАР здатні змінювати змочуваність поверхні породи, здійснюючи гідрофобізацію, а водні міцелярні розчини та оксиетильовані ПАР демонструють найкращі результати в процесі витіснення нафти. Емульгуючими властивостями володіють лише деякі ПАР, зокрема ЕС-2 та жиринокс. Для антиемульгуючого ефекту

використовують блок-сополімери оксидів етилену та пропілену, такі як дисолван.

Ефективність обробки привибійної зони ПАР залежить від низки чинників, які можуть впливати на конкретну технологію інтенсифікації. Це можуть бути як геолого-промислові, так і технологічні аспекти. До геолого-промислових належать фактори, такі як стадія розробки покладу, змочуваність породи, тип колектора та його неоднорідність за проникністю. Технологічні фактори охоплюють тип ПАР, концентрацію, кількість обробок тощо.

Розробка родовища відбувається у три етапи: початковий, основний та завершальний. На початковій стадії розробки нафтового покладу з низьким рівнем обводненості продукції рекомендується проводити обробку розчинами вуглеводневорозчинних ПАР і поверхнево-активними речовинами з гідрофобізуючими властивостями.

На основній стадії розробки родовища, коли спостерігається зростання обводненості продукції, рекомендується проводити обробку за допомогою спиртових розчинів поверхнево-активних речовин (ПАР).

На завершальній стадії розробки нафтового або газового родовища основним завданням є підключення до експлуатації неактивних або малозадіяних ділянок продуктивного пласта, а також подолання ускладнень в експлуатації видобувних свердловин. Тому на цьому етапі розробки слід застосовувати напрямлені та комбіновані методи впливу на привибійну зону пласта, а також використовувати поверхнево-активні речовини з гідрофобізуючими властивостями.

Продуктивний пласт може бути як поровим, так і тріщинуватим колектором. Для порових колекторів, при стандартній обробці, необхідно використовувати поверхнево-активні системи з низькою в'язкістю (до 10 мПа·с). Водночас для тріщинуватих колекторів характерна обробка з використанням поточковідхиляючих агентів або поверхнево-активних систем з полімерними добавками. Для підключення малозадіяних пропластків в умовах

неоднорідного покладу необхідно застосовувати лише напрямлені обробки за допомогою ПАР.

Збільшення кількості обробок може призвести до зниження їх ефективності. Тому кількість однотипних обробок, навіть при збільшенні об'ємів запомповування на одній свердловині, не повинна перевищувати трьох операцій. Однак у разі періодичних ускладнень в експлуатації свердловин (наприклад, при відкладі важких компонентів нафти у привибійній зоні пласта) однотипні обробки з використанням ПАР можуть проводитись більше трьох разів.

3.2 Аналіз експериментальних досліджень оброблення привибійних зон свердловин розчинами ПАР експрес-методом

Лабораторні дослідження застосування композицій поверхнево-активних речовин для очищення привибійних зон свердловин від нафти та інших забруднень проводилися для умов Долинського родовища. Вивчення нафтовідмивальних властивостей здійснювалося за експрес-методикою.

Дослідження проводилися з використанням нафтазолу — суміші двох компонентів: гідрофільного змочувача (оксиетильований нунілфенол з десятьма молями оксиетилену) і олефільного емульгатора (продукт оксиетильовання ріпакової олії з п'ятьма молями оксиетилену).

Вивчення впливу складу нафтазолу на ефективність витіснення залишкової нафти в умовах Долинського родовища проводилося за допомогою нафти зі свердловини 825. Пластова температура складала 70°C, а мінералізація підтоварної води — 40 г/л NaCl. Коефіцієнт витіснення нафти водою для різних дослідів варіювався від 57,4 до 63,5 %.

Дослідження здійснювались з нафтазолом, при якому змінювали співвідношення компонентів ГЗ (гідрофільного змочувача) і ОЕ (олефільного емульгатора). Спочатку використовувався лише емульгатор (співвідношення 0:1), потім варіювалося співвідношення компонентів від 0,1:0,9 до 0,9:0,1, і в подальшому використовувався лише змочувач (1:0). Метою досліджень було

визначення оптимального співвідношення компонентів нафтазолу для ефективного витіснення залишкової нафти з пористого середовища.

Дослідження проводилися для різних технологій та масового вмісту ПАР у робочому розчині:

1. витіснення залишкової нафти 5 % водним розчином нафтазолу в об'ємі 20 % від об'єму нафтонасичених пор моделі пласта з подальшим проштовхуванням водою;
2. витіснення залишкової нафти 0,05 % водним розчином нафтазолу в об'ємі 50 % від об'єму нафтонасичених пор моделі пласта з подальшим проштовхуванням водою;
3. витіснення залишкової нафти водним розчином суміші нафтазолу (0,05 %) і поліакриламід (ПАА) у кількості 0,03 % в об'ємі 50 % від об'єму нафтонасичених пор моделі пласта з подальшим проштовхуванням водою;
4. витіснення залишкової нафти 0,05 % водним розчином нафтазолу в об'ємі 50 % від об'єму нафтонасичених пор моделі пласта з подальшим запомповуванням 0,03 % водного розчину ПАА в об'ємі 20 % від об'єму нафтонасичених пор моделі пласта та проштовхуванням водою;
5. витіснення залишкової нафти 0,03 % водним розчином ПАА в об'ємі 20 % від об'єму нафтонасичених пор моделі пласта з подальшим запомповуванням 0,05 % водного розчину нафтазолу в об'ємі 50 % від об'єму нафтонасичених пор моделі пласта та проштовхуванням водою.

У таблиці 3.1 наведено результати для нафтазолу зі співвідношеннями компонентів 0:1, а узагальнені результати досліджень щодо ефективності відмивання залишкової нафти наведено в таблиці 3.2 і на рисунках 3.1–3.3.

Таблиця 3.1 – Результати лабораторних досліджень витіснення нафти водою і розчинами нафтазолу для співвідношення його компонентів 0:1

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

Лабораторні дослідження витіснення нафти водою і розчинами нафтазолу здійснювалися для різних співвідношень компонентів в робочих розчинах та технологій їх запомповування (таблиця 3.2).

На рисунку 3.1 зображена зміна коефіцієнта нафтовитіснення від співвідношення компонентів нафтазолу (на осі абсцис показана тільки частка ГЗ) для 5 % розчину нафтазолу (крива 1) та 0,05 % розчину нафтазолу (крива 2). З наведеного видно, що для нафтазолу із співвідношенням компонентів 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.

Таблиця 3.2 – Результати дослідження витіснення залишкової нафти із пористого середовища розчином нафтазолу для різних співвідношень його компонентів

Співвідношення компонентів нафтазолу (частка ГЗ: частка ОЕ)	Значення коефіцієнта витіснення залишкової нафти для розчинів з 0,05 і 5,0 % вмістом нафтазолу для різних співвідношень компонентів та технологій запомповування, %				
	для різного вмісту ПАР, %		для різних технологій запомповування		
	5	0,05	запомповування 50,0 % облямівки суміші 0,05 % нафтазолу і 0,03 % ПАА та води	запомповування 50 % облямівки 0,05 % нафтазолу, 20 % облямівки 0,03 % ПАА і води	запомповування 20 % облямівки 0,03 % ПАА, 50 % облямівки 0,05 % нафтазолу і води
0:1	15	7,9	6,8	5,4	10,6
0,1:0,9	20	11,2	12	5,8	15
0,2:0,8	35	21,9	18	7,4	30,5
0,3:0,7	85,7	26,9	25	10,9	40
0,4:0,6	62,5	11,1	29	17,3	31
0,5:0,5	62,9	16,6	35	11	20
0,6:0,4	97,4	26,9	38,4	7,7	7,5
0,7:0,3	79,5	45,3	35	24,1	8,2
0,8:0,2	67	25	28,3	15	25
0,9:0,1	58	16,3	24	10	20
1:0	49	8,0	17,8	7	15

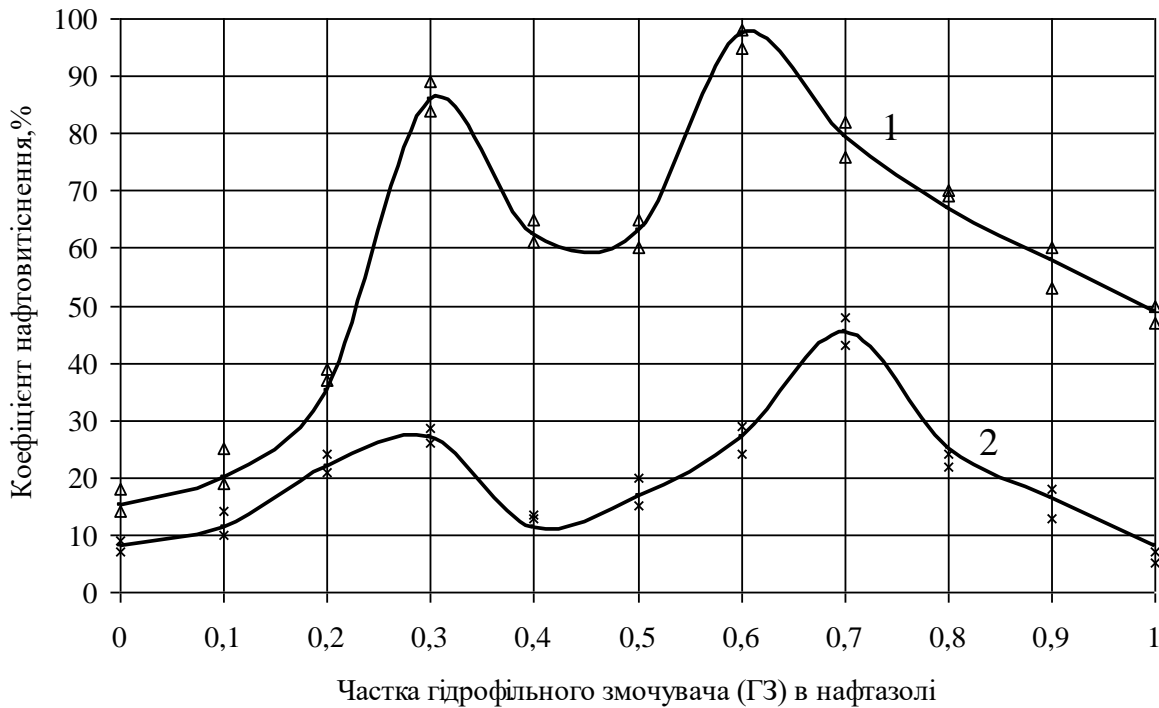


Рисунок 3.1 – Залежність коефіцієнта витіснення залишкової нафти від частки гідрофільного змочувача в нафтазолі для 5 % (1) і 0,05 % (2) вмісту нафтазолу

Як показано в таблиці 3.2, при загальній масовій концентрації нафтазолу в робочому розчині 5 % за наявності лише першого компонента коефіцієнт нафтовитіснення досягає 49 %, тоді як при наявності лише другого компонента — 15 %.

