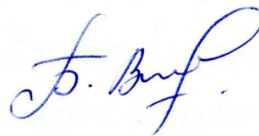


МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
НАФТИ І ГАЗУ

На правах рукопису

БОГОСЛАВЕЦЬ ВОЛОДИМИР ВАСИЛЬОВИЧ



УДК 622.244.442:622.244.5

ВИБІР ОПТИМАЛЬНИХ РЕЦЕПТУР БУРОВИХ РОЗЧИНІВ
ДЛЯ РОЗКРИТТЯ НАФТОВИХ ПЛАСТІВ

05.15.10 – Буріння свердловин

Дисертація

на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук

НАУКОВИЙ КЕРІВНИК

Мислюк Михайло Андрійович

доктор технічних наук, професор

*Всі примірники дисертації ідеально з'єднані з місцем.
Взяти секретар спец. бюро рід. до. 05.10.14. / Ковбасюк І. М. /*

Івано-Франківськ – 2014

НТБ
ІФНТУНГ



d511

послужно

Ковбасюк І. М.

12-18-17



З М І С Т

	Стор.
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ.....	4
ВСТУП.....	5
РОЗДІЛ 1	
АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ТЕХНОЛОГІЙ РОЗКРИТТЯ ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ.....	10
1.1 Загальна характеристика технологій розкриття продуктивних пластів.....	11
1.2 Причини забруднення продуктивних пластів під час їх розкриття....	15
1.3 Бурові розчини для розкриття продуктивних пластів.....	22
1.4 Методи покращання якості розкриття продуктивних пластів.....	31
Висновки до розділу 1.....	37
РОЗДІЛ 2	
МЕТОДИЧНІ ПРИНЦИПИ ВИБОРУ РЕЦЕПТУР БУРОВИХ РОЗЧИНІВ ДЛЯ РОЗКРИТТЯ ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ.....	38
2.1 Постановка задачі.....	38
2.2 Інформаційне забезпечення задачі.....	42
2.3 Загальна схема алгоритму вибору оптимальної рецептури бурового розчину.....	48
2.4 Двоетапна процедура вибору оптимальної рецептури бурового розчину.....	53
Висновки до розділу 2	55
РОЗДІЛ 3	
ВИБІР РЕЦЕПТУР І ДОСЛІДЖЕННЯ БУРОВИХ РОЗЧИНІВ ДЛЯ РОЗКРИТТЯ ПРОДУКТИВНИХ НАФТОВИХ ПЛАСТІВ.....	56
3.1 Гуматно-біополімерний буровий розчин.....	56
3.2 Дослідження технологічних властивостей гуматно-біополімерних бурових розчинів.....	61
3.3 Біополімерний буровий розчин	69

3.4 Дослідження технологічних властивостей біополімерних бурових розчинів.....	75
Висновки до розділу 3	82
РОЗДІЛ 4	
ДОСЛІДЖЕННЯ ВЛАСТИВОСТЕЙ ЕМУЛЬСІЙ ФІЛЬТРАТ	
БУРОВОГО РОЗЧИНУ – НАФТА.....	84
4.1 Дослідження реологічних властивостей емульсій, утворених гуматно – біополімерним буровим розчином.....	85
4.2 Дослідження реологічних властивостей емульсій, утворених біополімерним буровим розчином.....	93
4.3 Структура емульсій.....	98
Висновки до розділу 4	103
РОЗДІЛ 5	
РОЗРОБЛЕННЯ І АПРОБАЦІЯ РЕЦЕПТУР БУРОВИХ РОЗЧИНІВ	
ДЛЯ РОЗКРИТТЯ ПРОДУКТИВНИХ НАФТОВИХ ПЛАСТІВ.....	105
5.1 Рецептури бурових розчинів для розкриття продуктивних нафтових пластів.....	105
5.2 Рекомендації для застосування гуматно-біополімерного та гуматно-акрилокалієвого бурових розчинів.....	112
5.3 Вибір оптимальної композиції поверхнево-активних речовин для біополімерного бурового розчину Біокар	116
5.4 Апробація оптимальної рецептури бурового розчину Біокар на свердловині Яблунівського родовища	124
Висновки до розділу 5	139
ВИСНОВКИ.....	141
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	143
ДОДАТКИ.....	160

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

- АВПТ – аномально високий пластовий тиск
АНІ – Американський нафтовий інститут
АНПТ – аномально низький пластовий тиск
ББР – біополімерний буровий розчин
ПВЛР – порошкоподібний вугільно-лужний реагент
ГББР – гуматно-біополімерний буровий розчин
ГКР – газоконденсатне родовище
ДДз – Дніпровсько-Донецька западина
ДФЕ – дробовий факторний експеримент
КТК – коефіцієнт тертя кірки
ККМ – критична концентрація міцелоутворення
КСІ – хлорид калію
НГКР – нафтогазоконденсатне родовище
НПАА – негідролізований поліакриламід
ОЦКП – ортогональний центральний композиційний план
ПАР – поверхнево-активна речовина
ПЗП – приви́бійна зона пласта
ПФЕ – повний факторний експеримент
СНЗ – статичне напруження зсуву
СПО – спуско-підймальні операції
ЦКП – центральний композиційний план

ВСТУП

Актуальність теми. До важливих напрямків підвищення енергетичної незалежності України відносять нарощування обсягів пошуково-розвідувальних робіт з метою приросту запасів та збільшення видобутку нафти і газу.

На сьогоднішній день однією з проблем розробки нафтових і нафтогазових родовищ є підвищення коефіцієнта нафтовилучення. В Україні це особливо актуально в останні роки, коли видобуток нафти постійно знижується, а приріст запасів не компенсує обсягів поточного видобутку.

Більшість родовищ, що забезпечували основний видобуток нафти вже вступили або вступають у пізню стадію розробки і характеризуються високим обводненням продукції, яке досягає 82–88%. Незважаючи на тривалий час розробки, досягнуті фактичні коефіцієнти нафтовилучення не перевищують 35%. У зв'язку з цим в надрах залишається понад 60% балансових запасів нафти.

Значним резервом для підвищення видобутку нафти в Україні є залучення до промислової розробки покладів з важковилучуваними запасами (виснажених, високообводнених, з низькопроникними колекторами, високов'язкою нафтою та ін.), які обліковуються на Державному балансі корисних копалин України. Загалом основна частка (близько 70%) важковилучуваних запасів нафти відноситься до запасів в низькопроникних колекторах, близько 20% – до запасів виснажених покладів, понад 80% з середньою обводненістю продукції та близько 10% нафт відносять до запасів високов'язких.

Родовища ДДЗ відзначаються різноманітністю геологічних умов. Поклади часто розділені на блоки тектонічними порушеннями. Продуктивні горизонти й окремі пласти мають відносно невеликі товщини (від 20 до 35 м), часто з газовими шапками і підшовними водами. Карбонатні колектори і важкі високов'язкі нафти зустрічаються лише на окремих родовищах. У низькопроникних колекторах

залягає 37% поточних запасів нафти. На родовищах характерна досить виражена тріщинуватість колекторів.

Розкриття продуктивних пластів зазвичай проводиться без достатньо повного врахування фізичних властивостей колектору і його мінералогічного складу. Склад і технологічні властивості бурових розчинів регламентуються з врахуванням вимог проходження свердловин без ускладнень і часто не відповідають вимогам збереження природних властивостей колекторів. Вимоги до якості їх розкриття за останні роки значно зросли, тому передбачається перехід до застосування безглинистих біополімерних бурових розчинів.

Значний внесок у вивчення та розробку без глинистих біополімерних бурових розчинів і застосування ПАР для їх обробки, а також технологій первинного розкриття продуктивних пластів зробили А.Г. Аветисов, Н.Г. Аветисян, В.А. Аміян, О.К. Ангелопуло, А.М. Андрусак, А.І. Булатов, Г.Т. Вартумян, А.О. Васильченко, В.Г. Вітрик, Дж. Грей, А.М. Григорян, О.М. Давиденко, Є.А. Дам'янова, Г.С.Г. Дарлі, К.Ф. Жигач, В.А. Капітонов, В.Н. Кошелев, І.І. Кравченко, В.В. Крецул, В.І. Крилов, Я.В. Кунцяк, О.В. Кустурова, Ю.В. Лубан, М.А. Мислюк, В.Д. Михайлюк, С.А. Мойса, П.А. Ребіндер, Ю.М. Салижин, У.Л. Скальська, А.К. Степанянц, В.І. Яненко, Р.С. Яремійчук та інші.

Для підвищення якості розкриття продуктивних нафтових пластів необхідно розробити і впровадити нові рецептури біополімерних бурових розчинів. Тому проблема розробки, лабораторного дослідження та впровадження нових рецептур біополімерних бурових розчинів є актуальною і важливою для галузі.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дисертаційна робота виконана у відповідності з планами науково-дослідних робіт на період 2010–2011 років за темою Д-6-10-П «Нові технології видобування вуглеводнів із родовищ з важковилучуваними запасами» (№0110U000116) і на період 2012–2013 років за темою Д-18-12-П «Розроблення

методів управління процесом спорудження скерованих свердловин в сланцевих і вугільних відкладах» (№0112U004157).

Мета і задачі дослідження. *Метою дослідження є підвищення якості розкриття продуктивних нафтових пластів на основі використання оптимальних рецептур бурових розчинів з поверхнево-активними речовинами.*

Основні задачі досліджень:

удосконалити методику вибору оптимальних рецептур бурових розчинів для розкриття продуктивних нафтових пластів;

дослідити поверхневі властивості на границі розділу фаз фільтрат бурового розчину – флюїд;

розробити оптимальні рецептури бурових розчинів для розкриття продуктивних нафтових пластів;

оцінити ефективність запропонованих рецептур бурових розчинів у промислових умовах.

Об'єктом дослідження дисертаційної роботи є системи бурових розчинів для розкриття продуктивних нафтових пластів, а *предметом дослідження* – технологічні властивості бурових розчинів і поверхневі властивості на границі розділу фаз фільтрат бурового розчину – нафта.

Методи дослідження. Рецептури бурових розчинів для розкриття продуктивних нафтових пластів вибрано із використанням моделі прийняття рішень з гнучким вибором критерію оптимальності. Базові моделі бурових розчинів побудовано з допомогою методів планування експериментів і регресійного аналізу їх результатів.

Технологічні властивості бурових розчинів визначались за стандартними методиками. Реологічні властивості бурових розчинів та емульсій фільтрата з нафтою досліджувались за даними ротаційної віскозиметрії з урахуванням температурних умов в класі моделей Ньютона, Шведова – Бінгама, Оствальда, Гершеля – Балклі і Шульмана – Кессона.

Поверхневі властивості на границі розділу фаз фільтрат бурового розчину – нафта вивчались з використанням приладів на основі сталагмометричного методу і методу обертової краплі.

Наукова новизна одержаних результатів

1. Удосконалено модель вибору рецептури бурового розчину та обґрунтовано критерії оптимальності для якісного розкриття продуктивних нафтових пластів.

2. Уточнено механізм погіршення фільтраційних властивостей порід внаслідок можливого утворення емульсій виду фільтрат бурового розчину – нафта з проявом неньютонівських реологічних властивостей, що у поєднанні з поверхневими явищами на границі розділу фаз ускладнюють фільтраційні процеси і негативно впливають на дебіт свердловин.

Практичне значення одержаних результатів полягає у можливості вибору оптимальних рецептур бурових розчинів для якісного розкриття продуктивних нафтових пластів. Запропоновано рецептури ГББР і ББР для розкриття продуктивних нафтових пластів в умовах родовищ ДДз. Підібрано оптимальну композицію ПАР в буровому розчині Біокар для розкриття продуктивного пласта Б-6 на свердловині 96 Яблунівського НГКР.

Особистий внесок здобувача. Основні результати дисертації одержані здобувачем самостійно [18,19]. Особистий внесок у працях, опублікованих у співавторстві М.А. Мислюком, Ю.М. Салижиним, Ю.Д. Волошиним, З.Д. Хоминцем, Ю.В. Лубаном, М.В. Сенюшковичем та Я.С. Білецьким, такий: обґрунтовано вибір оптимальних рецептур бурових розчинів для розкриття продуктивних нафтових пластів [85, 88, 93]; розроблено і досліджено рецептури біополімерних бурових розчинів для розкриття продуктивних нафтових пластів [118,119]; обґрунтовано умову запобігання забруднення продуктивних пластів під час цементування [98]; проведено дослідження міжфазного натягу на границі розділу фаз фільтрат бурового розчину – нафта [18, 19]; проведено дослідження реологічних властивостей емульсій типу фільтрат бурового

розчину – нафта [92]; підбрано рецептуру біополімерного бурового розчину Біокар і проведено її випробування в промислових умовах [94].