Наявність максимумів та мінімумів у залежності коефіцієнта нафтовитіснення від співвідношення компонентів нафтазолу у водному розчині свідчить про те, що синергізм проявляється не з однаковою силою. Кожен з компонентів має певну швидкість адсорбції на поверхню, але коли ці речовини змішуються в однакових концентраціях, молекулярна взаємодія між ними призводить до збільшення швидкості адсорбційного процесу на молекулярному рівні, що посилює адсорбційну здатність одного компонента щодо іншого.

На рисунку 3.2 показана залежність коефіцієнта нафтовитіснення від співвідношення компонентів нафтазолу для різних методів запомповування робочого розчину: для послідовного запомповування розчину нафтазолу, розчину полімеру та їх проштовхування водою (крива 1), а також для

зворотного порядку — спочатку розчин полімеру, потім розчин нафтазолу і проштовхування водою (крива 2).

При послідовному запомповуванні 0,05 % водного розчину нафтазолу та 0,03 % водного розчину ПАА спостерігаються два максимуми коефіцієнта нафтовитіснення. Для співвідношення компонентів нафтазолу 0,4:0,6 коефіцієнт нафтовитіснення становить 17,3 %, для співвідношення 0,7:0,3 — 24,1 % (крива 2).

У випадку послідовного запомповування спочатку 0,03 % водного розчину ПАА, а потім 0,05 % водного розчину нафтазолу, максимальний коефіцієнт нафтовитіснення досягається для співвідношення компонентів нафтазолу 0,3:0,7 і становить 40 %, а другий максимум — 25 % для співвідношення 0,8:0,2 (крива 1).

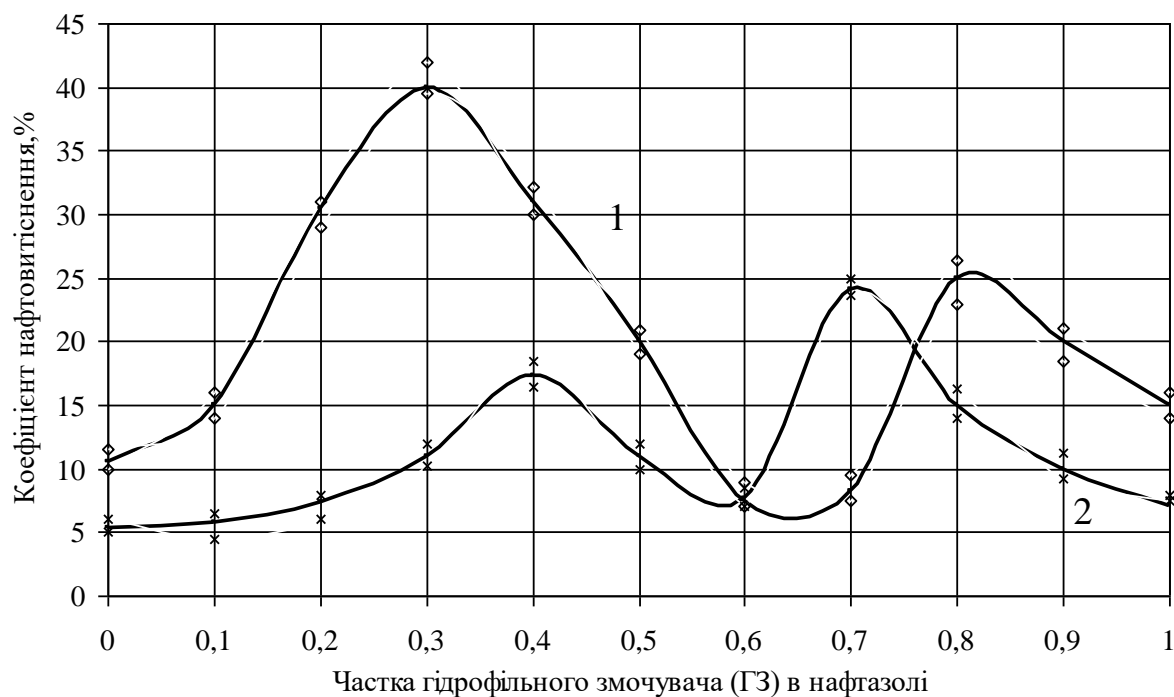


Рисунок 3.2 – Залежність коефіцієнта витіснення залишкової нафти від частки гідрофільного змочувача в нафтазолі для різних технологій запомповування (ПАА+ПАР (1), ПАР+ПАА (2))

Як бачимо з наведеного, «нестабільність» проявлення синергізму залишається, тому доцільне подальше вивчення впливу на величину нафтовитіснення полімера (ПАА) при їх сумісному використанні.

На рисунку 3.3 зображено залежність коефіцієнта нафтовитіснення від співвідношення компонентів нафтазолу за його сумарного вмісту 0,05 % та додатку 0,03 % ПАА. З рисунку видно, що найбільше значення коефіцієнта нафтовитіснення досягається для співвідношень компонентів нафтазолу 0,6:0,4, при якому коефіцієнт нафтовитіснення становить 38 %.

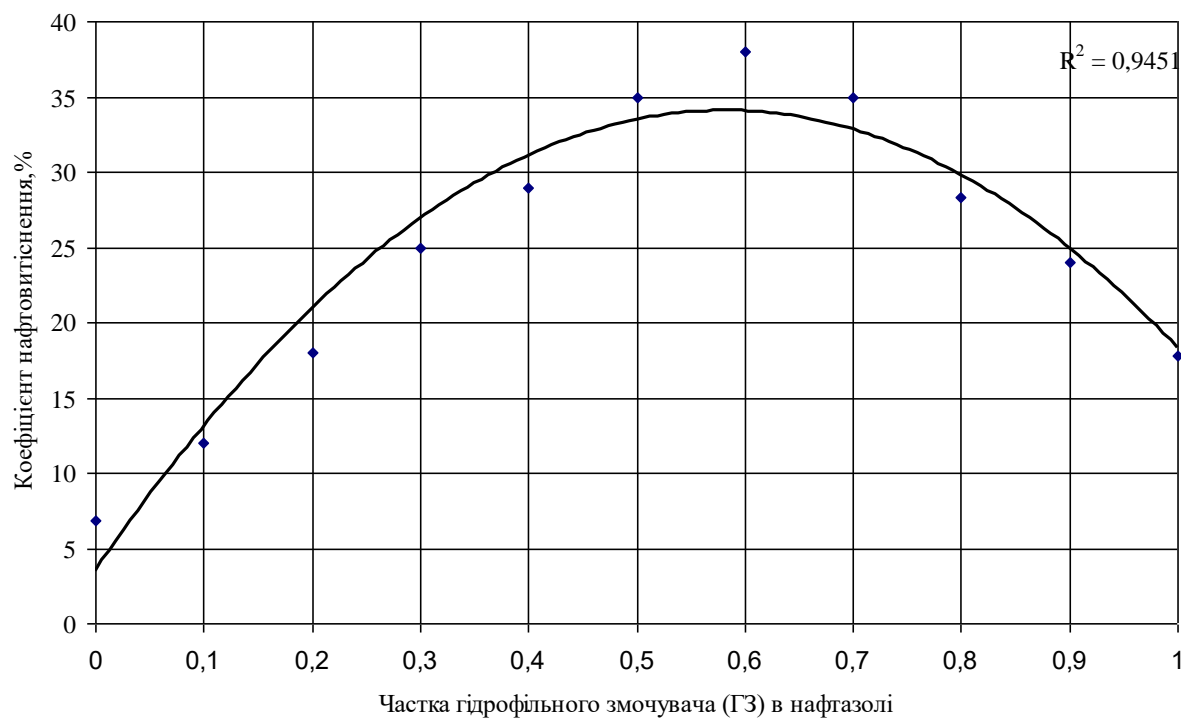


Рисунок 3.3 – Залежність коефіцієнта витіснення залишкової нафти від частки гідрофільного змочувача в нафтазолі при запомповуванні суміші 0,05 % розчину нафтазолу з вмістом 0,03 % ПАА

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

Послідовне запомповування облямівки 0,03 % водного розчину ПАА та облямівки 0,05 % водного розчину нафтазолу зі співвідношенням компонентів 0,3:0,7 може бути здійснене у зворотному порядку, тобто спочатку розчин

нафтазолу, а потім полімера, однак це значно ускладнюється з технологічної точки зору і, як наслідок, важко реалізувати на практиці, а також передбачити результат.

Тому найбільш ефективним варіантом, на мою думку, є використання для обробки привибійної зони пласта суміші 0,05 % водного розчину нафтазолу та 0,03 % водного розчину ПАА із співвідношенням гідрофільного змочувача і олеофільного емульгатора 0,6:0,4.

Результати виконаних досліджень підтверджують високу ефективність використання запропонованого ПАР — нафтазолу — для очищення привибійної зони пласта з метою інтенсифікації припливу нафти до свердловин.

3.3 Аналіз експериментальних досліджень діяння на привибійну зону свердловин розчинами ПАР, обробленими магнітним полем

За результатами досліджень встановлено, що вплив магнітного поля на розчини ПАР спричиняє зниження міжфазного натягу (збільшення поверхневої активності). Так, для 2,0 % розчину миролу міжфазний натяг в інтервалі температур 20-80°C змінюється з 3,5 мН/м (до оброблення магнітним полем) до 2,4 мН/м, а після оброблення — з 3,2 мН/м до 1,0 мН/м. Тобто при температурі 20°C міжфазний натяг зменшується в 1,094 рази, а при 80°C — у 2,4 рази. Для 0,25 % розчину савенолу міжфазний натяг змінюється з 6,1 мН/м (до оброблення) до 1,4 мН/м, а після оброблення — з 3,1 мН/м до 1,0 мН/м. Це означає, що при температурі 20°C міжфазний натяг знижується в 1,97 рази, а при 70°C — в 1,4 рази. Водночас було виявлено, що з часом поверхнева активність омагнічених розчинів ПАР зменшується і через 2-3 доби повертається до початкових значень.

Дослідження нафтовитіснювальної здатності проводились для умов Долинського нафтового родовища (пластова вода, нафта та пластова температура 70°C). Результати наведені в таблиці 3.3.

З таблиці 3.3 видно, що магнітне оброблення розчинів савенолу, жириноксу, нафтазолу та сульфонолу не має впливу на їх нафтовитіснювальну здатність. Однак оброблення розчинів пінолу та миролу покращує їх здатність до нафтовитіснення. Так, 5 % розчин миролу до омагнічення витісняє 40,7 % залишкової нафти, а після омагнічення — 45,8 %. Для 5 % розчину пінолу до омагнічення цей показник становить 29,8 %, а після омагнічення — 41,5 %.

Таблиця 3.3 – Результати дослідження впливу магнітного поля на нафтовитіснювальну здатність водних розчинів ПАР

Тип ПАР		Коефіцієнт витіснення, %			
		водою	приріст розчином ПАР	кінцевий	від залишкової нафти
5% савенол	-	43,5	31,3	74,8	55,4
	омагнічений	50,6	28,9	79,5	55,6
5% сульфонол	-	49,0	14,7	63,7	28,8
	омагнічений	52,3	13,8	66,1	29,0
5% мирол -1	-	59,0	16,7	75,7	40,7
	омагнічений	64,2	16,4	80,6	45,8
	омагнічений (через 1 добу)	62,9	14,8	77,7	42,5
	омагнічений (через 2 доби)	54,0	17,8	71,8	41,2
5% пінол	-	57,9	12,5	70,4	29,8
	омагнічений	51,3	20,2	71,5	41,5
	омагнічений (через 1 добу)	59,6	14,9	74,5	36,8
	омагнічений (через 2 доби)	56,4	13,7	70,1	31,8
5% жиринокс	-	60,7	18,4	79,1	46,8
	омагнічений	61,5	19,3	80,8	47,1
5% нафтазол (співвідношення компонентів 0,5:0,5)	-	57,5	25,8	83,3	62,9
	омагнічений	61,1	19,5	80,6	62,7

3.4 Аналіз експериментальних досліджень оброблення приви́бійних зон свердловин мікроемульсійними розчинами ПАР, стабілізованими магнітним полем

Мирол та пінол є мікроемульсійними розчинами, виготовленими хімічним шляхом, що має певні обмеження щодо їхнього виробництва в необхідних обсягах. Для створення достатньої кількості мікроемульсійних розчинів буде використано механічний метод — гідродинамічний випромінювач звукових коливань, що дозволяє отримати мікроемульсійні розчини на основі газоконденсату.

В ході досліджень було з'ясовано, що пропускання розчину ПАР через магнітне поле з напруженістю $(8-100) \cdot 10^4$ А/м впливає як на функціональні властивості поверхнево-активних речовин, так і на властивості приготованих на їх основі мікроемульсійних систем. Для отримання мікроемульсійних систем водний розчин ПАР і рідкий вуглеводень (наприклад, газоконденсат) подавали одночасно через гідродинамічний випромінювач звукових коливань при швидкості потоку 1,0-1,2 м/с і частоті 650-720 Гц, що дозволяло формувати міцели розміром 3-9 мкм.

В таблиці 3.4 наведено результати експериментальних досліджень нафтовитіснювальних властивостей мікроемульсій, отриманих на основі вуглеводнів за допомогою гідродинамічного випромінювача звукових коливань.

З таблиці 3.4 видно, що мікроемульсії, створені на основі 1 % пінолу з вмістом конденсату 2-6 % об., витісняють до 50 % залишкової нафти, але через 1 добу ця мікроемульсія розшаровувалась. Після цього нафтовитіснювальна здатність знизилася до 29,3 %. Нафтовитіснювальна здатність 1,0 % розчину пінолу становила лише 25 % від залишкової нафти.

Набагато стабільнішою була мікроемульсія, що складалася з 0,25-0,45 % жириноксу і 6-9 % конденсату. Так, мікроемульсія, що містила 0,45 % жириноксу і 9 % конденсату, мала нафтовитіснювальну здатність 48,8-52,8 %,

яка не змінювалася протягом 7-10 діб. На чотирнадцяту добу нафтовитіснювальна здатність зменшилася до 29,9 %. Потрібно зазначити, що для 0,45 % водного розчину жириноксу нафтовитіснювальна здатність становить лише 7 %.

Мікроемульсія, що містила лише 0,45 % жириноксу, за нафтовитіснювальною здатністю не поступалася 5 % розчинам миролу, а з меншим вмістом ПАР була економічно вигіднішою. Крім того, встановлено, що вплив магнітного поля на мікроемульсію підвищує її нафтовитіснювальну здатність. Такі мікроемульсії є більш стабільними, не розшаровуються, що додатково сприяє покращенню нафтовитіснювальної здатності в цілому.

Таблиця 3.4 – Нафтовитіснювальні властивості мікроемульсій, що одержані на основі вуглеводнів

Склад мікроемульсії (масова частка, %)		Коефіцієнт витіснення, %			
водна фаза	вуглеводнева фаза	водою	приріст розчинном ПАР	кінцевий	від залишкової нафти
вода	конденсат (5%) +Жиринокс (0,25%)	57,0	24,5	81,5	57,0
Те саме після витримування 18 діб		51,4	11,3	62,7	26,1
вода + Жиринокс (0,25%)	-	62,5	1,9	64,4	5,1
вода+Пінол (1%)	конденсат (6%)	61,7	20,0	81,7	52,2
Те саме після витримування 1 добу		58,0	12,3	70,0	29,3
вода+пінол (1%)	конденсат (1,8%)+ Жиринокс (0,12%)	65,9	16,3	82,2	47,8
вода	конденсат (10%) +Жиринокс (0,5%)	54,6	22,8	77,4	50,3
Те саме після витримування 5 годин		54,3	23,6	77,9	51,6
Те саме після витримування 1 добу		58,0	20,5	78,5	48,9
Те саме після витримування 2 доби		56,9	21,1	78,0	49,0
Те саме після витримування 3 доби		57,3	22,6	79,9	52,8
Те саме після витримування 7 діб		59,8	19,6	79,4	48,8
Те саме після витримування 14 діб		53,8	13,8	67,6	29,9

3.5 Аналіз експериментальних досліджень використання розчинів ПАР для оброблення приви́бійних зон свердловин в умовах, максимально наближених до пластових умов

З метою дослідження впливу розчинів ПАР на процеси очищення забрудненої приви́бійної зони було проведено ряд експериментальних випробувань. Дослідження проводилися на модельному пласті, який складався з окремих кернів загальною довжиною близько 15 см. У всіх експериментах на виході з модельної системи розміщували керн довжиною 5 см. Підготовка моделі до дослідів здійснювалася за стандартними процедурами відповідно до ОСТ-39-19 5-86 [66,105] при кімнатній температурі. Витрати витіснювального агента становили 1 см³ за 10-15 хв, щоб тиск на манометрі значно перевищував мінімальну межу поділки манометра. При максимальній проникності тиск не був нижчим за 0,5 МПа.

Експерименти проводилися за такою схемою:

1. Спочатку вимірювали проникність моделі для нафти в прямому напрямку.
2. Зі сторони виходу моделі виймався п'ятисантиметровий керн, через який пропомпували стійку водонафтова емульсію, що містила до 30 % води, до зниження проникності в 10 разів.
3. Забруднений таким чином керн розміщували назад на попереднє місце (моделюючи забруднення приви́бійної зони свердловини).
4. Прокачували нафту через модель до стабільної фільтрації (стабільність манометра досягалася після 5-6 вимірювань, з інтервалом 1 см³).
5. Потім вимірювали проникність зразка.
6. Зворотно, зі сторони виходу, запомпували розчин ПАР, обсяг якого не перевищував двох порових об'ємів забрудненого зразка (оскільки більший об'єм потребує збільшення розміру моделі).
7. Під час запомповування реагента установка на вході відпомпувала нафту назад.

8. Розчин утримувався в поровому просторі протягом 16 годин для реакції.
9. Далі знову прокачували нафту до стабільної фільтрації та вимірювали проникність зразка для нафти.

Результати експериментальних досліджень подано в таблиці 3.5.

Було проведено серію випробувань, щоб оцінити зміни проникності пласта до та після кольматації водонафтовими емульсіями. Для цього використовували 0,5% водний розчин жириноксу, 5% водний розчин жириноксу, газоконденсат, 5% газоконденсатний розчин жириноксу, 5% міцелярний розчин, мікроемульсійний розчин з 0,5% жириноксу на газоконденсаті та 1% водний розчин пінолу. Результати експериментів представлені в таблиці 3.5.

Водний розчин жириноксу концентрацією 0,5% показав майже нульовий ефект. При запомповуванні одного об'єму розчину від об'єму забрудненої зони коефіцієнт відновлення проникності становив 0,034, а при запомповуванні двох об'ємів водного розчину жириноксу результат виявився негативним.

З цього можна зробити висновок, що найбільш ефективними для знищення забруднень у привибійній зоні є 5,0 % вуглеводневі розчини жириноксу і 5,0 % міцелярні розчини. Однак таке оброблення буде дуже витратним, особливо перше.

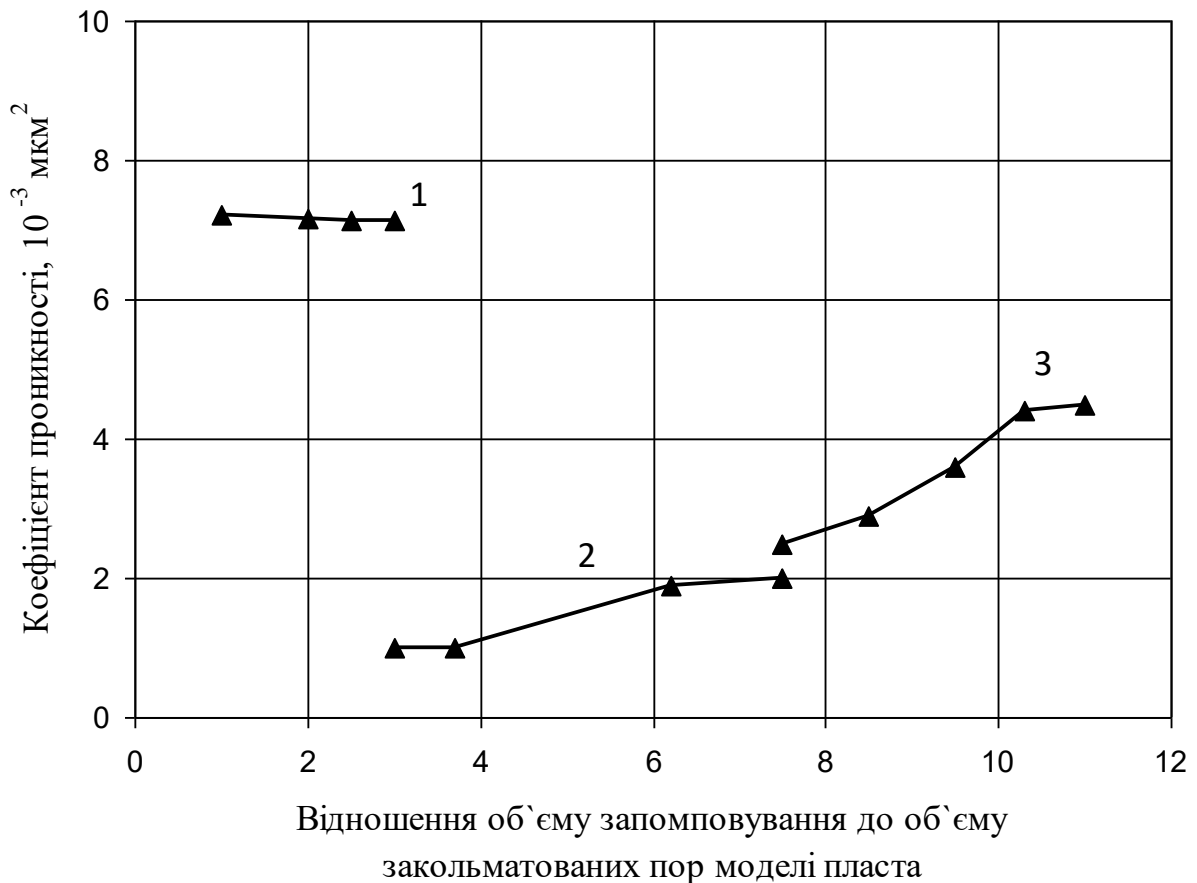
Таблиця 3.5 – Результати лабораторних досліджень відновлення проникності моделі пласта після кольматації вуглеводневими емульсіями частини порового простору, що моделює забруднену привибійну зону свердловини