Апробація результатів роботи. Основні положення роботи доповідалась на міжнародній науково-технічній конференції «Інноваційні технології буріння свердловин, видобування нафти і газу та підготовки фахівців нафтової галузі» (м. Івано-Франківськ, 3–6 жовтня 2012р.); науково-технічній конференції «Підвищення ефективності буріння свердловин та інтенсифікації нафтогазовидобутку на родовищах України»(м. Івано-Франківськ, 16–18 листопада 2010 р.); XI mezinárodní vědecko-praktická konference. Aktuální vymoženosti vědy–2013. – Praha. Publishing House «Education and Science» s.r.o, (27.06–05.07.2013).

У повному обсязі робота доповідалась на науковому семінарі кафедри буріння нафтових і газових свердловин ІФНТУНГ (липень, листопад 2013р.).

Публікації. За матеріалами дисертації опубліковано 10 наукових праць, з яких 5 у фахових наукових журналах (в т.ч. 1 стаття у журналі, що індексується у базі даних Scopus), 3 у збірниках праць міжнародних та всеукраїнських конференцій, отримано 2 патенти України на корисну модель.

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ТЕХНОЛОГІЙ РОЗКРИТТЯ ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ

Однією з найважливіших проблем нафтогазовидобувної галузі вважається підвищення якості робіт, пов'язаних з первинним розкриттям продуктивних пластів у процесі буріння. Ця проблема набуває особливого значення у зв'язку із ситуацією, що склалась на сьогодні в Україні з видобуванням нафти і газу.

У період інтенсивного розвитку нафтової і газової промисловості за часів Радянського Союзу, коли освоювались нові перспективні райони, питанню оцінки якості розкриття продуктивних пластів не надавалось належної уваги. Основні сили концентрувались на збільшенні швидкостей та обсягів буріння. Тепер, коли більшість родовищ України є виснаженими, часткове нарощування обсягів видобутку нафти і газу можливе за рахунок якісного проведення робіт, пов'язаних з первинним розкриттям продуктивних пластів у нових свердловинах та буріння додаткових стовбурів для повторного розкриття об'єктів, які знаходились в експлуатації.

Численні дослідження [11, 28 – 30, 48, 66, 76, 133] та значний промисловий досвід [9, 72, 84] свідчать, що терміни освоєння свердловин, пробурених в однакових умовах, і їх продуктивність можуть бути різними залежно від якості первинного розкриття продуктивних пластів. Разом з тим, використання технологічних операцій з однаковими параметрами призводить до різних кінцевих результатів.

За останні роки бурові компанії України при спорудженні свердловин в умовах АНПТ використовують бурові розчини густиною 1100 – 1280 кг/м³, що призводить до аномально високих репресій [83, 84, 137]. Під час освоєння таких свердловин виникають ускладнення, їх дебіти потенційно низькі. Тому для спорудження свердловин в зонах з низькими пластовими тисками доцільно використовувати бурові розчини меншої густини.

Основою успішного первинного розкриття вважається збереження природної проникності порід-колекторів та цілісності стінок свердловини в інтервалі продуктивного пласта. Це може бути досягнуто за рахунок використання таких технологій буріння, які виключають можливість потрапляння в пори порід-колекторів забруднювальних матеріалів і, як наслідок, зменшення проникності продуктивних пластів, а також втрати стійкості стінок свердловин [28, 29, 41, 66 – 71, 75, 83, 128, 131, 137].

1.1 Загальна характеристика технологій розкриття продуктивних пластів

Сучасні технології розкриття продуктивних горизонтів спрямовані на збереження природної проникності порід колекторів [32, 83], від ефективного вирішення якого залежить продуктивність свердловин і ступінь вилучення вуглеводнів у процесі розробки родовищ.

Якість первинного розкриття продуктивних покладів визначається передусім особливостями будови, і типу колектора, його мінералогічним складом та фільтраційно-ємнісними властивостями, наявністю міжпластових і підшовних вод, пластовими тисками, міцністю порід, що складають продуктивні пласти.

Сьогодні застосовують технології розкриття продуктивних горизонтів в умовах репресії, рівноваги вибійних і пластових тисків та депресії на пласт.

Технології розкриття продуктивних пластів на репресії [68, 77, 84, 128, 131, 137] прості в реалізації, для цього достатньо застосування стандартного противикидного обладнання і регулювання технологічних властивостей бурового розчину.

До недоліків цієї технології слід віднести:

- погіршення фільтраційно-ємнісних властивостей колектора у привибійній зоні внаслідок проникнення дисперсної фази і дисперсійного середовища бурових розчинів;

– виникнення ускладнень процесу буріння з причини високих тисків у свердловині (поглинання бурових розчинів, прихвати бурильної колони та ін.)

– зменшення механічної швидкості буріння гірських порід, яке зумовлене надлишковим тиском бурового розчину на вибої свердловини.

В УкрНДІгазі [72, 134] розроблено технологію розкриття продуктивних пластів на репресії з утворенням закріпного непроникного шару на стінках свердловини, що досягається використанням вапняного бурового розчину та хімічної взаємодії вапна бурового розчину з алюмінатами і силікатами гірських порід привибійної зони. За цією технологією вторинне розкриття необхідно здійснювати із застосуванням спеціальної рідини щоб нейтралізувати вапно за рахунок простого пониження лужності. У випадку буріння похило-скерованих або горизонтальних свердловин із закінченням її фільтром закріпний цементний шар пропонують видаляти шляхом розширення стовбура і промивання його рідиною, що не забруднює пласт-колектор.

Для реалізації технології з проявом ефекту повної та надійної ізоляції продуктивних пластів в УкрНДІгазі розроблено рецептури мало- та безглинистих вапняних бурових розчинів нового покоління.

Запропоновано технологію первинного розкриття пористих та частково тріщинуватих продуктивних горизонтів за рахунок застосування безглинистого крохмально-калієвого бурового розчину з одночасною кольматацією колекторів кислоторозчинними наповнювачами з використанням удосконаленого кольматуючого пристрою [16, 17, 71, 72].

Використання технологій розкриття продуктивних пластів в умовах рівноваги пластових і вибійних тисків [12, 35, 68, 83, 131] майже не забруднює породи-колектори, внаслідок чого дебіт свердловин може досягати потенційних значень. Крім цього, така технологія підвищує механічну швидкість буріння, зменшує витрати на промивальні рідини через відсутність потреби обважнювати їх, запобігає ускладненням, що виникають за причиною високих

тисків у свердловині, спрощує конструкцію свердловин за рахунок зменшення кількості обсадних колон.

Впровадження такої технології буріння можливе після вирішення двох основних задач [131]:

- створення спеціального вибійного та гирлового обладнання, яке забезпечує контроль і керування процесами, що відбуваються у свердловині та виключає можливість викидів флюїду з неї під час буріння;
- розроблення методів та засобів оперативного прогнозування і виявлення зон з АВПТ.

Відомо багато методів прогнозування і виявлення зон АВПТ за даними, які реєструються на поверхні [80, 81, 83]. В сучасній практиці буріння використовують телесистеми, які реєструють на вибої свердловини дані про роботу долота, параметри промивальної рідини та властивості гірських порід [81, 83]. Розроблено спеціальні види каротажів для прогнозування зон АВПТ безпосередньо під час буріння [81, 83, 85].

Окреме використання будь-якого з цих методів не дає повної гарантії своєчасного виявлення зон АВПТ, тому отримання достовірних результатів має ґрунтуватись на комплексному застосуванні різних методів і засобів [85, 86].

В умовах рівноваги вибійних і пластових тисків запобігається поступлення рідини в пласт, але не виключається можливість всмоктування її водної основи за рахунок капілярних та осмотичних явищ. Тому потрібно якісно підбирати склад бурових розчинів, щоб звести до мінімуму ці негативні фактори. Для розкриття продуктивних пластів з низьким коефіцієнтом аномальності в якості промивальних агентів рекомендується застосовувати аеровані рідини, піни і газоподібні агенти.

У [58, 59, 100] розглянуто основні фактори, що обмежують область застосування різних бурових розчинів при розкритті продуктивних пластів з АНПТ, розроблено рекомендації для використання емульсійних бурових розчинів на вуглеводневій основі.

У [131] розглядається нова конструкція експериментально-промислового зразка пристрою для генерування пін, результати його випробування на різних режимах роботи та використання.

Лабораторні дослідження показали [42], що застосування стабілізаторів і структуроутворювачів (комплекс із високомолекулярного акрилового полімеру FP-107 і карбоксиметилкрохмалю КМК-БУР-2) у поєднанні з ПАР забезпечує стабільні газорідинні системи для розкриття продуктивних пластів в умовах АНПТ. Реологічні моделі цих бурових розчинів відповідають моделі Оствальда, а низький коефіцієнт нелінійності характеризує їх високу псевдопластичність.

Найбільш надійні для запобігання забрудненню продуктивних горизонтів є технології буріння в умовах депресії на пласт, так звані технології *underbalanced drilling* (UBD) [32, 83]. Технології UBD застосовують провідні бурові компанії світу. Вважається доказаним, що потенційні можливості технологій завершення свердловин можуть бути досягнуті тільки при розкритті продуктивних пластів на депресії [35].

Технології UBD застосовують під час розкриття продуктивних пластів з нормальними й аномально низькими тисками, у т. ч. горизонтальними стовбурами. Світовий досвід показує, що збільшення вартості бурових робіт за технологіями UBD швидко окуповується за рахунок підвищеної продуктивності свердловин [81].

Досвід розкриття продуктивних пластів із використанням газоподібних агентів, газорідинних систем і традиційних бурових розчинів на депресії свідчить [35, 44, 131, 137], що в умовах АНПТ і низьких колекторських властивостей найефективнішим є використання пінних систем. У порівнянні зі звичайними буровими розчинами проходка на долото і механічна швидкість буріння підвищились в 2,3 – 6,2 раз, а приплив нафти виявився з потенційно можливим дебітом для даного пласта.

Для буріння горизонтальних свердловин запропоновано технологію розкриття продуктивних пластів на депресії з використанням газорідинних (нафта з азотом) промивальних агентів і закритої циркуляційної системи [7, 11,

30, 36, 37, 65, 134]. Ця технологія дозволяє в декілька разів підвищити дебіт відбору нафти або газу та ефективність проведення бурових робіт. Технологія дає найбільший ефект при бурінні нафтових свердловин на пізній стадії розробки з пластовими тисками, нижчими гідростатичного.

У [29, 100] розглянуто вплив проникності ПЗП на дебіт свердловини. Показано, що підвищення проникності привибійної зони вище певної величини незначно збільшує дебіт свердловини, разом з тим незначне зниження проникності привибійної зони призводить до значного зниження дебіту. Запропоновано варіант технології розкриття продуктивних пластів на керованій депресії.

На основі аналізу технологій розкриття порід продуктивних пластів на депресії [36, 37] встановлено причини зниження потенційно можливих початкових дебітів свердловин. Для запобігання забруднення ПЗП розроблено методичні рекомендації щодо його моделювання при бурінні на депресії [37]. Модель зони проникнення фільтрату бурового розчину враховує явище капілярного просочення порід пласта і може бути використана для прогнозування продуктивності свердловин і техніко-економічного обґрунтування технології завершення.

Отже, для усунення недоліків, які пов'язані з технологією первинного розкриття та збереження природних колекторських властивостей, необхідно змінити технологію буріння свердловин на принципово іншій гідродинамічній основі. Потрібно здійснювати розкриття продуктивних пластів в умовах рівноваги вибійних і пластових тисків або на депресії.

1.2 Причини забруднення продуктивних пластів під час їх розкриття

До причин, що викликають погіршення фільтраційних властивостей ПЗП, відносять: механічні, фізико-літологічні, фізико-хімічні і термохімічні.

Механічне забруднення погіршує фільтраційні властивості ПЗП, в результаті :

- проникнення в поровий простір ПЗП твердої фази бурової технологічної рідини;
- впресування в поровий простір ПЗП зерен породи, яка руйнується долотом при бурінні;
- закупорювання тонкого шару породи навколо вибою глиною або тампонажним цементом в процесі кріплення свердловин [131, 134].

Фізико-літологічна група причин погіршує проникність ПЗП внаслідок дії прісної води на цемент і скелет породи. Це погіршення обумовлено [134]:

- проникненням у ПЗП фільтрату бурового розчину або мінералізованої води при капітальному ремонті свердловин;
- закачуванням води в пласт для підтримки пластового тиску;
- проривом сторонніх пластових слабо-мінералізованих вод у продуктивний пласт;
- проривом води з нагнітальної свердловини в ПЗП або проникненням її в цю зону в результаті капілярних процесів. Ці явища на сьогодні вивчені слабо.

До фізико-хімічної групи причин погіршення фільтраційних властивостей ПЗП відносяться:

- проникнення в пористе середовище води, що призводить до збільшення водонасичення і створення перепони фільтрації нафти за рахунок різниці міжфазних натягів з нафтою [131];
- виникнення капілярного тиску, який виникає при проникненні фільтрату в породу. При куті змочування породи водою $\phi < 90^\circ$ надлишковий капілярний тиск протидіє витісненню її з пласта, а при куті змочування $\phi > 90^\circ$ – сприяє її витісненню. Звідси випливає, що в пластах, складених з гідрофобних порід, капілярні явища не погіршують проникність ПЗП, а в пластах з гідрофільних порід – погіршують її в декілька разів. У пористому середовищі нафта, оточена адсорбційними плівками, не може злитися з пластовою водою, що знаходиться близько контактів зерен породи. Ці краплі води, рухаючись у бік нафти, займають центральну частину пор та закупорюють їх. Якщо діаметр

пор не перевищує діаметра краплі при підході нафти під час витіснення фільтрату бурового розчину з пористого середовища, то ці краплі води, оточені плівками асфальтенів, не здатні в процесі подальшого їх руху у пористому середовищі злитися одна з однією і з загальною масою фільтрату або із загальною масою нафти. За певних умов це може привести до зниження проникності ПЗП [131];

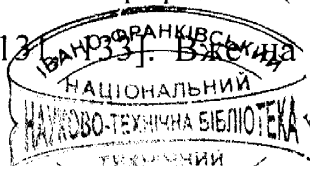
– утворення емульсії. На поверхні розділу нафта – вода концентруються асфальто-смолисті речовини нафти, утворюючи тверді плівки, присутність яких виключає можливість злиття крапель води і викликає закупорювання окремих пор або ділянок пористого середовища. Утворення таких плівок на контакті вода – нафта слід очікувати у всіх смолистих нафт [12, 124], що не містять значної кількості нафтових кислот. Плівки, які здатні закупорювати окремі пори і ділянки пористого середовища, значно ускладнюють приплив нафти до вибою свердловини. Дослідження показали, що стабільність емульсій підвищується не тільки «чорними» емульгаторами нафти (асфальтенами, смолами), а й твердими мінеральними емульгаторами (глинистими частинками) [12, 131, 134].

До групи термохімічних причин, які призводять до погіршення проникності при зміні термодинамічної рівноваги в ПЗП, відносяться:

– відкладення парафіну в скелеті пласта у покладах з низькою пластовою температурою. Цей процес відбувається при охолодженні привибійної зони під час розкриття пласта, тривалої експлуатації свердловини й при закачуванні води в пласт;

– проникнення в продуктивний пласт нижніх високотемпературних і сильномінералізованих вод та їх подальше охолодження, що сприяє відкладенню солей і погіршенню проникності привибійної зони.

Стан ПЗП протягом усього періоду роботи свердловини, починаючи від буріння до ліквідації свердловини, постійно змінюється, причому ніколи подальша проникність пласта не відповідає природній (як правило, проникність ПЗП істотно нижча) [12, 102, 124, 131]. Вже на стадії буріння під час



первинного розкриття продуктивного пласта у ПЗП відбуваються незворотні процеси, які змінюють структуру гірських порід та їх проникність.

Основними факторами, що впливають на забруднення продуктивних пластів є репресія, тривалість її дії, склад та властивості промивальної рідини, циклічні зміни гідродинамічних тисків під час СПО. Погіршення колекторських властивостей відбувається в результаті проникнення в ПЗП твердих часток, фільтрату бурового розчину, їх взаємодії з пластовими флюїдами і породоутворюючими мінералами пласта.

На сьогодні причини погіршення фільтраційних властивостей продуктивних пластів в процесі їх розкриття вивчені достатньо повно багатьма дослідниками [12, 36, 66, 67, 127, 128, 136]. Розрізняють декілька механізмів зменшення проникності продуктивного пласта під впливом твердої фази або фільтрату бурового розчину.

Дж. Р. Грей і Г.С.Г. Дарлі [37] розглядають такі їх види: проникнення з бурового розчину твердих частинок в пласт із подальшим забрудненням порового простору; капілярні явища – вплив фазових проникностей в результаті зміни насиченості пор пласта водою, нафтою або газом, а також породжені ними ефекти змочування і блокування пор водними фільтратами; набухання і диспергування глинистих мінералів у складі порід продуктивного шару в результаті взаємодії з водним фільтратом бурового розчину; осідання розчинних солей у фільтраті бурового розчину і пластовій воді; осипання незцементованих пісків.

Вважається [66, 67, 85, 110], що продуктивні пласти забруднюються не тільки буровими розчинами під час розкриття, але і технологічними рідинами при кріпленні, перфорації, виклику припливу та інших операціях завершення свердловини. Послідовне проникнення в пласт фільтратів різних технологічних рідин на водній основі розглядається як основна причина погіршення колекторських властивостей продуктивного пласта [92].

Причини зниження проникності в зоні проникнення цих фільтратів різноманітні, у тому числі внаслідок їх фізико-хімічної взаємодії з пластовим

флюїдом і між собою [92], підвищення гідрофільності породи та кількості фізичнозв'язаної води [37, 110], кольматація колектора високодисперсною вибуреною породою [12, 66, 67], відкладень парафінів і асфальтенів в порах пласта та ін.

Переміщення фільтрату бурового розчину і нафти в пласті визначаються їх різними фізичними властивостями, особливостями будови гірської породи і багатьма іншими факторами [12, 35, 92]. У гідрофільній породі водний фільтрат переміщається у поверхні зерен і дрібних капілярах, а нафта – у центральній частині пор і більших каналах [110, 127]. Це призводить до утворення в порах пласта емульсії фільтрату бурового розчину і пластової нафти. До факторів, що сприяють їх утворенню слід віднести тривалий контакт нафти і водного фільтрату бурового розчину в ПЗП, циклічні зміни тисків і температури при виконанні різних технологічних операцій у свердловині [12, 35, 110].

При змішуванні води та нафти можливе утворення двох типів емульсій: вода в нафті та нафта у воді. У початковий момент перемішування утворюються емульсії обох типів, але найбільш стійкою є емульсія типу “вода в нафті”. Відзначають різні причини утворення емульсій [12,39,61,67,73,78], основними з яких можуть бути:

- самовільне диспергування одного рідкого середовища в іншому;
- інтенсифікація процесу розпаду фільтрату на дрібні краплі при русі фільтрату через пори малих розмірів;
- пульсація тисків на вибої внаслідок чого відбувається інтенсивне перемішування рідин;
- перемішування нафти і фільтрату на вибої під час буріння і поступлення їх у пласт під дією репресії.

Емульгування нафти в звуженнях фільтраційних каналів у зв'язку з збільшенням швидкостей може відбутися при вмісті надлишкової кількості емульгатора у фільтраті емульсійного бурового розчину [12, 35].

Однією з можливих причин погіршення фільтраційно-ємнісних властивостей продуктивних пластів є підвищення реологічних властивостей

емульсій типу фільтрат бурового розчину – нафта. Відомо також, що закони фільтрації в пористому середовищі акумулюють рівняння руху і реології. Діагностика неньютонівських реологічних властивостей емульсій визначає відповідні нелінійні закони їх фільтрації в пласті. Відзначені причини у поєднанні з поверхневими явищами на межах розділу фаз істотно ускладнюють фільтраційні процеси в продуктивному пласті і негативно впливають на дебіт свердловини.

У [56] проаналізовано вплив бурового і тампонажного розчину на фільтраційні параметри гірських порід. Оцінено вплив фільтраційної кірки бурового розчину і репресії на відновлення проникності порід при тампонуванні свердловин.

У процесі розкриття продуктивних пластів фільтрат бурового розчину під дією репресії витісняється в пласт. У гранулярних та тріщинуватих пластах область, в яку проникли буровий розчин і її фільтрат, умовно поділяють на дві зони: зону кольматації, що примикає до свердловини, і зону проникнення фільтрату. Зона кольматації – це та ділянка навколо свердловини, в пори якої проникли частинки дисперсної фази і фільтрат бурового розчину. Розміри зони кольматації залежать насамперед від гранулометричного складу твердої фази, розміру пор і каналів, структури порового простору, величини репресії і часу впливу бурового розчину з породою.

Фільтрат бурового розчину, зазвичай, має меншу в'язкість, ніж нафта. Під час переміщення в порових каналах і мікротріщинах на деяких ділянках фільтрат рухається швидше, ніж нафта.

У разі утворення водонафтової емульсії внаслідок ефекту Жамена гідравлічний опір фільтрації нафти до свердловини зростає, а фазова проникність зменшується [13]. Додатковий гідравлічний опір під час фільтрації незмішуваних рідин в порових каналах пласта, що мають різний переріз, визначається за формулою

$$\Delta p_k = 2\sigma \left(\frac{1}{r_m'} - \frac{1}{r_m''} \right), \quad (1.1)$$

де σ – міжфазний натяг на межі розділу фаз нафта – вода; r_m' , r_m'' – відповідно радіуси менісків глобул у звуженій і розширеній частинах порового каналу (рис. 1.1).

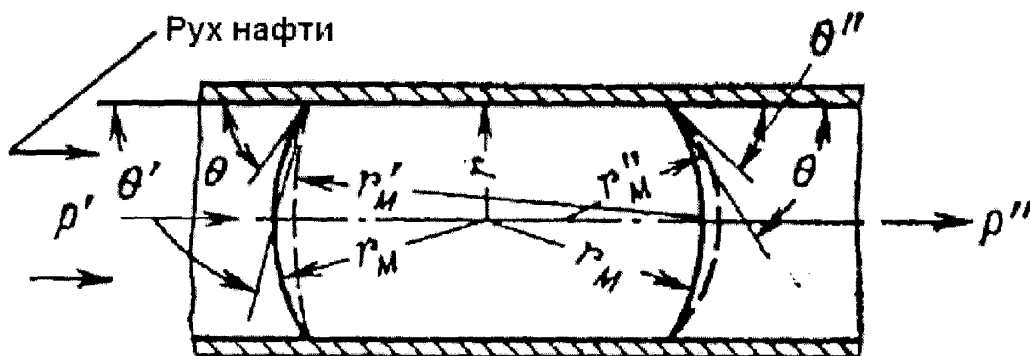


Рисунок 1.1 – Схема деформації краплі в капілярі

Фільтрат бурового розчину містить у розчині різні хімічні речовини, окремі з яких взаємодіючи з наявними в продуктивному пласті речовинами можуть утворювати нерозчинні осади. Наприклад, якщо в пласт надходить вода з вмістом іонів кальцію, то частина органічних речовин може випасти в осад (наприклад, у вигляді кальцієвих мил). У водному фільтраті завжди міститься велика кількість повітря. Кисень може окислювати деякі компоненти пластової нафти і сприяти випаданню в осад утворених при цьому смолистих речовин.

Зниження проникності колектора під впливом фільтрату бурового розчину, зазвичай, набагато менше, ніж в результаті кольтматації частинками твердої фази. Однак глибина проникнення фільтрату в пласт у багато разів більша зони кольтматації. Після припинення промивки швидкість проникнення фільтрату зменшується як внаслідок утворення низькопроникної кірки на стінках свердловини, так і в результаті зменшення тиску бурового розчину.