№ моделі	Розміри зразка, см		Об'єм зразка, см ³	Пористість, %	Об'єм пор, см ³	Залишкова водонасиченість, %	Об'єм нафтонасичених пор, см ³	Проникність моделі пласта для нафти, 10 ⁻³ мкм ²		Відмивання закольматованої частини вміря		Проникність моделі пласта для нафти після відмивання, 10 ⁻³ мкм ²	Коефіцієнт відновлення проникності
	довжина	діаметр						до кольматації	після кольматації	реагент відмивання (% вміст ПАР)	об'єм відмивання, об'єм пор закольматованої зони		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	9,8	2,78	55,09	18,0	9,92	27,0	7,24	8,0	2,1	Водний розчин жириноксу (0,5)	1,0	2,2	0,034
	5,0 ¹⁾	2,8	30,08	17,5	2,38	29	3,82						
2	10,1	2,75	59,96	20,1	12,05	31	8,31	7,7	2,1	Водний розчин жириноксу (0,5)	2,0	1,8	-0,054
	4,8 ¹⁾	2,71	27,67	19,8	5,45	29,5	3,83						
3	5,7	2,73	33,34	19,1	6,37	32,0	7,79	7,3	2,2	Водний розчин жириноксу (5,0)	1	2,95	0,147
	4,3	2,76	35,71	19,8	5,09								
	Разом		59,05	19,4	11,46								
	5,0 ¹⁾	2,8	30,77	18,7	5,75								
4	7,9	2,75	41,9	21,0	9,85	33,0	8,31	7,5	1,7	Газоконденсат	1	5,9	0,281
	2,2	2,77	13,25	19,3	2,56								
	Разом		66,15	20,6	12,41								
	5,1 ¹⁾	2,79	31,16	19,1	5,95								

Продовження таблиці 3.5

№ моделі	Розміри зразка, см		Об'єм зразка, см ³	Пористість, %	Об'єм пор, см ³	Залишкова водонасиченість, %	Об'єм нафтонасичених пор, см ³	Проникність моделі пласта для нафти, 10 ⁻³ мкм ²		Відмивання закольматованої частини візрця		Проникність моделі пласта для нафти після відмивання, 10 ⁻³ мкм ²	Коефіцієнт відновлення проникності
	довжина	діаметр						до кольматації	після кольматації	реагент відмивання (% вміст ПАР)	об'єм відмивання, об'єм пор закольматованої зони		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
5	9,7	2,73	56,75	17,9	10,16	27,8	7,34	7,9	1,95	Газоконденсатний розчин жириноксу (5,0)	1	6,2	0,858
	5,0 ¹⁾	2,75	29,68	19,1	5,67	31,0	3,91						
6	10,2	2,77	61,44	17,8	10,94	33,0	7,33	7,6	2,04	Міцелярний розчин (5,0)	1	5,5	0,622
	4,9 ¹⁾	2,76	29,3	18,3	5,36	31,2	3,69						
7	10,0	2,75	59,36	17,5	10,39	30,0	7,27	7,75	2,1		2	7,4	0,938
	4,8 ¹⁾	2,8	29,54	18,1	5,35	31,0	3,69						
8	9,8	2,76	57,75	17,4	10,24	27,9	7,22	7,2	2,0	Мікроемульсія (0,5 жириноксу і 1,0 пінолу)	1	4,8	0,538
	5,0 ¹⁾	2,75	29,68	19,1	5,67	31,1	3,93						
9	5,2	2,77	31,32	17,7	5,54	32,0	7,45	7,33	2,11		2	6,3	0,803
	4,9	2,75	29,9	18,1	5,41								
	Разом		61,22	17,9	10,95								
	4,9 ¹⁾	2,8	30,02	19,2	5,79	29,5	4,08						

¹⁾ закольматований керн, який розміщується на виході з моделі



1 – коефіцієнт проникності до кольматації; 2 – коефіцієнт проникності після кольматації; 3 – коефіцієнт проникності після відмивання

Рисунок 3.4 – Відновлення проникності моделі пласта при відмиванні закольматованої зони пласта одним об'ємом мікроемульсії від об'єму пор закольматованої зони

З рисунку 3.4 видно, що проникність моделі пласта до кольматації була на рівні $(7,2-7) \cdot 10^{-3}$ мкм². Після кольматації порового простору проникність знизилась до $(1-2) \cdot 10^{-3}$ мкм², а після промивання мікроемульсією проникність відновила до $4,8 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Отже, найбільш ефективними та економічно доцільними для руйнування забруднень у привибійній зоні є мікроемульсії, що складаються з 0,5% конденсатного розчину жириноксу і 1% водного розчину пінолу. Коефіцієнт відновлення проникності при запоповуванні одного порового об'єму забрудненої зони моделі пласта становить 0,538, а при запоповуванні двох об'ємів – 0,803.

Висновки до розділу 3

1. Оцінено та узагальнено умови використання розчинів поверхнево-активних речовин (ПАР) для обробки привибійної зони пласта. Показано, що ефективність обробки ПЗП залежить як від геолого-промислових, так і від технологічних факторів.

2. Розглянуто дослідження нафтовідмивної здатності розчину ПАР нафтазол (суміші гідрофільного змочувача та олеофільного емульгатора) в контексті дообробки привибійних зон свердловин.

3. Мирол і пінол є мікроемульсійними розчинами, що виготовляються хімічним методом, що накладає обмеження на виробництво необхідної кількості продукту. Для оперативного приготування мікроемульсійних розчинів запропоновано використовувати механічний метод, зокрема гідродинамічний випромінювач звукових коливань.

4. Проведено аналіз обробок привибійних зон мікроемульсійними розчинами. Найбільш ефективною та економічно доцільною для очищення ПЗП є мікроемульсія, що складається з 0,5% конденсатного розчину жириноксу та 1% водного розчину пінолу при об'ємному співвідношенні 0,1:0,9. Коефіцієнт відновлення проникності після запомповування одного порового об'єму забрудненої зони моделі пласта становить 0,538, а після запомповування двох порових об'ємів – 0,803.

РОЗДІЛ 4

ЗАСТОСУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЙ КОМБІНОВАНОГО ЗАВОДНЕННЯ ДЛЯ ЗБІЛЬШЕННЯ НАФТОВИЛУЧЕННЯ З РОДОВИЩ ЗАХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ

4.1 Технології застосування поверхнево-активних систем та полімерних речовин для вилучення залишкової нафти із обводнених нафтових пластів

Суть технології полягає в попередній ізоляції високопроникних обводнених зон пласта від нагнітальної свердловини до видобувних свердловин шляхом застосування загусника – 0,1% водного розчину поліакриламід, що напompовується у вигляді облямівки, розмір якої становить 10% об'єму нафтонасичених пор пласта. Це проводиться з метою загущення води для вирівнювання профілю приймальності. Видобуток залишкових запасів нафти із обводнених нафтових родовищ на пізніх стадіях розробки здійснюється за рахунок перерозподілу потоків флюїдів і залучення залишкових запасів з малодренованих ділянок. Після запомповування загусника в нагнітальну свердловину, додається розчин ПАПС (0,05% водний розчин поверхнево-активних речовин, суміш АПАР (сульфонол) і НПАР (савенол) у рівних пропорціях з вмістом 0,03% ПАА) у вигляді облямівки, розмір якої становить 50% об'єму нафтонасичених пор пласта. Це дозволяє видалити залишкову нафту із зон пласта, слабкопромивати водою, у тому числі ціликів нафти, які були обійдені водою. Облямівка розчину ПАПС проштовхується прісною водою до припинення рентабельного видобутку нафти (100-150% від об'єму нафтонасичених пор пласта).

Технологія інтенсифікації припливу нафти до свердловини на завершальній стадії розробки нафтових родовищ. На основі результатів експериментальних досліджень, зокрема щодо фізико-хімічних та нафтовитіснювальних властивостей ПАР та їх композицій, розроблена

технологія обробки привибійної зони пласта мікроемульсіями поверхнево-активних систем з метою підвищення інтенсивності припливу нафти до свердловини на завершальній стадії розробки родовища. Суть цієї технології полягає в створенні мікроемульсії за допомогою гідродинамічного випромінювача, а для стабілізації мікроемульсійної системи використовують її омагнічування магнітним полем. Мікроемульсія має такий склад: 0,51% вуглеводнерозчинного НПАР (жириноксу); 7,3% вуглеводневої рідини (конденсату); решта – вода. Таке оброблення ПЗП здійснювалося в 2004 році, а з 2005 року до прісної технічної води додавали АПАР (спочатку пінол, а пізніше нафтові сульфонати – мирол, КНС). Ці мікроемульсії 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. Потім мікроемульсія напompовується в продуктивний пласт, і свердловина закривається на 24-36 годин для взаємодії реагентів, після чого свердловина запускається в роботу.

Рекомендується також технологія для обробки привибійної зони пласта поверхнево-активними речовинами (нафтазолом) без додавання ПАА. Суть технології полягає в приготуванні 5% водного розчину нафтазолу, в якому співвідношення гідрофільного змочувача і олеофільного емульгатора становить 0,3:0,7. Розчин готується на мінералізованій воді з вмістом 40 г/л NaCl. Потім приготовлений розчин запompовується в продуктивний пласт, з розрахунком 1 м³ розчину на 1 метр продуктивної товщини, і свердловина закривається на 24-36 годин для взаємодії реагентів, після чого свердловина знову вводиться в експлуатацію.

4.2 Обґрунтування рекомендацій щодо реалізації технологій вилучення залишкової нафти з обводнених нафтових пластів

Вигодсько-Бистрицький поклад Північно-Долинського родовища характеризується складною геологічною будовою, розділеною поперечними

тектонічними порушеннями на шість основних ділянок. Ділянки I, V і VI мають внутрішнє розділення на дві або три частини (рисунки 4.1). В південно-східній частині родовища, на відстані 1300 м, можна спостерігати п'ять поперечних порушень, а в межах між ними також відзначаються поздовжні тектонічні порушення. Окрім того, на ділянках II і III були виявлені поздовжні порушення. Хоча встановити екрануючу роль тектонічних порушень для вигодсько-бистрицького покладу важко, вони можуть значно ускладнити контроль за поширенням запомпованих розчинів ПАР під час заводнення.