Із збільшенням тривалості впливу бурового розчину на ПЗП та динамічної дії фільтрату зростає радіус зони забруднення [61,67,75]. З підвищенням температури в свердловині знижується в'язкість фільтрату і

відповідно зростають динамічна водовіддача і радіус забрудненої зони. Відфільтровування під впливом різниці тисків є головною, але неєдиною причиною проникнення дисперсійного середовища бурового розчину в продуктивний пласт. Вона може надходити, хоча і в набагато менших кількостях, також під впливом інших факторів (осмотичні і капілярні явища).

Таким чином, описані механізми забруднення ускладнюють приплив нафти з пласта. Межа розділу фаз між фільтратом бурового розчину, породою і пластовою рідиною є місцем найбільш активної їх фізико-хімічної взаємодії [123].

1.3 Бурові розчини для розкриття продуктивних пластів

На свердловинах ПАТ «Укргазвидобування» продуктивні пласти найчастіше розкривають на полімеркалієвих, хлоркалієвих, гуматно-акриловокалієвих, гуматно-біополімерних та малоглинистих високоінгібованих бурових розчинах, а ПАТ «Укрнафта» – на полімеркалієвих, хлоркалієвих, хлоркальцієвих та безглинистих високоінгібованих бурових розчинах .

Максимальне збереження колекторських властивостей продуктивних пластів забезпечує якісна система бурового розчину.

Сучасні технології застосування бурових розчинів для первинного розкриття продуктивних пластів розвиваються в двох напрямках [83,131, 134]:

- технологія, яка спрямована на отримання таких фільтраційних властивостей бурового розчину, що забезпечують видалення фільтрату з пласта і практично не впливають на його фізико-хімічні властивості і забезпечують відновлення проникності. В таких технологіях використовують малоглинисті інгібовані бурові розчини, які вміщують ПАР, водні розчини солей Na, K, Ca, полімерно-сольові розчини;

- технології, які виключають проникнення фільтрату і компонентів бурового розчину в пласт.

Значна глинистість порід, які складають продуктивний пласт, потребує особливого підходу до його розкриття. Для запобігання набуханню глинистих порід найчастіше використовують інгібовані бурові розчини. Найбільш ефективні інгібовані бурові розчини з вмістом до 5% КСІ та добавками спеціальних полімерів [63, 64, 71, 141]. Наявність в пластовій нафті асфальтено-смолистих речовин, які є емульгаторами і сприяють утворенню емульсій. Доцільність застосування ПАР, як добавки до бурових розчинів під час розкриття продуктивних пластів, пов'язано з їх позитивним впливом на підвищення проникності порід, запобігання утворенню стійких дрібнодисперсних водонафтових емульсій в капілярах колектора, а також із зменшенням набухання глини колектора і попередженням утворення структурованої рідини при наявності асфальто-смолистих речовин в пластовій нафті та випадання осадів солей [9, 105].

Основні вимоги до вибору бурового розчину для розкриття продуктивних пластів [12,13,47,87,131]:

- густина має відповідати умовам рівноваги вибійних і пластових тисків, або заданої депресії на пласт;
- фільтрація в пластових умовах має бути мінімальною;
- склад фільтрату у випадку проникнення в пласт повинен запобігати фізичним, хімічним або фізико-хімічним явищам, що понижують проникність ПЗП (набухання глин, підвищення гідрофільності породи, утворення нерозчинного осаду тощо);
- ступінь мінералізації та склад солей фільтрату бурового розчину мають бути близькими до пластових;
- міжфазний натяг на границі розділу фаз фільтрат – нафта повинен бути мінімальним.

В.А. Амійан і Н.П. Васильєва [12] пропонують для усунення негативного впливу на проникність ПЗП застосовувати: бурові розчини на водній основі (глинисті розчини з добавкою ПАР, хлоркальцієві, вапняні, термосолестійкі і глинисті розчини, бурові розчини на основі поліакриламід, водні розчини

ПАР); бурові розчини на вуглеводневій основі (на нафтовій основі, гідрофобні емульсійні); газорідинні бурові розчини (аеровані, піни); газоподібні агенти.

В роботі [41] досліджено вплив різних добавок на радіус проникнення фільтрату бурового розчину в модель продуктивного пласта горизонтальної свердловини. Отримані результати показали нерівномірність фільтраційних течій в різних напрямках. Для удосконалення технології розкриття розроблено рецептуру малоглинистого карбонатного бурового розчину з гідрофобною добавкою «Кварц» густиною $1060 - 1350 \text{ кг/м}^3$ із вмістом кислоторозчинної твердої фази від 16 до 90% [6]. При первинному розкритті продуктивної товщі водонафтових зон на стінках свердловини напроти проникних інтервалів формується зона кольматації, яка вміщує тверду фазу бурового розчину і надійно ізолює водо- і нафтонасичені інтервали. Зона кольматації, яка містить у своєму складі гідрофобну добавку «Кварц» і до 90% карбонатних фракцій, не піддається коагуляційному руйнуванню під дією високомінералізованих пластових вод хлоркальцієвого типу. Ця зона сформована в інтервалі нафтовмісних порід, легко руйнується на стадії освоєння при промиванні вибою соляною кислотою. Після видалення карбонатної фракції з пласта фільтраційно-ємнісні властивості зберігаються на 75 – 90%.

Г.В. Конесев [59] запропонував новий реагент комплексної дії до бурового розчину на водній основі. Дослідження показали істотне поліпшення інгібуючих, гідрофобізуючих, антифрикційних і поверхневих властивостей, які в цілому покращують якість розкриття продуктивних пластів.

А.О. Васильченко та М.В. Боровик [24] пропонують використовувати безглинистий подвійно-інгібуючий буровий розчин з торговою маркою «Voremax», який в 2005 році удостоєний престижної нагороди «Harta» за видатні досягнення в області розвідки і розробки родовищ.

Буровий розчин «Voremax» було розроблено у 2002 році фахівцями фірми «Varoid» (відділення компанії «Haliburton»). Згідно патенту полімерну основу розчину складають НПАА з молекулярною масою від 500 000 до $2 \cdot 10^6$ (вміст 1–2 мас. %) та НПАА з молекулярною масою від $4 \cdot 10^6$ до $15 \cdot 10^6$ (вміст до 0,5

мас. %), а також довголанцюгові поліспирти та/або поліаніонна целюлоза з молекулярною масою від 200 до 500 (вміст 1–2 мас. %). У буровому розчині рН регулюється у межах 8,5–10,0. Під час реалізації бурового розчину «Вогетак» до цієї основи можуть додаватися допоміжні реагенти (обважнювачі, згущувачі та реагенти для пониження фільтрації). Буровий розчин «Вогетак» має високий рівень інгібування та високу термостійкість. Науковці [28] пропонують використовувати бурові розчини на основі НПАА нового покоління для спорудження нафтових і газових свердловин в Україні. Основу бурових розчинів можуть скласти НПАА закордонного чи вітчизняного виробництва, які слід дослідити для визначення їх інгібуючих, структурно-реологічних, фільтраційних та флокулюючих властивостей.

Н.А. Петров [113, 111] описує застосування на Сугмутському родовищі в горизонтальній ділянці свердловини полімерглинистого бурового розчину. Рецептатура бурового розчину: бентонітовий порошок ПБМА, СМС, Сайпан, Поліком-Д, ЛУБ-167. Його модифікація полягала в додатковій обробці полімерами і мастильними добавками (ЛУБ-167 і графіт), а також комплексним ПАР – СНПХ-ПКД-515. Останній надавав буровому розчину інгібуючі (гідратацію глини) та поверхнево-активні властивості [103,123].

Фахівцями ВАТ НПО «Буріння» [103,119] за аналогією з рецептурою «Flo-Pro» розроблена гідрогельова біополімерна система «Бурвис» на основі полісахаридного реагенту російського виробництва – біополімеру АСГ-1 і крохмального реагенту. Технологічні властивості системи: густина 1050–1120 кг/м³, умовна в'язкість 40–60 с, фільтрація 3–7,5 см³/30 хв, пластична в'язкість 6–10 мПа·с, динамічне напруження зсуву 100–160 дПа, $CH_{3/10} = (35–135)/(45–156)$ дПа. Основним недоліком бурового розчину «Бурвис» є його недостатня термостабільність в умовах високої концентрації іонів полівалентних металів.

ТОВ «НПК ЭКСБУР К^о» [83] розроблений гідрофобізуючий буровий розчин «Силик», який призначений для буріння в нестійких глинистих відкладах і розкриття продуктивних пластів при бурінні вертикальних, похило-

скерованих і горизонтальних свердловин. Рецептатура бурового розчину «Силик»: глинорошок бентонітовий, комплексний реагент КР-03, полісахаридний стабілізатор, змащувальна добавка глітал, бактерицид БД-2, фосфоновий комплексон, для збереження природних властивостей пласта – суперконцентрат поліефірний (СКП), обважнювач. Фільтрат, модифікований реагентами КР-03, СКП та гліталом володіє сильною інгібуючою дією, який виключає гідратацію і диспергування глинистих порід пласта, забезпечує задовільну нафтозмочуваність порід колектора, має низький міжфазний натяг на границі з вуглеводневою фазою.

Авторами [29, 31] рекомендується для розкриття продуктивних пластів в похило-скерованих та горизонтальних свердловинах застосування безглинистого ігнібованого ББР на основі природного полісахаридного біополімеру – ксантанової смоли. Ксантанові біополімери при високих швидкостях зсуву (наприклад, при витіканні з гідромоніторних насадок доліт) мають дуже низьку ефективну в'язкість, а при низьких швидкостях зсуву (в затрубному просторі, жолобах) – високу. Завдяки цьому ксантанові біополімери забезпечують якісне очищення вибою і транспортування вибуреного шламу в похило-скерованих і, що дуже важливо, горизонтальних свердловинах.

ББР містить такі інгібітори: алюмокалієві квасці, кислі алюмосилікати – ксерогеліалюмокремнієвої кислоти і водорозчинні силікатні реагенти (рідке скло і порошкоподібний борсилікатний реагент Кольмасил). Поєднання алюмокалієвих квасців, кальцинованої соди і Кольмасила забезпечує отримання ігнібованих бурових розчинів з мінімальним показником фільтрації і досить високим значенням СНЗ. Для стабілізації ББР разом з КМЦ використовували карбоксиметильовані крохмалі і крохмальний реагент КРЭМ-С виробництва ЗАО «Промсервис».

Оринчак М.І. та Бейзик О.С. [15, 117, 137] пропонують для якісного розкриття продуктивних пластів з низькими пластовими тисками рецептуру без глинистого крохмально-калієвого бурового розчину, який сприяє підвищенню структурно механічних властивостей з одночасним зниженням фільтрації та

надійному інгібуванні глинистих відкладів у продуктивному горизонті. Складовими компонентами цього бурового розчину є концентрований водний розчин екструзивного крохмалю, хлористий калій, гідроксид калію і вода. Характерною особливістю безглинистого крохмально-калієвого бурового розчину є відсутність глинистої фази у розчині, високі інгібуючі властивості, низька фільтрація, що дає змогу звести до мінімуму кольматацію продуктивного горизонту і одночасно зберегти його первинну проникність.

Таким чином, вітчизняні і зарубіжні компанії в рецептурах бурових розчинів для буріння похило-скерованих і горизонтальних ділянок свердловин, а також для розкриття продуктивних горизонтів використовують високоякісні біополімери, целюлозні та акрилові полімери, солі, лужні реагенти та карбонатні обважнювачі. Розглянемо основні типи бурових розчинів, які застосовуються під час первинного розкриття продуктивних пластів на родовищах ДДз.

Хлоркалієвий буровий розчин готується з вмістом глини не більше 4% та містить КСІ (3 – 5%), лігносульфонатний реагент і частково (20 – 40%) гідролізований поліакриламід, який підвищує термостабільність бурового розчину [59, 73 – 75, 115, 117]. Як понижувачі фільтрації використовується весь спектр вітчизняних реагентів. Такий буровий розчин можна за необхідністю обважнювати до потрібної густини. Іноді для підвищення інгібуючих властивостей в такий буровий розчин додають 0,01 – 0,02% гідроксиду кальцію або силікат натрію чи калію у кількості 1 – 2%, який за рахунок проникнення в тріщини і виділення гелю полікремнієвої кислоти цементує поверхню глинистих сланців.

Застосування хлоркалієвого бурового розчину дозволяє отримати позитивні результати при розкритті заглинизованих продуктивних горизонтів з проникністю від $0,05 \text{ мкм}^2$ до $0,3 \text{ мкм}^2$. Хлористий калій зменшує гідратацію глини, які утворюють каркас колектора, не утворює осаду при змішуванні з пластовими водами. Коефіцієнт відновлення проникності для заглинизованих колекторів з проникністю $0,03 \text{ мкм}^2$ становить 0,95 [65].