На 1 січня 2022 року система розробки покладу налічує 71 видобувну свердловину, серед яких 19 є нагнітальними. Середня приймальність нагнітальних свердловин становить 117,7 м³/д води. З вигодсько-бистрицького покладу на сьогодні видобуто 26098,7 тис. т нафти, 47335,12 тис. т води та 32,7 млн. м³ газу. Обводненість продукції на кінець 2010 року становить 90,3%, а накопичений видобуток рідини — 73433,82 тис. т. Коефіцієнт нафтовилучення від запасів, що враховуються на балансі України, становить 40,2%.

Враховуючи це, для запомповування розчинів ПАР пропонується кілька дослідних полів, зокрема дослідне поле із свердловиною 231, яка має приймальність понад 300 м³/д (рисунки 4.2). Ця свердловина оточена іншими, зокрема свердловиною 230 з дебітом нафти 3,0 т/д і обводненням продукції 98%, свердловиною 241 з дебітом нафти 0,32 т/д і обводненням 98,3%, свердловиною 350 з дебітом нафти 0,72 т/д і обводненням 96%, свердловиною 311 з дебітом нафти 2,7 т/д і обводненням 90%, та свердловиною 225 з дебітом нафти 4,2 т/д і обводненням 98%.

Основним недоліком цього об'єкта є велика площа дослідного поля (20,8 га), що вимагатиме запомповування великих обсягів розчинів ПАР. Таким чином, пропоновану облямівку розчину ПАР (50% від об'єму нафтонасичених пор) при приймальності свердловини 300 м³/д потрібно буде запомповувати протягом 8 років, а весь процес може тривати понад 20 років.

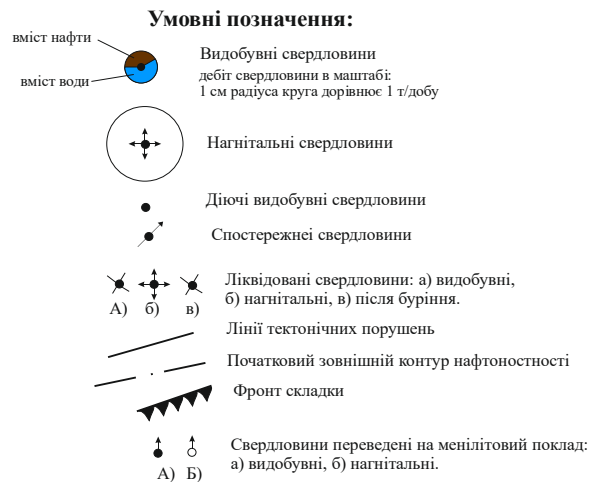
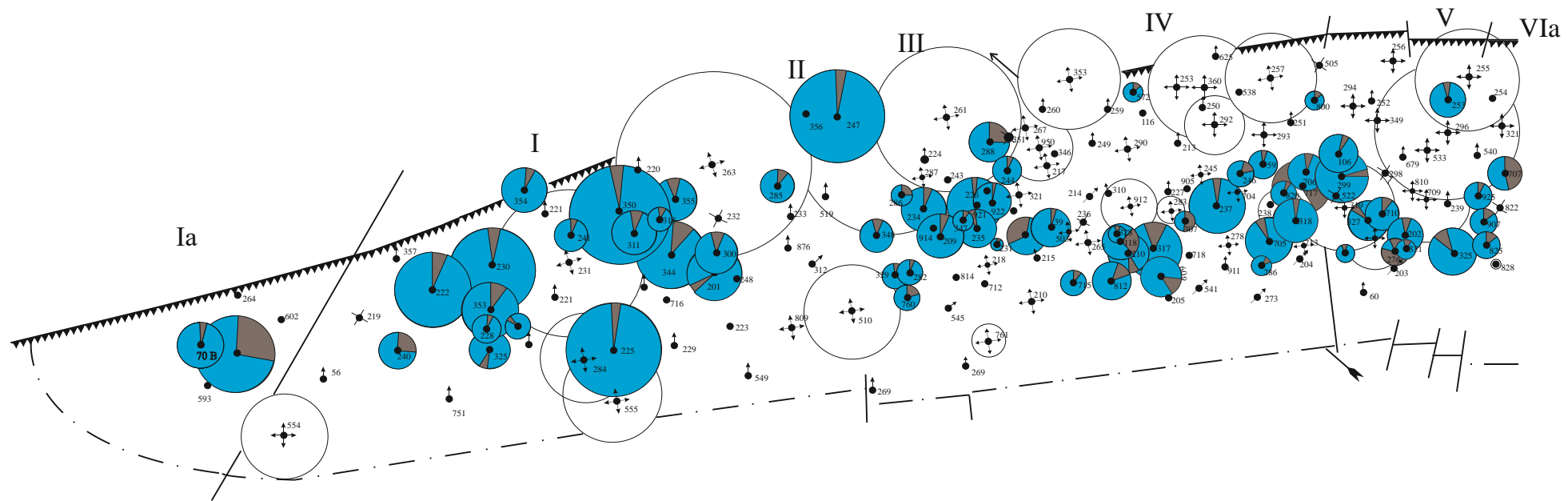


Рисунок 4.1 – Карта розробки вигодо-бистрицького покладу Північно-Долинського нафтового родовища

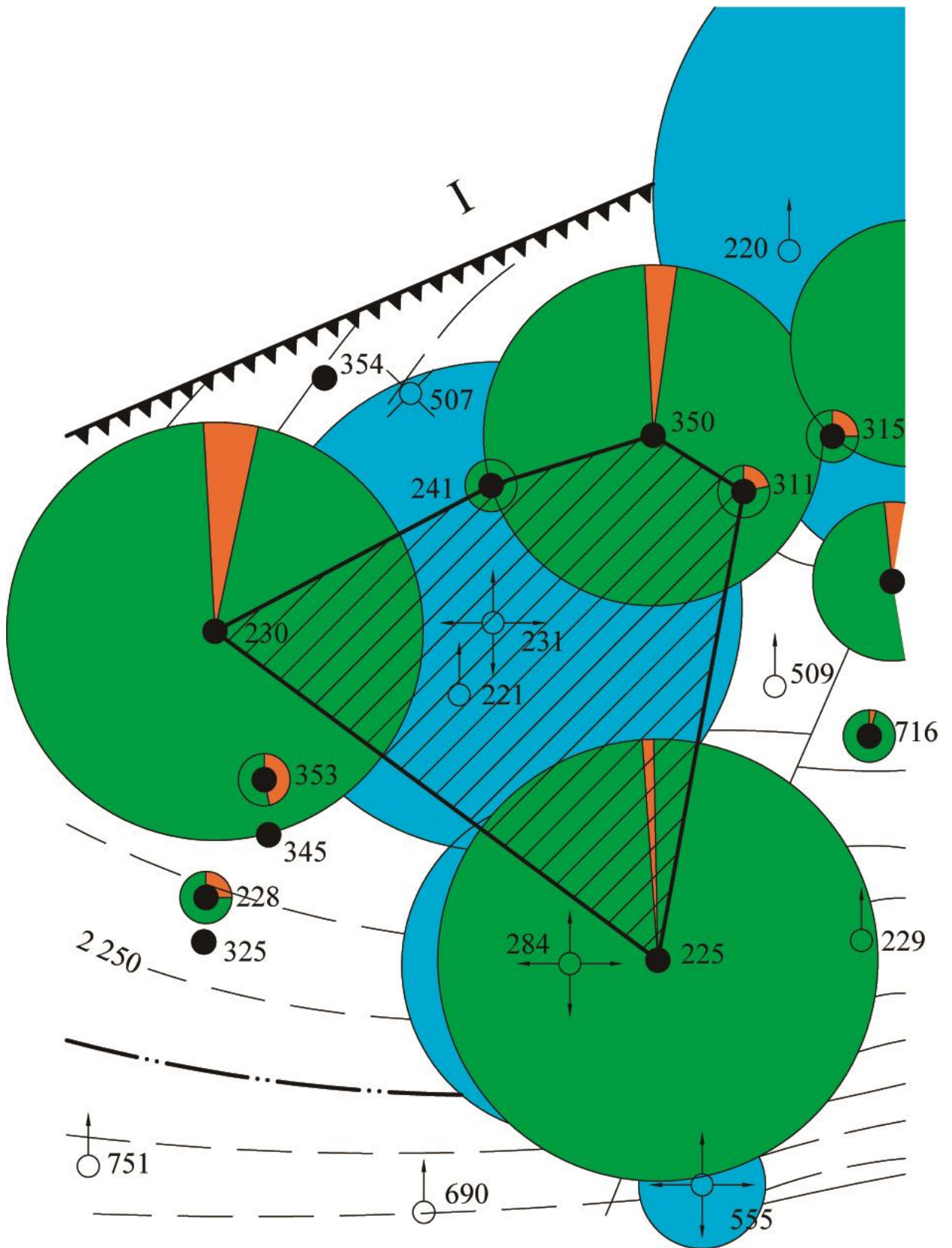


Рисунок 4.2 – Дослідне поле для здійснення дослідно-промислових випробувань технології вилучення залишкової нафти з обводнених пластів вигодсько-бистрицького покладу Північно-Долинського родовища в районі нагнітальної свердловини 231

Наступним можливим дослідним полем для застосування розчинів ПАР може бути область навколо нагнітальної свердловини 287. Ця свердловина оточена видобувними свердловинами 247, з дебітом нафти 11,07 т/д та обводненням продукції 93,05%, 243 з дебітом нафти 1,96 т/д та обводненням 93%, а також 234 з дебітом нафти 6 т/д та обводненням 88%. Це поле є меншим за попереднє (10,4 га), при цьому свердловини 243 та 234 знаходяться на відстані 250-300 м одна від одної.

При виборі дослідної ділянки важливо передбачити рівномірне розташування видобувних свердловин навколо нагнітальної свердловини, щоб мінімізувати відстань між ними. Враховуючи технічний стан свердловин, для запомповування розчинів ПАР доцільно запропонувати використання свердловини 820, оточеної свердловинами 326, 238, 59, 706 і 717. Запомповування розчинів можна здійснювати через свердловину 326, а відбір продукції проводити в свердловинах 238, 820, 717 і 318. Однак свердловина 318 має проблему з бурильними трубами, що залишилися після аварії під час буріння, що ускладнює її використання для відбору продукції. Крім того, таке розташування свердловин забезпечує надто низький коефіцієнт охоплення пласта заводненням, що також є важливим фактором при виборі ділянки.

Свердловина 820 має дебіт нафти 1,24 т/д і обводнення продукції на рівні 96%. Відстань між цією свердловиною та іншими, такими як 238, 326 і 717, становить 130-150 м. Інші свердловини, зокрема 238 та 326, мають низький дебіт нафти і високий рівень обводнення, до 99%. Таким чином, область навколо свердловини 820 є найбільш перспективною для вивчення впливу розчинів ПАР на високообводнені поклади, оскільки її площа становить 5,3 га.

Щодо технології залучення нафти з ділянок пласта, які обводнені водою і з яких вода обходить нафту, в рамках патенту №43593 пропонується така послідовність дій:

1. Спочатку свердловину 820 необхідно перевести з категорії видобувної в нагнітальну.