Недоліком хлоркалієвого бурового розчину є його загущення при розбурюванні зволжених та легкодиспергуючих глин, наявність у складі бентонітової глини негативно впливає на якість розкриття продуктивних пластів [51].

Гуматно-акрилокалієвий буровий розчин і комплексний гуматно-калієвий реагент (ГКР) для його приготування розроблено в УкрНДІгаз. Відомо, що гумати калію з акриловими полімерами утворюють синергетичну суміш, що дає можливість зменшувати витрати полімерів [51, 65]. Всі рецептури гуматно-акрилокалієвого бурового розчину мають низький вміст бентонітової глини (2–4 мас.%). За базову концентрацію ГКР в розчині обрано 5 мас.%, що достатньо для зниження показника фільтрації і забезпечення мінімального рівня іонів калію. Концентрацію полімерів в залежності від їх типу змінювали від 0,2 мас.% гіпанолу (на суху речовину) до 0,025 мас.% «Polyplus» (частково гідролізованого поліакриламід).

Основним та важливим недоліком гуматно-акрилокалієвого бурового розчину є те, що як колоїдну основу в ньому використовують бентонітову глину, яка при бурінні під експлуатаційну колону може негативно впливати на продуктивні пласти.

Гуматно-біополімерний буровий розчин розроблений в УкрНДІгаз на основі реагентів вітчизняного виробництва [73–75, 113, 115–117]. Встановлено, що спільне розчинення у воді розгалужених високомолекулярних біополімерів та лінійних полімерів з макромолекулами гуматів призводить до утворення синергетичних композицій, які надають безглинистим буровим розчинам високих структурно-реологічних властивостей та стійкості до дії вибійних температур, лугів і солей полівалентних металів.

Впровадження ГББР під час буріння глибоких свердловин 57 Східно-Полтавського ГКР, 502 Хрестищенського ГКР, 100 Римарівського ГКР, 26 і 28 Кобзівського ГКР у складних гірничогеологічних умовах забезпечило значний економічний і технологічний ефект [70].

Полімеркалієві бурові розчини широко використовуються для розкриття продуктивних пластів на родовищах ПАТ «Укрнафта» і ПАТ «Укргазвидобування». На родовищах ПАТ «Укрнафта» в останні роки застосовують полімеркалієвий буровий розчин на основі поліакрилатів і на основі Полігум К1.

Характерною особливістю полімерних бурових розчинів є присутність у ньому полімерного реагенту-флокулянта, який призначений для флокуляції вибуреної породи. Полімеркалієві розчини запобігають диспергування вибуреної породи, уповільнюючи при цьому утворення природного глинистого бурового розчину і протидіє зростанню його структурно-механічних властивостей. Наприклад, рецептура полімеркалієвого бурового розчину для буріння свердловини 105 Східні Решетняки вміщувала такі матеріали і реагенти: бентонітовий глино порошок, ЛМК-СТ, Na_2CO_3 , KCl , NaOH , КМЦ, лігноксин, полігум-К1, графіт, нафту, сульфол, СБР, савенол.

Вапняні бурові розчини відомі вже багато років і використовуються при бурінні свердловин у складних гірничогеологічних умовах.

Основний недолік попередніх рецептур вапняних бурових розчинів полягав у необхідності застосування великої кількості органічної колоїдної фази або волокнистих наповнювачів для регулювання реологічних властивостей. Рецептури цих бурових розчинів запропоновані американськими фахівцями і передбачають застосування бентонітової глини, що вимагає ретельного дозування вапна протягом всього процесу буріння.

В УкрНДІгазі [31,115] були розроблені вапняні бурові розчини на основі органічної колоїдної фази, яку одержують за допомогою пептизації лугами лігносульфонатів або гуматів. Це дозволяє створювати системи високомінералізованих бурових розчинів з низьким показником фільтрації без використання традиційних понижувачів фільтрації – КМЦ і крохмалю.

Вапняний буровий розчин на неглинистій основі був додатково удосконалений для застосування в умовах АНПТ.

Вапняні бурові розчини утворюють непроникний шар в'язучої речовини на стінках свердловини, тому їх можна використовувати для первинного розкриття продуктивних пластів з метою повного збереження колекторських властивостей [31,87,115].

На Шебелинському ГКР успішно запобігали виникненням поглинань у відкладах нижньої пермі та верхнього карбону під час буріння надглибоких свердловин за рахунок застосування вапняного бурового розчину.

Біополімерний буровий розчин «Flo-Pro» розроблено компанією «M-I SWACO» [70]. Система «Flo-Pro» на відміну від глинистого бурового розчину не вміщує глинистої фази, максимально захищає ПЗП, підвищує продуктивність свердловини у 2 – 3 рази. Основними компонентами системи «Flo-Pro» є реагенти полісахаридного походження – похідні целюлози і крохмалю, а як кольматант в них використовують карбонатний наповнювач – крейду або мармурову крихту спеціально підібраного розміру. Основним недоліком такої системи є висока вартість та нестійкість до високої концентрації іонів полівалентних металів.

У жовтні 2004 року було успішно завершено буріння і кріплення горизонтальної свердловини 152 Яблунівського НГКР, мета якої – збільшення видобутку високов'язкої нафти з продуктивного пласта Б-6. Ця свердловина стала найглибшою горизонтальною свердловиною в Україні, з якої отримано приплив нафти дебітом 160 м³/добу. Середній добовий дебіт вертикальних і похило-скерованих свердловин, з тих що пробурені раніше на цьому родовищі, склав 8–10 м³. Завдяки високим інгібуючим і оптимальним структурно-реологічним властивостям розчин «Flo-Pro NT» забезпечив буріння горизонтальної ділянки стовбура свердловини без ускладнень за 23 доби.

НТП «Бурова техніка» і ТОВ «Газ Інвест» [69] розроблено біополімерні бурові розчини, які аналогічні «Flo-Pro NT» компанії «M-I SWACO» за складом, технологічними і фізико-хімічними властивостями. В результаті проведених досліджень встановлено, що інгібуючі властивості цих біополімерних систем приблизно однакові.

Ю.В. Лубаном [73, 74] запропоновано безглинистий буровий розчин Біокар, який характеризується псевдопластичними властивостями, наявністю тиксотропної структури і відсутністю у своєму складі активного глинистого компоненту. Склад бурового розчину, мас. %: біокар-компауд, КСІ, бактерицид, РПС, нафта, графіт, карбонатний наповнювач, органічний наповнювач. Буровий розчин Біокар успішно випробуваний на свердловинах 63 Східно-Рогінцівська та 306 Лесяківська. Перед розкриттям продуктивних горизонтів у розчин вводили наповнювач для створення кольматаційного бар'єру на поверхні колекторів з метою їх захисту від забруднення.

1.4 Методи покращання якості розкриття продуктивних пластів

Збереження природної проникності продуктивних пластів є найважливішою вимогою до технологій завершення свердловин. Від ефективного її вирішення залежить продуктивність свердловин і ступінь вилучення вуглеводнів у процесі розробки родовищ.

Процес первинного розкриття потрібно розглядати як комплекс заходів, пов'язаних з розбурюванням і кріпленням продуктивної частини свердловини, кінцевою метою якого є отримання максимально можливого припливу нафти чи газу та забезпечення надійної роботи свердловини в процесі її експлуатації. Важливим напрямком у цьому плані є розробка системи оцінювання якості технологічних операцій [64, 65, 66, 69, 70].

У цьому плані вельми актуальним є розробка технології завершення свердловин з метою збереження фільтраційних властивостей продуктивних пластів, що забезпечить потенційну продуктивність свердловин і високу ступінь вилучення вуглеводнів у процесі розробки нафтових родовищ.

Технології поглиблення і завершення свердловин подаються відповідними послідовностями основних операцій. Кожна операція характеризується сукупністю відповідних параметрів та системою певних обмежень на параметри операцій, що визначають якість її виконання [81, 85].

Це протиріччя майже завжди вирішується на користь першого. Вирішення цієї проблеми потрібно розпочинати з розроблення програми буріння свердловини, де основні техніко-економічні показники мають бути розділені на дві групи. Перша група показників для буріння свердловини до покрівлі продуктивного інтервалу, друга група – для буріння в інтервалі залягання продуктивного пласта. Причому друга група показників має бути особливою, яка відображала б специфіку робіт в кожному окремому випадку. У зв'язку з цим, в проекті на спорудження свердловини доцільно виділяти два самостійних розділи, де повинні вирішуватись всі питання буріння свердловини у зазначених вище інтервалах.

Проектування технології первинного розкриття продуктивних пластів потрібно проводити у такій послідовності [128, 131, 135]:

- збір та аналіз інформації, що стосується характеристик і умов залягання продуктивного пласта (тип колектора, фільтраційні властивості порід-колекторів, тип покладу та фізико-хімічні властивості флюїдів, склад залишкової води, ефективна товщина продуктивного пласта, наявність і положення водонафтового та газонафтового контакту, величини пластових тисків по розрізу продуктивного пласта);
 - вибір конструкції привибійної зони свердловини;
 - вибір технології буріння (перевагу потрібно надавати технології при якій диференційний тиск дорівнював би нулю або був мінімальний);
 - вибір типу бурового розчину;
 - вибір комплексу геофізичних досліджень під час первинного розкриття продуктивних пластів;
 - вибір типу долота з таких міркувань, щоб при інших рівних умовах механічна швидкість буріння була максимальною і, по можливості, максимальна проходка, для зменшення кількості СПО;
 - планування методів інтенсифікації припливу флюїду.

Якість первинного розкриття продуктивних горизонтів під час буріння нафтових свердловин визначає успішність подальшої розробки родовищ.

Запобігання забрудненню продуктивного пласта при цементуванні свердловин [25 , 83] досягається зменшенням репресії на пласт і фільтраційних властивостей тампонажного розчину, забезпеченням фізико-хімічної відповідності фільтрату тампонажного розчину складу порід пласта, пластовим флюїдам і фільтрату бурового розчину.

У [28, 83] рекомендують такі заходи для запобігання забрудненню продуктивного пласта у процесі цементування:

- обмеження висоти піднімання тампонажного розчину за одну ступінь, використання ступеневого цементування;
- використанням полегшеного тампонажного розчину;
- зменшення фільтраційних властивостей тампонажного розчину використанням полімерів або тампонажних розчинів на вуглеводневій основі;
- регулювання реологічних властивостей тампонажного розчину, а також швидкостей його нагнітання і протискування;
- кріплення продуктивного пласта без цементування з використанням фільтрів;
- цементування із встановленням пакера в покрівлі продуктивного пласта та ін.

Одним з методів покращання якості розкриття продуктивних пластів є обробка бурових розчинів ПАР. Використання цього методу не вимагає великих додаткових капіталовкладень і унікального чи дефіцитного устаткування. Виробництво ПАР налагоджено в досить широких масштабах в Україні.

Застосування ПАР під час первинного розкриття продуктивних пластів з метою підвищення видобутку нафти з надр є найбільш доступним і ефективним (особливо при використанні їх розчинів з низьким вмістом).

Для запобігання впливу поверхневих ефектів на забруднення продуктивних пластів необхідно зменшувати величину міжфазного натягу на границі розділу фаз фільтрат – нафта. З цією метою перед розкриттям пластів до бурових розчинів додають ПАР.

Більшість досліджень присвячено переважно фізико-хімічним аспектам застосування ПАР під час первинного розкриття продуктивних пластів і носять теоретичний характер. Найбільш повно ці питання вивчалися у «ВНИИнефть» і «Башнефть» (Росія), але ці дослідження здійснювалися в основному для умов нафтових родовищ Поволжя. Слід відмітити значний вклад башкирської школи нафтохіміків у дослідження умов застосування розчинів ПАР у процесах нафтовидобування як колишнього СРСР в цілому, так і у постановці цього напрямку в колишній Центральній науково-дослідній лабораторії ПАТ «Укрнафта». Результати багатьох досліджень [12,13,14,73,99,100,151] свідчать про доцільність підвищення поверхневої активності фільтратів бурових розчинів для якісного розкриття продуктивних пластів.