2. Протягом півроку в свердловину 820 запоповують 0,1% розчин поліакриламід (ПАА) у вигляді облямівки розміром 10% від об'єму нафтонасичених пор пласта. Цей процес має на меті загущення води та вирівнювання профілю приймальності для покращення приймальності свердловини. Якщо при цьому спостерігається погіршення приймальності нагнітальної свердловини, концентрацію полімеру в розчині слід зменшити. Окрім цього, зі свердловини 238 здійснюється форсований відбір продукції для спрямування потоку загущеної води в промиту зону, що створює додатковий фільтраційний опір, полегшуючи процес запоповування наступних розчинів ПАР.
3. Протягом наступних п'яти років у нагнітальну свердловину 820 запоповують 0,05% розчин ПАПС (суміш АПАР (сульфонол) та НПАР (савенол) у рівних пропорціях) з вмістом 0,03% ПАА для вилучення залишкової нафти з тих частин пласта, які слабо промиті водою, а також для витягнення ціликів нафти, які були обійдені водою.
4. Після цього облямівку розчину ПАПС проштовхують за допомогою прісної води до припинення рентабельного видобутку нафти, що становить 100-150% від об'єму нафтонасичених пор пласта.

Таблиця 4.1 – Характеристика свердловин дослідного поля в районі свердловини 820

Номер свердловини	Дебіт нафти, т/д	Обводнення продукції,%	Газовий фактор, м ³ /т
238	0,15	99	180
326	0,13	99	169
318	1,87	89	160
717	2,94	93	198
59	0,16	99	200

Об'єм нафтонасичених пор пласта дослідної ділянки навколо нагнітальної свердловини 820 розраховуємо за формулою:

$$V_{\text{вид}} = F \cdot h \cdot m \cdot s_{\text{пот}}, \quad (4.1)$$

де F – площа дослідного поля, м²;

h – ефективна нафтонасичена товщина пластів, м;

m – коефіцієнт відкритої пористості, частка од;

$s_{\text{пот}}$ – поточний коефіцієнт нафтонасиченості, частка од.

Розрахуємо додаткову кількість видобутої нафти та газу. Для цього розраховуємо видобуток нафти і газу за базовою технологією розробки і за технологією, що пропонується.

Розрахунок видобутку нафти за базовою технологією розробки

$$V_{\text{прогнозбаз}} = F \cdot h \cdot m \cdot s_{\text{пот}} \cdot \eta_{\text{прогнозбаз}}, \quad (4.2)$$

де $\eta_{\text{прогнозбаз}}$ – прогнозний коефіцієнт нафтовилучення за базовою технологією розробки, частка од (0,42).

Розрахунок видобутку нафти за технологією розробки, що пропонується

$$V_{\text{видінвест}} = F \cdot h \cdot m \cdot s_{\text{пот}} \cdot \eta_{\text{прогнозінв}}, \quad (4.3)$$

де $\eta_{\text{прогнозінв}}$ – прогнозний коефіцієнт нафтовилучення за технологією розробки, що пропонується, частка од (0,532).

Додатковий видобуток нафти розраховуємо за формулою:

$$V_{\text{одн}} = V_{\text{видінвест}} - V_{\text{прогнозбаз}} \quad (4.4)$$

Додатковий видобуток газу розраховуємо за формулою:

$$V_{\text{додг}} = V_{\text{до дн}} \cdot G_{\text{сер}}, \quad (4.5)$$

де $G_{\text{сер}}$ – середній газовий фактор на дослідній ділянці, м³/м³.

Результати розрахунків наведено в таблиці 4.2.

Проведемо розрахунок тривалості процесу при середній приймальності нагнітальної свердловини 300 м³/д. Тривалість запомповування розчину ПАА становитиме півроку, тривалість запомповування облямівки розчину ПАПС - чотири роки, весь процес в середньому буде тривати від дев'яти до десяти років.

Отже, згідно з розрахунками, при впровадженні технології вилучення залишкової нафти з обводнених пластів вигодсько-бистрицького покладу Північно-Долинського родовища в районі нагнітальної свердловини 820 додатковий видобуток нафти приблизно становитиме 18,52 тис. т, додатковий видобуток газу – 5,188 млн. м³, тривалість процесу – до десяти років.

Таблиця 4.2 – Результати розрахунків основних показників технології вилучення залишкової нафти з обводнених пластів вигодсько-бистрицького покладу Долинського родовища в районі свердловини 820

№ п/п	Назва показника	Значення
1	Об'єм нафтонасичених пор пласта, тис. м ³	422,8
2	Об'єм облямівки ПАР, тис. м ³	211,407
3	Об'єм облямівки ПАА, тис. м ³	42,28
4	Видобуток нафти за базовою технологією, тис.м ³	192,012
5	Видобуток нафти за технологією, що пропонується, тис. м ³	225,484
6	Додатковий видобуток нафти, тис. м ³	33,47
7	Додатковий видобуток газу, тис. м ³	5188,59

8	Масова витрата савенолу, т	211,407
9	Масова витрата сульфонолу, т	264,258
10	Масова витрата поліакриламиду, т	42,28

4.3 Упровадження технології застосування поверхнево-активних систем для інтенсифікації припливу нафти до свердловин

Приготування мікроемульсії може відбуватись як на спеціалізованих базах для приготування розчинів, так і безпосередньо на свердловині. Ось як відбувається процес приготування мікроемульсії безпосередньо на свердловині:

1. Спочатку у вуглеводневій рідині (конденсат, гас, дизпаливо, легка нафта тощо), що необхідна для отримання робочого розчину мікроемульсії, розчиняють жиринокс. Вміст жиринокс становить 5% від об'єму вуглеводню, а концентрація вуглеводневої рідини в мікроемульсії має бути від 7% до 10% об'єму.

2. Підготовлений таким чином 5% вуглеводневий розчин ПАР подається з автоцистерни в змішувальну лійку з витратою близько 30,0 дм³/хв.

3. Паралельно до змішувальної лійки через агрегат АСФ-1050 подається прісна вода з витратою близько 300,0 дм³/хв, або можна використовувати розчин неіоногенного ПАР з концентрацією від 1% до 1,5%.

4. Суміш із змішувальної лійки надходить у чанок, де агрегат ЦА-320 подає її на гідродинамічний випромінювач із тиском не менше 0,05 МПа. Після цього суміш запомповується в ємність для зберігання.

5. Для досягнення однорідності мікроемульсії, агрегат ЦА-320 пропомповує утворену мікроемульсію «сама на себе» в ємність, щоб забезпечити її однорідність.

6. Після приготування міцелярної мікроемульсії відбирається проба для лабораторних випробувань з ємності. Мікроемульсія стабільна впродовж 1-2 діб після приготування.

7. На наступний день після приготування мікроемульсія проходить лабораторні випробування на нафтовитіснювальну здатність, результати яких наведені в таблиці 4.3. Випробування проводяться за експрес-методом.

8. Після успішного приготування і тестування мікроемульсія запомповується в продуктивний пласт. Свердловина закривається на 24-36 годин для взаємодії, після чого свердловина запускається в роботу.

Таблиця 4.3 – Результати визначення нафтовитіснювальних властивостей мікроемульсій, що одержані на основі вуглеводнів у процесі дослідно-промислових випробувань

Склад мікроемульсії (масова частка, %)		Коефіцієнт витіснення нафти, %			
Водна фаза	Вуглеводнева фаза	водою	розчином емульсії	кінцевий	від залишкової нафти
вода	Танявський конденсат (5%) +жиринокс (0,5%)	58,8	9,6	66,6	23,1
1,5% розчин нафтового сульфонату	Танявський конденсат (5%) +жиринокс (0,5%)	70,5	10,5	81,0	35,5

Як приклад приготування міцелярної мікроемульсії, можна розглянути її склад під час оброблення привибійної зони пласта (ПЗП) в свердловині 286-Д. Для цього в 2,85 м³ конденсату Танявського родовища було розчинено 0,15 м³ жириноксу, що дозволило отримати 5% вуглеводневий розчин ПАР. Цей розчин потім змішувався з 27,0 м³ прісної води, яку пропомповували через гідродинамічний випромінювач звукових коливань. У результаті утворювалась мікроемульсія, що мала такий склад:

- 0,51 % вуглеводнерозчинного НПАР (жириноксу);
- 7,3 % вуглеводневої рідини (конденсату);
- решта – вода.

Оброблення ПЗП з таким складом мікроемульсії проводилося у 2014 році. З 2015 року до прісної води почали додавати АПАР (спочатку пінол, а пізніше нафтові сульфонати – мирол, КНС). Така мікроемульсія мала інший 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.

До 2016 року обсяг мікроемульсії для оброблення ПЗП становив 30-50 м³, а з 2017 року його збільшили до 100-150 м³, при цьому загальна концентрація ПАР залишалася незмінною. Така мікроемульсія мала такий склад:

- 0,2-0,3 % вуглеводнерозчинного НПАР (жириноксу);
- 4,5 % вуглеводневої рідини (конденсату);
- 0,1 % водорозчинного АПАР (миролу, КНС);
- решта – вода.

Збільшення обсягу мікроемульсії дозволяло досягти глибшого оброблення привибійної зони пласта при збереженні незмінної концентрації ПАР.

Ефективність застосування технології з використанням мікроемульсії, що одержана на основі конденсату, за роками і для різних родовищ наведена в таблицях 4.4 і 4.5, на рисунках 4.6, 4.7.