Додавання ПАР до бурового розчину впливає на параметри зони проникнення змінює фізико-хімічні властивості флюїдів, характер розподілу нафти і води у поровому просторі колектора та впливає на фільтраційні параметри зони проникнення. Вибір ПАР для бурових розчинів при первинному розкритті продуктивних пластів потребує досліджень їх впливу на характер витіснення нафти з керну гірської породи, а також на параметри бурового розчину (реологічні властивості, фільтрацію, СНЗ та ін.).

Є.М. Соловйов [135] сформулював наступні найважливіші вимоги до ПАР, які застосовуються для розкриття і обробок ПЗП. ПАР, що вводять в буровий розчин для розкриття продуктивного пласта і використовують для обробок ПЗП, мають задовольняти таким вимогам:

- при малій концентрації значно зменшувати міжфазний натяг на межі розділу фаз вода – вуглеводневе середовище;
- покращувати змочуваність породи нафтою в присутності водного фільтрату бурового розчину чи технологічної рідини;
- не утворювати нерозчинного осаду при контакті з пластовими водами;
- перешкоджати диспергуванню і набуханню глинистих частинок у присутності водного фільтрату в пласті;

- у можливо меншій мірі адсорбуватися на поверхні породи, оскільки при адсорбції в значній кількості різко збільшується витрата ПАР і вартість обробки;
- перешкоджати утворенню емульсії в пористому середовищі, а в тих випадках, коли утворення емульсії неминуче, сприяти можливо більш тонкому подрібненню глобул дисперсної фази в ній, перешкоджати коалесценції цих глобул;
- перешкоджати утворенню на межі фаз адсорбованих шарів желеподібної структури, оскільки такі шари створюють великий гідравлічний опір фільтрації пластової рідини до свердловини.

Слід відмітити, що питанню якості розкриття продуктивних пластів при бурінні приділяється недостатня увага. В окремих випадках ПАР взагалі у буровому розчині відсутні. Рецептури бурових розчинів вибирають без врахування вимог збереження природних властивостей колекторів.

В табл. 1.1 наведені властивості деяких бурових розчинів для первинного розкриття продуктивних пластів на родовищах ДДз.

Коефіцієнт міжфазного натягу на границі розділу фаз фільтрат бурового розчину – нафта Мільківського родовища вимірювали з допомогою сталагмометричного методу та методу обертової краплі [14, 127, 104].

Як відомо [9, 12, 15, 30, 66, 67, 70, 71, 72, 87, 110], забруднення колектора є результатом утворення в ньому зони підвищеного водонасичення, проникнення у поровий простір пласта твердих глинистих частинок, які містять буровий розчин, кольматації порових каналів. Тому під час розкриття продуктивних пластів бажано використовувати бурові розчини, які не містять глинистої фази і не впливають на продуктивний пласт негативно: мають низький показник фільтрації у продуктивний пласт, зменшуючи радіус його обводнення, запобігають набуханню і диспергуванню глинистого матеріалу пласта [12, 67, 70, 110].

Таблиця 1.1 – Технологічні властивості бурових розчинів для первинного розкриття продуктивних пластів на деяких родовищах ДДЗ

Свердловина	Типта склад бурових розчинів	Технологічні властивості									
		Густина, кг/м ³	Умовна в'язкість, с	Ф, см ³ /30 хв.	СНЗ _{1/10} , дПа	К, мм	τ ₀ , дПа	η, мПа·с	pH	КТК	σ, мН/м
369 В.Бубни	Гуматно-акрилокалевій: глин. бентоніт., ПВЛР, Ролурас, Polyplus, Na ₂ CO ₃ , KCl, кофос, крейда	1170	45	5	37/52	1	-	-	8	0,16	11,62
55 Комишня	Полімеркалевій: глин. бентонітовий, CelpolR та SLX, КМЦ ВОЛ, КМЦ LC, SeurveyD1, лабрикол, KCl, вапно, КССБ, К1-МД	1200	96	5,5	80/126	1,5	22,3	15,3	11	0,11	10,18
24 Комишня	Полімеркалевій: глин. бентонітовий, CelpolR та SLX, КМЦ ВОЛ, SeurveyD1, лабрикол, KCl, вапно, КССБ, сульф. асфальт, Rezineх, графіт	1240	60	3,5	34/59	1,5	73	38	12	0,19	10,99
105 Східно-Решетня-ківська	Подвійно-інгібований: глин. бентоніт., крохмал, КМЦ, КССБ, NaOH, Na ₂ CO ₃ , KCl, ПЕГ-400, жирінокс, нафта, СБР, метапол, біоцид	1360	72	5,5	57/98	0,5	68	42	9,8	0,08	5,53
301 Східно-Решетня-ківська	Подвійно-інгібований: глин. бентоніт., крохмал, КМЦ, КССБ, NaOH, Na ₂ CO ₃ , KCl, ПЕГ-400, жирінокс, нафта, біоцид	1150	32	8	30/46	2	34	16	12	0,07	3,76
104 Весняна	Гуматно-акрилокалевій: РАС-КМ, К1-МД, графіт, нафта	1160	35	6	63/135	2	80,5	31,9	8,5	0,12	6,8

Примітка. Ф – показник фільтрації, К – товщина кірки, τ₀ – динамічне напруження зсуву, КТК – коефіцієнт тертя кірки, σ – коефіцієнт міжфазного натягу

Висновки до розділу 1

Проаналізовано сучасний стан технологій розкриття продуктивних пластів. До основних факторів, що впливають на забруднення продуктивних пластів, належать репресія, тривалість її дії, склад та властивості бурових технологічних рідин, циклічні зміни гідродинамічних тисків. Погіршення колекторських властивостей відбувається внаслідок проникнення в пласт твердої фази і фільтратів бурових технологічних рідин, їх взаємодії між собою, з пластовими флюїдами і породоутворюючими мінералами пласта.

На основі аналізу сучасних систем бурових розчинів виявлена тенденція щодо використання біополімерних систем, які не містять глинистої фази, забезпечують низьку фільтрацію, мають достатньо високу термо- і солестійкість, запобігають набуханню і диспергуванню глинистих мінералів в пласті. Звернута увага на доцільність та окреслено напрями удосконалення технологій використання ПАР з метою регулювання поверхневих властивостей на границі розділу фаз фільтрат бурового розчину – нафта.

РОЗДІЛ 2

МЕТОДИЧНІ ПРИНЦИПИ ВИБОРУ РЕЦЕПТУР БУРОВИХ РОЗЧИНІВ ДЛЯ РОЗКРИТТЯ ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ

2.1 Постановка задачі

Теоретичні засади вибору системи бурового розчину для розкриття продуктивних пластів визначаються гірничогеологічними, технологічними, технічними і кон'юнктурними факторами. Це відображає багатокритеріальність процедури вибору і потребує додаткової інформації стосовно пріоритетів критеріїв оцінювання альтернатив [92].

Вибору бурового розчину завжди передує аналіз гірничогеологічних умов буріння свердловини, які для нафтових родовищ України переважно складні. Більшу частину інтервалу свердловини бурові підприємства вимушені проходити на інгібованих бурових розчинах з високим ступенем вимог щодо густини, структурно-реологічних властивостей, показників фільтрації та рН, складу водної фази тощо.

Формалізація задачі вибору рецептури обробки бурового розчину у значній мірі залежить від її інформаційного забезпечення (обґрунтування вимог до матеріалів для приготування бурового розчину та його технологічних властивостей, визначення впливу хімічних реагентів на властивості бурового розчину і т. ін.). Різноманіття умов буріння визначає систему поліфункціональних спеціальних вимог до бурового розчину, а широкий асортимент матеріалів і реагентів допускає множини його можливих рецептур. В таких ситуаціях рецептура бурового розчину має задовольняти деякі додаткові умови, які подаються у вигляді критерію або критеріїв оптимальності.

Зазначимо, що вибір рецептури бурового розчину для розкриття продуктивних пластів є однією із складових задачі спорудження свердловини. Остання характеризується складною ієрархічною структурою критеріїв вибору, які визначають систему так званих глобальних критеріїв оптимальності [88, 90].

З однієї сторони, це суттєво ускладнює формалізацію і побудову розв'язку такої загальної задачі, а з іншої – не гарантує його оптимальність.

У таких ситуаціях для прийняття рішень може бути ефективно використана модель з гнучким вибором критерію оптимальності [89, 90, 93, 97, 98]. Така модель включає клас $k \in K$ локальних критеріїв оптимальності, які для відповідних умов допускають оцінку ефективності альтернатив з позицій глобальних критеріїв.

Формально модель прийняття рішення з гнучким вибором критерію (або критеріїв) оптимальності зводиться до заміни загальної, як правило, зі складною структурою критеріїв оптимальності задачі на квазіеквівалентну їй простішу задачу. Для вибору локальних критеріїв k оптимальності можуть бути використані неформальні процедури експертного оцінювання [89].

З урахуванням викладеного вибір рецептури бурового розчину для розкриття продуктивних пластів зводиться до задачі виду [88, 90, 93, 96]:

$$\begin{cases} E_k(x^v) \rightarrow \min, k \in K, v \in \mathcal{V}, x^v \in D^v; \\ \varphi(x^v) \leq 0, \end{cases} \quad (2.1)$$

де $E_k(x^v)$ – критерій оптимальності, як функція концентрацій

$x^v = (x_1^v, x_2^v, \dots, x_n^v)^T$ реагентів v -го компонентного складу; \mathcal{V} – клас можливих

поєднань наборів реагентів; D^v – область визначення вектора x^v ; $\varphi(x^v)$ – система обмежень на концентрації реагентів.

Формалізація задачі (2.1) вимагає побудови множини K локальних критеріїв оптимальності, формування класу \mathcal{V} допустимих компонентних поєднань, побудови системи обмежень на керуючі параметри x^v та області їх визначення D^v .

Свердловини на нафтових родовищах бурять, як правило, похило-скерованими і в більшості випадків – горизонтальними. Під час проходження таких свердловин проблемним є питання виносу вибуреної породи, яке вирішити простим збільшенням концентрації загущувача (традиційно –

бентонітового глинопорошку) дуже складно, оскільки визначальним при цьому є відповідність бурового розчину заданій реологічній моделі та необхідним значенням її параметрів.

Використання біополімерних бурових розчинів, які можуть забезпечити відносно низькі значення напружень зсуву між шарами рідини при високих градієнтах швидкості зсуву та високі значення напружень при низьких градієнтах швидкості зсуву потребує ретельного контролю реологічних характеристик.

Локальні критерії оптимальності мають враховувати вплив типу бурового розчину та його технологічних властивостей на ефективність розкриття продуктивних пластів в заданих гірничогеологічних умовах буріння з урахуванням технічних, кон'юктурних та економічних факторів. Очевидним є те, що критерії оптимальності мають враховувати особливості механізму забруднення продуктивних пластів і, що не менш важливо, сприяти підвищенню видобутку і вилучення вуглеводнів із пласта, а також зменшенню вартості спорудження свердловин. Такі вимоги щодо вибору типу бурового розчину та його рецептури можуть бути забезпечені обґрунтованими критеріями і системою обмежень на склад і технологічні властивості.

Розглянемо критерії оптимальності [88, 89, 90, 93, 96], які у відповідних гірничогеологічних умовах можуть бути використані для обґрунтування оптимальної рецептури бурового розчину:

вартість одиниці об'єму рецептури

$$E(x^v) = a_0^v + (x^v)^T a^v; \quad (2.2)$$

відповідність m показників технологічних властивостей $g_j(x^v)$ бурового розчину заданим $\hat{g}_j(x^v)$ значенням

$$E(x^v) = \sum_{j=1}^m \alpha_j (g_j(x^v) - \hat{g}_j(x^v))^2; \quad (2.3)$$

виносна здатність потоку в інтервалі $[0, L]$ стовбура свердловини

$$E(x^v) = \frac{1}{L} \int_0^L k_v(l, g(x^v)) dl; \quad (2.4)$$

стійкість рецептури бурового розчину

$$E(x^v) = \left[\sum_{i=1}^r \lambda_i (x_{i \max}^v - x_{i \min}^v) \right]^{-1}; \quad (2.5)$$

відносне зменшення проникності $k(x^v)$ керна матеріалу

$$E(x^v) = 1 - k(x^v)/k_0, \quad (2.6)$$

де a_0^v – витрати на приготування одиниці об'єму бурового розчину, які не залежать від концентрацій реагентів; $a^v = (a_1^v, a_2^v, \dots, a_n^v)^T$ – вартості одиниць концентрацій реагентів v -го компонентного складу; $\alpha_j = S_j^{-2}$; S_j^2 – дисперсія j -го параметра технологічних властивостей бурового розчину; $k_v(l, g(x^v))$ – показник оцінки виносної здатності потоку як функція глибини l стовбура свердловини і технологічних властивостей $g(x^v)$ бурового розчину; $\lambda_i = S_i^{-1}$; $x_{i \min}^v$, $x_{i \max}^v$ – відповідно мінімальне і максимальне значення концентрацій реагентів області допустимих рецептур; k_0 – початкова проникність керна матеріалу.

Зазначимо, що критерії (2.2) – (2.6) допускають формування класу K локальних критеріїв оптимальності для вибору рецептури бурового розчину в заданих гірничогеологічних умовах розкриття продуктивних горизонтів з урахуванням технічних, кон'юктурних і екологічних вимог. Це досягається, наприклад, поєднанням різних технологічних властивостей у критеріях виду (2.3), врахуванні термобаричних умов (в тому числі і на виносну здатність потоку за (2.4)), обґрунтуванні та з використанням різних векторних критеріїв тощо.

Клас \mathcal{B} можливих поєднань наборів реагентів у загальному випадку може включати конкурентні рецептури бурового розчину (або бурових розчинів) для розкриття продуктивних пластів.

Важливим елементом задачі (2.1) є система обмежень $\varphi(x^v) \leq 0$ на концентрації реагентів відповідного компонентного складу $v \in \mathcal{B}$ бурового розчину. Її, як правило, подають через вплив на певні технологічні властивості бурового розчину у вигляді:

$$\begin{cases} g^{\min} - g(\mathbf{x}^v) \leq 0, \\ g(\mathbf{x}^v) - g^{\max} \leq 0, \end{cases} \quad (2.7)$$

а також

$$g^{\min} - g(\mathbf{x}^v) \leq 0, \quad (2.8)$$

або

$$g(\mathbf{x}^v) - g^{\max} \leq 0, \quad (2.9)$$

де g^{\min} , g^{\max} – мінімальні та максимальні значення технологічних властивостей у відповідності з проектом на проведення бурових робіт.

Область визначення D^v концентрацій \mathbf{x}^v задається у загальному випадку

$$\mathbf{x}_{\min}^v \leq \mathbf{x}^v \leq \mathbf{x}_{\max}^v, \quad (2.10)$$

де \mathbf{x}_{\min}^v , \mathbf{x}_{\max}^v – мінімальні та максимальні концентрації реагентів компонентного складу $v \in \mathcal{V}$ бурового розчину. Їх визначають на основі базових рецептур бурових розчинів і результатів пошукових експериментів.

Відмітимо, що у загальному випадку система обмежень вигляду (2.7) – (2.9) для деяких параметрів технологічних властивостей може бути формалізованою із урахуванням термобаричних умов свердловини.

Таким чином, формалізована модель вибору рецептури бурового розчину для розкриття продуктивних пластів у вигляді (2.1) з урахуванням (2.2) – (2.10). Зазначимо, що модель (2.1) узагальнює модель вибору рецептур для обробки бурових розчинів [88, 93].

2.2 Інформаційне забезпечення задачі

Реалізація моделі вибору рецептури бурового розчину (2.1) потребує інформаційного забезпечення з метою побудови критеріїв $E_k(\mathbf{x}^v)$ оптимальності (2.2) – (2.6), а також системи обмежень виду (2.7) – (2.9). Її основу складають залежності показників технологічних властивостей $g_j(\mathbf{x}^v)$ від концентрацій \mathbf{x}^v реагентів з урахуванням умов свердловини, колекторських характеристик

продуктивного пласта, його літологічних особливостей, виду і властивостей флюїду тощо.

Для побудови моделей $g_j(x^v)$ залежно від діапазонів концентрацій x^v реагентів можуть бути використані різні плани X^v експериментів [89, 91].

Це плани для моделей першого порядку – ПФЕ і ДФЕ, для моделей другого і вищих порядків – ЦКП, ПФЕ і за методом латинських квадратів. Слід відзначити, що плани для моделей першого порядку і ЦКП володіють оптимальними властивостями (ортогональність, ротатабельність та ін.).

Побудова базових моделей бурових розчинів потребує дослідження технологічних властивостей бурового розчину в широкому діапазоні концентрацій реагентів. Досвід розв'язку задач вибору оптимальних рецептур обробки бурових розчинів [67, 88–91, 93] показує, що в даному класі задач і за сучасного рівня обчислювальної техніки оптимальні властивості планів (ортогональність, ротатабельність та ін.) не є критично важливими. Отже, латинські плани експериментів можуть бути використані для побудови базових моделей бурових розчинів.

Одні і ті реагенти можуть дещо відрізнитись своїми властивостями, що зумовлено вимогами нормативних документів на їх виробництво, тривалістю і умовами зберігання та іншими факторами. Зважаючи на це базові моделі бурового розчину в більшості випадків потребують уточнення щодо впливу на властивості бурового розчину наявних на свердловині реагентів. Якщо уточнення базової моделі необхідне у вузькому діапазоні концентрацій в околі знайденої оптимальної рецептури, то в таких випадках адекватними можуть бути лінійні моделі і тому експеримент доцільно проводити за планом ДФЕ або ПФЕ і за необхідності їх доповнення до плану другого порядку.

Для опису залежностей технологічних властивостей бурових розчинів від концентрацій реагентів можуть бути використані різні регресійні та сплайнові моделі. Тому доцільно зберігати первинну інформацію про результати експерименту, а тип і параметри моделей оцінювати під час реалізації процедури пошуку оптимальної рецептури бурового розчину.

Регресійні моделі $g(x^v)$ доцільно застосовувати у випадку, коли технологічні властивості в досліджуваній області D^v адекватно описуються поліномами першого або другого порядків

$$g(x^v) = b_0 + \sum_{i=1}^k b_i x_i^v + \sum_{i=1}^{k-1} \sum_{j=i+1}^k b_{ij} x_i^v x_j^v + \sum_{i=1}^k b_{ii} (x_i^v)^2, \quad (2.11)$$

де b_0, b_i, b_{ij}, b_{ii} – параметри регресійних моделей. Для зручності оцінки параметрів регресійної моделі зручно поліноми (2.11) подати в наступному вигляді

$$g(x^v) = b_0 f_0^v + b_1 f_1^v + b_2 f_2^v + \dots + b_{r-1} f_{r-1}^v, \quad (2.12)$$

де $f_0^v, f_1^v, \dots, f_{r-1}^v$ – деякі базисні лінійно незалежні функції; r – кількість параметрів рівняння регресії.

Вихідними даними для оцінки регресійної моделі є сукупність n спостережень над значеннями факторів x (концентрацій реагентів) та відкликом G для q показників властивостей бурового розчину

$$X^v = \begin{vmatrix} x_{11}^v & x_{12}^v & \dots & x_{1k}^v \\ x_{21}^v & x_{22}^v & \dots & x_{2k}^v \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ x_{n1}^v & x_{n1}^v & \dots & x_{nk}^v \end{vmatrix}, G = \begin{vmatrix} g_{11} & g_{12} & \dots & g_{1q} \\ g_{21} & g_{22} & \dots & g_{2q} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ g_{n1} & g_{n2} & \dots & g_{nq} \end{vmatrix}.$$

Числові значення всіх базисних функцій визначають матрицю

$$F^v = \begin{vmatrix} f_{10}^v & f_{11}^v & \dots & f_{1r}^v \\ f_{20}^v & f_{21}^v & \dots & f_{2r}^v \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ f_{n0}^v & f_{n1}^v & \dots & f_{nr}^v \end{vmatrix}.$$

Параметри в регресійних моделях знаходять за методом найменших квадратів

$$\min \left\{ \sum_{i=1}^n \left[g_{ji} - g_j(x_i^v) \right]^2 \right\} \Rightarrow \hat{\mathbf{b}} \quad (2.13)$$

із розв'язку системи рівнянь

$$\hat{\mathbf{b}} = (F^{vT} F^v)^{-1} F^{vT} G. \quad (2.14)$$

Інформаційна матриця Фішера $F^{vT}F^v$ є симетричною відносно головної діагоналі. Для планів першого порядку (ПФЕ, ДФЕ), а також ОЦКП матриця Фішера некорельована, тобто оцінки параметрів регресійної моделі, отримані в результаті розв'язку системи (2.14), статистично незалежні.

Якщо експеримент реалізується за латинським планом, то доцільно використовувати сплайни для побудови моделей впливу реагентів на параметри бурового розчину. В [45, 89, 126] рекомендовано аналітичне подання сплайну за В.А. Василенком [126]

$$g(\mathbf{x}^v) = \sum_{j=1}^n b_j G_{m,k}(\mathbf{x}^v - \mathbf{x}_j^v) + \sum_{j=1}^{q_3} b_{n+j} (\mathbf{x}^v)^{a_j}, \quad (2.15)$$

де b_j, b_{n+j} – параметри аналітичного подання сплайну; n – кількість експериментальних точок;

$$G_{m,k}(\mathbf{x}^v - \mathbf{x}_j^v) = \begin{cases} \|\mathbf{x}^v - \mathbf{x}_j^v\|^{2m-k} \ln \|\mathbf{x}^v - \mathbf{x}_j^v\|, & \text{якщо } k \text{ парне;} \\ \|\mathbf{x}^v - \mathbf{x}_j^v\|^{2m-k}, & \text{якщо } k \text{ непарне;} \end{cases}$$

$$q_3 = (k + m - 1)! / (m - 1)! k!;$$

\mathbf{x}_j^v – вектор концентрацій v -го набору реагентів в j -му експерименті;

$\mathbf{a}_j = (\alpha_{1j}, \alpha_{2j}, \dots, \alpha_{kj})$ – мультиіндекс; m – параметр варіаційного функціоналу.

Використання регресійних моделей $g_j(\mathbf{x}^v)$ допускає звести задачу вибору оптимальних рецептур (2.1) з урахуванням (2.2) – (2.10) до задач лінійного або нелінійного програмування. Сплайнові моделі (2.15) використовуються для побудови інтерполяційних оцінок, в тому числі і в задачах оптимізації виду (2.1). Для таких задач відомі ефективні алгоритми пошуку оптимальних розв'язків [86, 126 та ін.].

Основні технологічні властивості бурових розчинів вимірювались на стандартних приладах у відповідності з прийнятими в галузі нормативними документами і методиками.

Реологічні властивості вивчались за даними ротаційної віскозиметрії з використанням приладів ВСН-3М, Fann 35SA, Fann800, OFI Model 800 і Реотест-2. Обробка даних виконувалась за методикою [86, 91, 92, 103], яка ґрунтується на строгому розв'язку основного рівняння ротаційної віскозиметрії в класі реологічно стаціонарних моделей і враховує інформаційну змістовність дослідів. Методика допускає оцінювання реологічних властивостей досліджуваної рідини для деякого плану експерименту (пакетна обробка даних). Така задача змістовна для найбільш адекватної реологічної моделі в умовах плану експерименту. За своїми функціональними можливостями методика [89, 91, 126] переважає відомі аналоги провідних закордонних компаній.

Поверхневі властивості на границі розділу фаз фільтрат бурового розчину – нафта вивчались за коефіцієнтом міжфазного натягу.