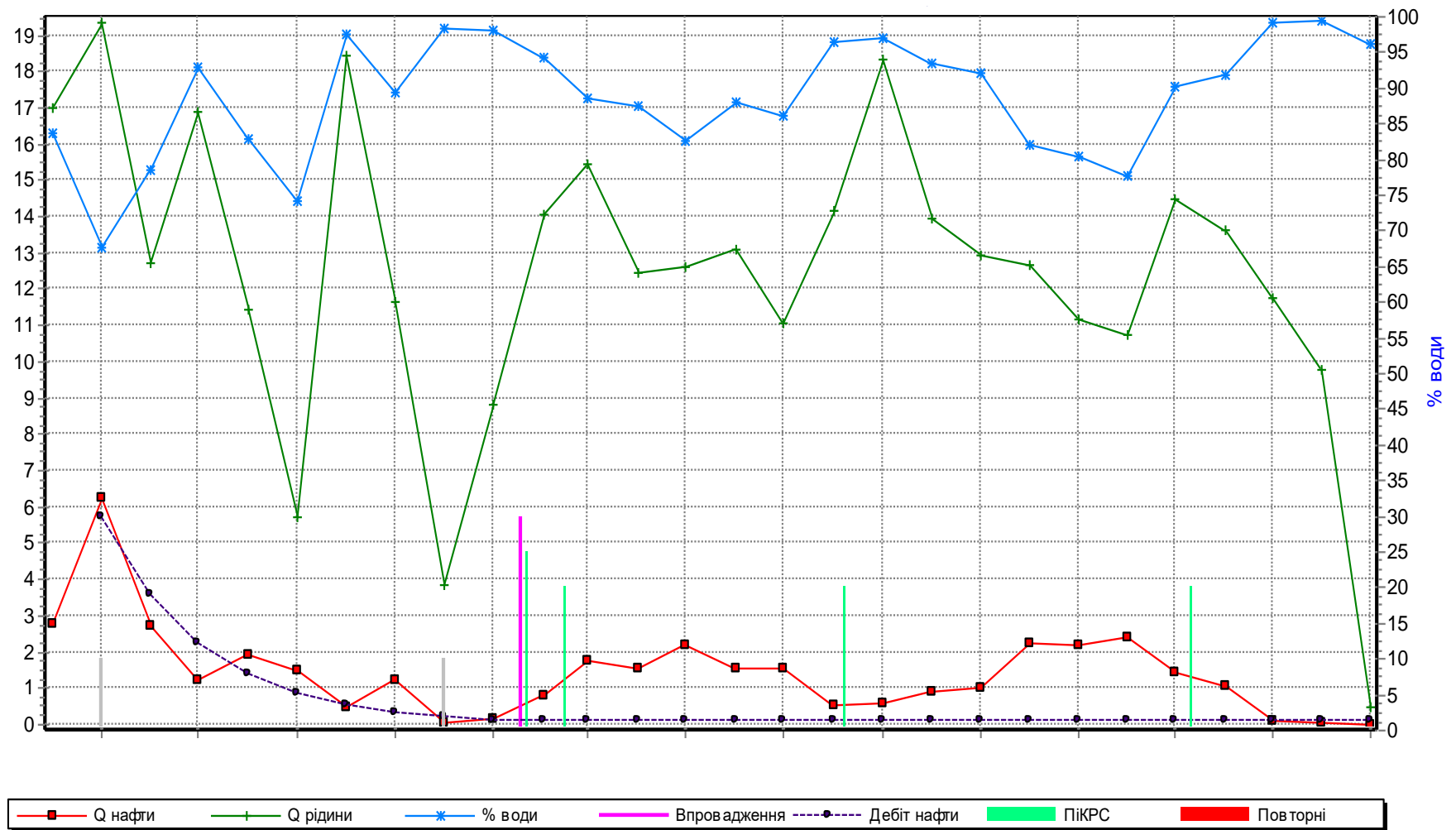


Рисунок 4.5 – Результати впровадження технології на свердловині 318 Долина

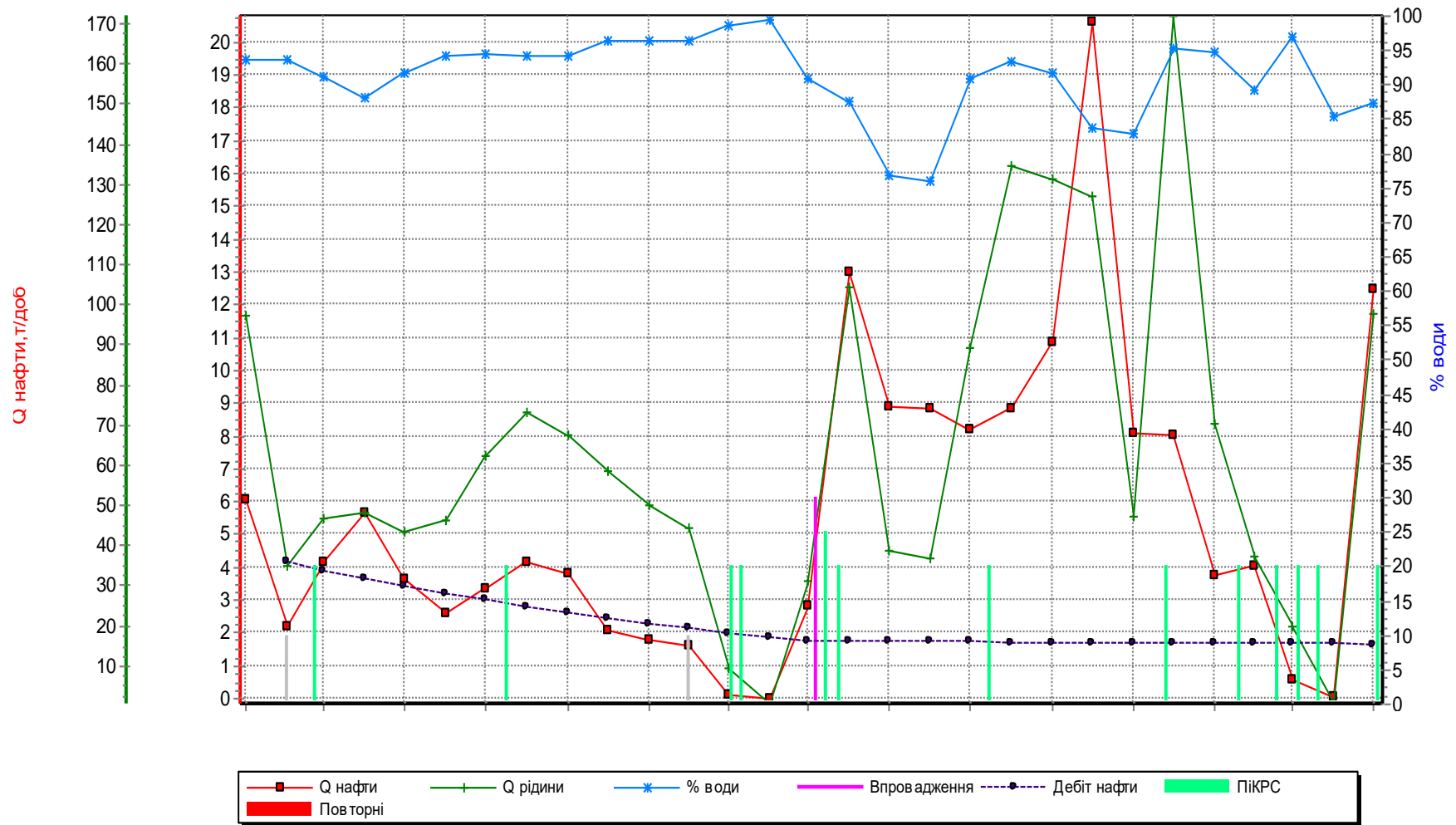


Рисунок 4.6 – Результати впровадження технології на свердловині 182 Північна -Долина

Таблиця 4.4 – Ефективність застосування технології оброблення ПЗП з використанням мікроемульсії, що одержана на основі газоконденсату

Рік впровадження	Кількість оброблень, шт	Середня тривалість ефекту на одне оброблення, діб	Збільшення дебіту після оброблень, разів	Додатковий видобуток на одне оброблення	
				нафти, т	газу, тис.м ³
2015	4	100,7	2,35	118,38	24,88
2016	3	177,6	8,15	1970,31	566,75
2017	10	145,3	2,35	358,06	200,39
2018	11	231,8	4,58	965,40	223,68
2019	15	173,3	3,23	640,63	243,60
2020	11	160,8	3,76	313,19 ¹⁾	91,63 ¹⁾
В середньому за 2015-2020 рр	54	164,9	4,07	630,55	202,32

¹⁾Додатковий видобуток нафти та газу буде більший за рахунок видобутку в наступні роки

Таблиця 4.5 – Ефективність застосування технології оброблення ПЗП з використанням мікроемульсії, що одержана на основі газоконденсату для різних родовищ

Родовище	Кількість оброблень, шт	Середня тривалість ефекту на одне оброблення, діб	Збільшення дебіту після оброблень, разів	Додатковий видобуток на одне оброблення	
				нафти, т	газу, тис.м ³
Долинське	30	241,85	3,182	567,16	170,96
Північно-Долинське	8	555,95	3,68	1516,81	486,93
Спаське	7	486,48	3,426	409,00	176,26
Струтинське	9	117,489	2,410	226,37	74,148

З наведених даних можна зробити висновок, що після оброблення свердловин середній дебіт нафти збільшується в 2-8 разів, при цьому середній показник приросту дебіту нафти становить 4,07 разів, а тривалість ефекту – 164,9 діб. Це означає, що завдяки технології оброблення додатковий

видобуток нафти на одну свердловину коливається в межах від 300 до 900 т, а за весь період впровадження цієї технології сумарний додатковий видобуток нафти становить 630,55 т.

Порівнюючи ефекти для різних родовищ, спостерігається схоже збільшення дебіту нафти на Долинському, Північно-Долинському і Спаському родовищах (3,1-3,7 рази). Водночас на Струтинському родовищі цей показник дещо нижчий — 2,4 рази. Додатковий видобуток на одну оброблену свердловину на цих родовищах коливається від 400 до 560 т, а для Струтинського родовища – 226,37 т нафти.

Особливо виділяється Північно-Долинське родовище, для якого середній приріст дебіту нафти є найбільшим, досягаючи 1,5 тис. т. Це пояснюється тим, що на цьому родовищі оброблялися свердловини з високим потенціалом дебіту нафти.

Для оцінки ефективності впровадження технології розрахуємо вплив закачування мікроемульсії в свердловину №52 Заводівського родовища. Детальні результати розрахунків наведені в додатку А.

4.4 Застосування методу підвищення нафтовіддачі нафтового покладу Заводівського родовища методом заводнення з використанням ВПП

Розрахунок методу заводнення з використанням важкого побічного продукту (ВПП) для умов вигодського покладу Заводівського нафтового родовища передбачає врахування низки важливих чинників, які можуть вплинути на ефективність технології. Вигодський поклад характеризується низькою фільтрацією в продуктивних шарах, що означає необхідність застосування спеціальних методів для підвищення рухливості нафти в цих умовах.

У початковий період розробки максимальний дебіт нафти на одну свердловину становив 9 тонн на добу, проте з часом цей показник значно зменшився, і в період між 2010 та 2020 роками дебіт нафти варіювався між 2-

3 тоннами на добу. Це зниження свідчить про необхідність застосування більш ефективних методів підвищення продуктивності родовища, зокрема заводнення з використанням ВПП.

Для забезпечення більш детального дослідження та контролю за процесами на родовищі обсяг робіт щодо визначення коефіцієнту світлопереломлення буде продовжено відповідно до проекту розробки родовища. Враховуючи невеликі обсяги видобутку нафти та обмежену ресурсну базу підприємства, дослідження з вимірювання продуктивності, рівнів рідини, пластового тиску та профілів приймальності виконуватимуться щорічно. Це дозволить регулярно оцінювати ефективність застосовуваних технологій і коригувати їх за необхідністю.

Залишкова нафта в заводнених пластах утримується за допомогою капілярних сил, молекулярних взаємодій і в'язкості, особливо в малопроникних частинах пор. Для її витіснення необхідно або повністю усунути ці капілярні сили, або знизити їх до рівня, при якому гідродинамічні сили, що виникають через перепад тиску, будуть достатньо сильними для ефективного переміщення нафти.

Використання ВПП з оцтовим ангідридом як частини технології заводнення дає змогу вирішити цю задачу. Оцтовий ангідрид, взаємодіючи з водними розчинами аміаку, забезпечує екзотермічну реакцію, яка виділяє тепло і створює теплову облямівку в зоні витіснення, що значно знижує капілярні сили. В результаті цього розчин здатен витіснити нафту з породи, зменшуючи міжфазний натяг і забезпечуючи стабільність процесу.

Основними компонентами ВПП є оцтовий ангідрид та етилендіацетат, кожен з яких виконує важливу роль у процесі витіснення. Оцтовий ангідрид здатний до екзотермічної взаємодії з водним розчином аміаку, що створює додаткове теплове збудження в пласті. Етилендіацетат, у свою чергу, чудово розчиняє вуглеводні та має високу в'язкість порівняно з в'язкістю пластової нафти, що дозволяє зберігати стабільність межі поділу фаз і підвищує коефіцієнт охоплення пласта витісненням.

ВПП має склад, до якого входять оцтовий ангідрид (20-40%), етилендіацетат (30-50%), оцтова кислота (2-10%), що добре змішується з нафтою і не розчиняється у воді. Останній компонент, етилендіацетат, здатний ефективно взаємодіяти з вуглеводнями, розчиняючи їх і сприяючи створенню ефекту змішаного витіснення. Застосування ВПП дозволяє повністю усунути капілярні сили, а розчин витісняє нафту і воду, забезпечуючи ефективне переміщення нафти.

В результаті такої взаємодії утворюється зона підвищеної нафтонасиченості перед фронтом витіснення, а позаду неї – зона підвищеної водонасиченості. В залежності від величини облямівки і концентрації активних речовин у ній можна досягти практично повного витіснення нафти з однорідного пласта.

Додаткові розрахунки щодо ефективності технології заводнення на групі видобувних свердловин 14, 52, 74, 75, 76 Заводівського родовища будуть виконані в додатку Б.

Висновки до розділу 4

1. За результатами проведених лабораторних досліджень були розроблені технології використання ПАПС для ефективного видобування залишкової нафти з обводнених нафтових пластів та інтенсифікації припливу нафти до свердловини на заключній стадії розробки нафтових родовищ.

2. Згідно з теоретичними розрахунками технологічного ефекту від впровадження запропонованої технології вилучення нафти з обводнених нафтових пластів вигодо-бистрицького покладу Північно-Долинського родовища (в районі свердловини 820), додатковий видобуток нафти становитиме 18,52 тис. тонн, додатковий видобуток газу — 5,188 млн м³, а тривалість процесу може становити до десяти років.

3. Для підвищення кінцевого коефіцієнта нафтовилучення на вибраному покладі було виконано розрахунок впливу закачування мікроемульсії в

видобувну свердловину №52 Заводівського родовища. Технологічна ефективність завдяки обробці розчином складатиме 31,22%, що призведе до зростання кінцевого розрахункового коефіцієнта нафтовилучення з 30% до 41%.

4. На завершальній стадії розробки Заводівського родовища рекомендовано застосовувати методи вдосконаленого заводнення з використанням ВПП. Це дозволить значно збільшити видобуток нафти за рахунок більш широкого охоплення пласта, а також зменшити витрати за рахунок зменшення обсягів прокачування рідини через пласт.

5. Додатковий видобуток нафти внаслідок впровадження процесу підтримки пластового тиску з використанням ВПП становитиме 86,5 тис. тонн (приріст видобутку на 9%), що є значним для родовища на завершальній стадії його розробки.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

В результаті виконання магістерської роботи одержано наступні основні результати:

1. Проведено аналіз нафтових родовищ західного регіону України, поточного стану і систем їх розробки. На основі аналізу вітчизняного та міжнародного досвіду розробки нафтових родовищ на завершальній стадії розробки запропоновано застосування комбінованих фізико-хімічних методів заводнення із використанням поверхнево-активних речовин та полімерних систем. Оскільки використання дорогівартісних методів підвищення нафтовилучення на цій стадії є економічно невиправданим, було рекомендовано додатково використовувати важкий побічний продукт виробництва оцтового ангідриду для заводнення свердловин.

2. До впровадження на Заводівському нафтовому родовищі запропоновано розчин поверхнево-активної полімервмісної системи (ПАПС) із таким складом: суміш сульфонолу та савенолу в співвідношенні 1:1 з 0,05% загальним вмістом ПАР та додаванням 0,03% полімеру ПАА. Розчин необхідно готувати на мінералізованій воді, а об'єм об'ємівки ПАПС становив 50% об'єму нафтонасичених пор пласта. Було обґрунтовано склади робочих розчинів і визначено послідовність технологічних процесів.

3. Для збільшення кінцевого коефіцієнта нафтовилучення обчислено вплив закачування мікроемульсії у видобувну свердловину №52 Заводівського родовища. Завдяки обробці розчином технологічна ефективність зростає на 31,22%, що підвищить кінцевий коефіцієнт нафтовилучення з 30% до 41%.

4. За результатами фізичного моделювання процесів витіснення нафти комбінованими методами – високоактивними поверхнево-активними системами та оцтовим ангідридом встановлено, що в моделі пласта температура в теплої об'ємівці зростає на 32–46°C через реакцію оцтового ангідриду з лугом. Водночас коефіцієнт витіснення залишкової нафти збільшується на 7–19% завдяки змішваному витісненню нафти ВПП.

5. Аналіз родовищ західного нафтогазоносного регіону зони вказав на

доцільність впровадження технології підвищення нафтовилучення за допомогою ВПП на Заводівському нафтовому родовищі. Розрахунки свідчать, що додатковий видобуток нафти завдяки підтриманню пластового тиску у групі видобувних свердловин (№14, 52, 74, 75, 76) із застосуванням ВПП становитиме 86,5 тис. тонн, що є значним результатом для родовища на завершальній стадії розробки.

10. Libya: Energy investments persist in a puzzling land, *Oil & Gas Journal*, July 21, 2003, pages 40-44.
11. Wildlife resources and vulnerabilities summarized for 1002 area of ANWR, *Oil & Gas Journal*, Apr 28, 2003, pages 34-39.
12. Field hydrodinamikal testing of gas condensate watering wells, *Oil & Gas Business*, 2004.
13. Збірник наукових праць науково-практичної конференції "Стан і перспективи розробки родовищ нафти і газу України, 18-23 листопада 2003р. - Івано-Франківськ, 2003р. - 156с.
14. Звіт про НДР «Моніторинг розробки родовищ нафти і газу нафтогазовидобувними підприємствами НАК „Нафтогаз України” і підготовка рекомендацій, спрямованих на підвищення їх ефективності». Договір 1-03, розділ 3, тема 1, заключний звіт, 2007р.
15. Пат. 71946 Україна, МКВ E21B 43/27. Спосіб кислотної обробки продуктивних пластів / ВАТ „Укрнафта”: Гнип М.П., Дирів І.П., Рудий М.І. та інші. - № 2001085766; заявл. 14.08.2001; опубл. 17.01.2005, Бюл. № 1.
16. Пат. № 72010 Україна, МКВ E21B 43/22. Спосіб хімічної обробки неоднорідних за проникністю пластів / ВАТ „Укрнафта”: Гнип М.П., Михайлюк В.Д., Рудий М.І. та інші. - № 2002054210. - Заявл. 23.05.2002; Опубл. 17.01.2005, Бюл. № 1.
17. Пат. 55097A Україна, МКВ E21B 43/22. Спосіб термохімічної обробки свердловини / ВАТ „Укрнафта”: Гнип М.П., Зарубін Ю.О., Рудий М.І. та інші. - № 2002065332; заявл. 27.06.2002; опубл. 17.03.2003, Бюл. № 3.
18. Kish L. *Statistic Design of Research*/ Kish L. - New York: John Wiley and Sons, 1987. - 267р.
19. Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. докторів технічних наук В.С.Бойка, Р.М.Кондрата, Р.С.Яремійчука. - К.: Львів, 1996. - 620с. - ISBN5-335-01293-5.

29. Дорошенко В.М. Методологічні та технологічні основи комплексної інтенсифікуючої дії на систему "свердловинопласт": автореф. дис. д.т.н.: спец. 05.15.06 „Розробка та експлуатація нафтових і газових родовищ” ІФНТУНГ. – Івано-Франківськ, 1996. – 36 с. ✓
30. Кочмар Ю.Д. Інтенсифікація припливу нафтогазової продукції до свердловин/ Ю.Д. Кочмар; К.: Львів, 2005р. – ч.2 – 371с. ✓
31. Горський В.Ф. Полегшений тампонажний цемент ПЦТП 22 – 100 / В.Ф. Горський, Ю.Ф. Шевчук, Д.О. Єгер та ін. // Нафтова і газова промисловість. - 1996. № 2.- С. 41 – 43. ✓
32. Прогноз глибини і ступеня пошкодження привибійної зони пласта за даними технології його розкриття : матеріали 6-ої Міжнародної науково-практичної конференції “Нафта і газ України / В.О. Федішин, М.І. Зозуляк, М.В. Рега - 2000”.- Т 2. -м. Івано-Франківськ. -С. 106 – 107. ✓
33. Лубан Ю.В. Про вплив промивних рідин, інгібованих хлоридом магнію, на якість розкриття продуктивних горизонтів / Ю.В. Лубан // Нафтова і газова промисловість. - 1998. -№6. -С.21 –23.
34. Єгер Д.О. Досвід буріння свердловин з використанням доліт компанії “Х’юз Крістенсен” на родовищах ВАТ “Укрнафта” / Д.О. Єгер, М.Є. Тачинський, М.В. Каралаш, та ін. // Нафтова і газова промисловість – 1997.- № 6. - С. 20 – 26.
35. Черниш І.Г. Модифіковані волокнисті сорбенти нафтопродуктів на основі гірничо-збагачувального виробництва / І.Г. Черниш, С.В. Ільчишина, Д.О. Єгер, та ін.// Нафтова і газова промисловість. – 1996. - № 2. - С. 32 – 33. ✓
36. Ільчишина С.В. Використання гідрофільно-гідрофобних сорбентів на основі мінеральних волокон та терморозширеного графіту для очищення підтоварної води / С.В. Ільчишина, І.Г. Черниш, М.Ф. Іванишин, Д.О. Єгер // Нафтова і газова промисловість. - 1997. - № 3. - С. 26 – 27.
37. Гошовський С.В. Проблема нарощування видобутку вуглеводнів в Україні / С.В. Гошовський // Нафтова і газова промисловість. – 1998. - №6. - С. 25-26.

38. Шевченко І.М. Розвиток концепції “низькопористий колектор” в контексті розгляду його фізико-хімічних властивостей / І.М. Шевченко // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. - Івано-Франківськ. - 1999. - Вип. 36. - С. 208-213.

39. Дорошенко В.М. Фізико-хімічні основи використання солевого відсіву виробництва магнею для технологічних дій у свердловинах / В.М. Дорошенко // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. - Івано-Франківськ. - 1994. - Вип. 31. - С. 68-71.

40. Шевченко І.М. Властивості граничного шару низькопористого колектора і його вплив на вибір методу інтенсифікації припливу / І.М. Шевченко // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. - Івано-Франківськ. - 1997. - Вип. 34. - С. 203-206.