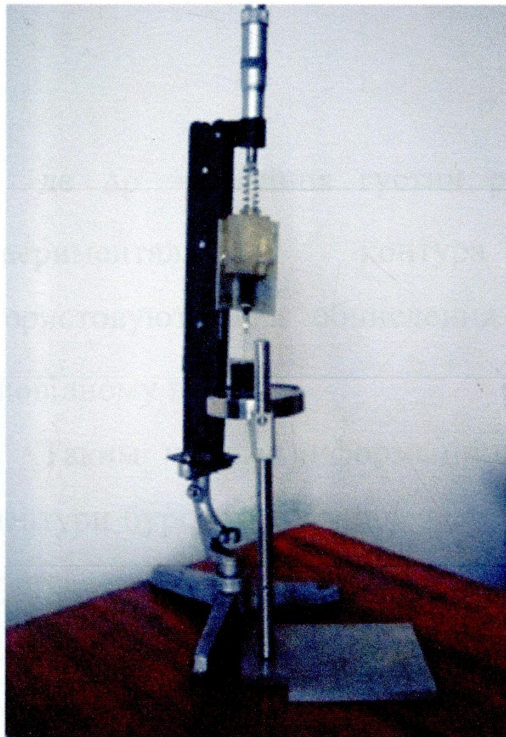
Для його вимірювання використовували метод об'єму краплі або сталагмометричний метод [20, 52, 124], згідно з яким коефіцієнт міжфазного натягу σ визначають з виразу (2.16).

$$\sigma = \frac{V \Delta \rho g}{2 \pi r f(r/V^{1/3})}, \quad (2.16)$$

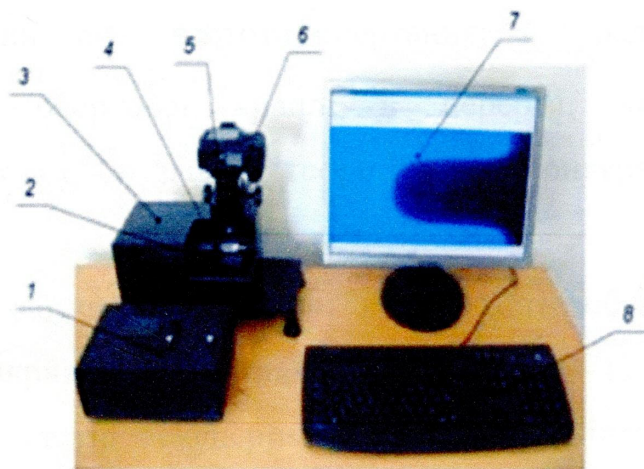
де V – об'єм однієї краплі нафти, що утворилася у розчині ПАР; $\Delta \rho$ – різниця густин між розчином ПАР і нафтою; g – прискорення сил тяжіння; r – радіус основи торця капіляра, на якому утримується крапля нафти перед її відриванням; $f(r/V^{1/3})$ – функція, значення якої розраховують таким чином [20, 124]

$$f\left(\frac{r}{V^{1/3}}\right) = 0,4293\left(\frac{r}{V^{1/3}}\right)^2 - 0,7249\left(\frac{r}{V^{1/3}}\right) + 0,9054, \quad \text{для } 0,30 \leq r/V^{1/3} \leq 1,20.$$

На рис. 2.1 а показано загальний вигляд розробленого в ІФНТУНГ приладу для вимірювання коефіцієнту міжфазного натягу [14, 52].



a



б

Рисунок 2.1 – Прилади для вимірювання міжфазного натягу сталагмометричним методом (а) і методом обертової краплі (б): 1 – електронний блок, 2 – вузол освітлення, 3 – механічний блок, 4 – патрон, 5 – фотоапарат, 6 – вузол фокусування, 7 – монітор персонального комп'ютера, 8 – клавіатура

Для оптично прозорих рідин коефіцієнт міжфазного натягу можна виміряти за методом обертової краплі [14, 52], загальний вигляд приладу показано на рис. 2.1 б. Метод дозволяє вимірювати динамічний коефіцієнт міжфазного натягу під час обертання трубки з досліджуваними рідинами у певні проміжки часу.

Отримують зображення обертової краплі (рис. 2.1б) таким чином, щоб було видно вертикальну поверхню, на якій зафіксована крапля. Із отриманого зображення визначають координати точок видимого контуру обертової краплі (x_{ci}, x_{ci}) . Форма обертової краплі біля вертикальної стінки пробки відрізняється від рівноважної, що пояснюється процесом розтікання краплі на вертикальній стінці пробки. Коефіцієнт міжфазного натягу визначають за формулою

$$\sigma = \Delta\rho\omega^2 (x_{ei}/x_{ci})^3, \quad (2.17)$$

де $\Delta\rho$ – різниця густин рідин; ω – частота обертання; x_{ei} – радіус експериментального контура обертової краплі в перерізі, який використовують для обчислення σ ; x_{ci} – радіус теоретичного контура у відповідному перерізі.

Таким чином, інформаційне забезпечення задачі вибору оптимальної рецептури бурового розчину для розкриття продуктивних пластів (2.1) – (2.10) базується на використанні результатів експериментальних досліджень технологічних і поверхневих властивостей бурових розчинів в класі допустимих рецептур \mathcal{D} .

2.3 Загальна схема алгоритму вибору оптимальної рецептури бурового розчину

Вибір оптимальної рецептури бурового розчину для розкриття продуктивних пластів за (2.1) потребує використання неформальних процедур експертного оцінювання, комплексу досліджень технологічних і поверхневих властивостей конкурентних рецептур \mathcal{D} , реалізації процедури пошуку оптимальної рецептури. На рис. 2.2 показана функціональна схема процедур вибору оптимальної рецептури бурового розчину для розкриття продуктивних пластів.

Формалізації задачі (2.1) передують детальний аналіз гірничогеологічних і технічних умов розкриття продуктивних пластів, на основі якого обґрунтовують локальний критерій вибору рецептури бурового розчину і систему обмежень. Їх приймають за результатами процедур експертного оцінювання [88, 89, 91].

Так, з використанням критеріїв виду (2.2) – (2.6) формують множину K допустимих локальних критеріїв оптимальності. В окремих випадках елементами множини K можуть бути векторні критерії.



Рисунок 2.2 – Функціональна схема вибору оптимальної рецептури бурового розчину

Критерій вартості одиниці об'єму рецептури (2.2) може бути використаний як локальний критерій оптимальності, коли склад і технологічні властивості конкурентних рецептур відповідають вимогам до розкриття продуктивних пластів.

Критерії виду (2.3) відображають оптимальність рецептури бурового розчину за різними механізмами впливу на погіршення колекторських властивостей привибійної зони продуктивного пласта. Це може стосуватись окремих і комплексів певних показників властивостей бурового розчину, в тому числі з урахуванням впливу умов свердловини. З використанням (2.3) можна формалізувати вимоги до термо- і солестійкості рецептур бурових розчинів.

Критерій виносної здатності потоку (2.4) може бути використаний як локальний критерій оптимальності під час розкриття продуктивного пласта

горизонтальним стовбуром. Пріоритетність цього критерію зумовлена технологічними умовами розкриття продуктивного пласта.

Критерій стійкості рецептури (2.5) відображає умови розкриття продуктивних пластів, за яких важлива відповідність технологічних властивостей заданим вимогам.

Критерій зменшення проникності кернавого матеріалу (2.6) допускає можливість моделювання на спеціальних лабораторних установках (наприклад УДПК) вплив рецептур бурових розчинів у поєднанні з особливостями технологій на якість розкриття продуктивних пластів. Його ефективно використовувати за наявності зразків керну з продуктивного пласта.

Визначальною вимогою до технологій розкриття продуктивних горизонтів є збереження їх колекторських властивостей, на які впливають багато факторів (компонентний склад бурового розчину, концентрація твердої фази і окремих реагентів, інгібуюча здатність бурового розчину, поверхневі властивості на границі розділу фаз фільтрат – нафта, фільтраційні та реологічні властивості бурового розчину та ін.). На даний час відсутній єдиний критерій для оперативної і ефективно оцінки здатності бурового розчину до збереження колекторських властивостей продуктивних горизонтів. Оцінювати ефективність систем бурових розчинів за результатами пробурених свердловин складно і потребує репрезентативних вибірок спостережень, оскільки виокремити вплив бурового розчину серед інших вагомих факторів (час розкриття пласта, статична і динамічна репресія, особливості технологій кріплення та ін.) майже неможливо.

Важливим напрямом вибору бурового розчину для ефективного розкриття продуктивних горизонтів на нафтових родовищах є врахування комплексу показників, які впливають на погіршення колекторських властивостей пласта. До цих показників слід також віднести коефіцієнт міжфазного натягу на границі розділу фаз фільтрат бурового розчину – нафта.

Для розкриття нафтових покладів із важковилучуваними запасами у складних геологотехнічних умовах вибір рецептури бурових розчинів потребує багатокритеріальної оцінки [89].

Задача оцінювання локального критерію $E(x^v)$ оптимальності зводиться до побудови множини K допустимих їх оцінок (скалярних і векторних) та вибору найбільш точної оцінки. Формально ці етапи вирішуються з використанням експертних процедур [88, 89, 91], які проводяться консультантом. Ступінь узгодженості оцінок експертів може бути перевірена з допомогою відповідних статистичних тестів [89, 91].

Система обмежень $\varphi(x)$ допускає формалізацію проектних вимог до технологічних властивостей і складу бурового розчину для розкриття продуктивних пластів. Зазначимо, що ці вимоги можуть стосуватись також і включених в критерії оптимальності показників властивостей бурового розчину. Система обмежень $\varphi(x)$ зводиться до обґрунтування її вигляду із (2.7) – (2.10) та граничних значень. В окремих випадках можуть використовуватись вимоги щодо величин, які відображають деякі критерії оптимальності (2.2) – (2.6).

Клас наборів \mathcal{R} реагентів формується для допустимих типів бурових розчинів або для одного типу бурового розчину з метою пошуку оптимального поєднання реагентів. У довільному випадку клас \mathcal{R} має допускати існування розв'язку задачі (2.1) – (2.10). Область визначення D^v концентрацій реагентів рецептур залежить від умов буріння, функціональних призначень реагентів, досвіду їх використання тощо.

Наявність базових моделей бурових розчинів, які відображають залежність їх технологічних властивостей від концентрацій основних реагентів, дозволяє спростити побудову уточнених моделей $g(x^v)$. З використанням первинної інформації базової моделі бурових розчинів і на основі розв'язку допоміжної задачі виду (2.1) оцінюють область визначення D^v концентрацій основних реагентів для пошуку рецептури бурових розчинів. Це, як

відзначалось в п.2.2, дає змогу використати оптимальні плани ДФЕ або ПФЕ для побудови уточнених моделей $g(x^v)$ бурових розчинів.

Розглянемо алгоритм вибору оптимальної рецептури бурового розчину для розкриття продуктивного пласта у відповідності із задачею (2.1) – (2.10). При цьому її інформаційне забезпечення вважається повним.

1. Прийняти $\nu = 1$.
2. Побудувати множину X_0^v допустимих розв'язків задачі (2.1) – (2.10).
3. Якщо множина $X_0^v = \emptyset$, то перейти до кроку 6.
4. Знайти розв'язок \hat{x}^v задачі

$$\min E(x^v) \Rightarrow \hat{x}^v, \quad x^v \in X_0^v. \quad (2.18)$$

5. Занести розв'язок \hat{x}^v задачі до множини \hat{X}^v знайдених рецептур.
6. Прийняти $\nu = \nu + 1$.
7. Якщо $\nu \in \mathcal{B}$, то перейти до кроку 2.
8. Знайти оптимальну ν^* рецептуру бурового розчину

$$\min E(\hat{x}^v) \Rightarrow (\nu^*, \hat{x}^{\nu^*}), \quad \hat{x}^v \in \hat{X}^v. \quad (2.19)$$

9. Кінець.

Оптимальна рецептура за кроком 8 перевіряється за сукупністю статистичних гіпотез $H_0: M\{g_j(\hat{x}_*^v)\} = M\{\hat{g}_j(\hat{x}_*^v)\}$, $j = \overline{1, n}$, де $M\{g_j(\hat{x}_*^v)\}$, $M\{\hat{g}_j(\hat{x}_*^v)\}$ – математичні сподівання, відповідно, відповідно експериментального $M\{g_j(\hat{x}_*^v)\}$ і розрахункового $M\{\hat{g}_j(\hat{x}_*^v)\}$ значень j -го параметра властивостей бурового розчину. Область прийняття статистичної гіпотези H_0 з довірчою ймовірністю α має вигляд [91]

$$T = \frac{|\bar{g}_j(\hat{x}_*^v) - \hat{g}_j(\hat{x}_*^v)|}{\sqrt{\frac{(n-1)S_{g_j}^2 + (m-1)S_j^2}{n+m-2}}} < t_{n+m-2, \alpha/2},$$

де $\bar{g}_j(\hat{x}_*^v)$, $S_{g_j}^2$ – оцінка середнього і дисперсії j -го параметра за даними експериментальної перевірки; S_j^2 – оцінка дисперсії розрахункового значення j -го параметра; m , n – відповідні об'єми вибірок спостережень.

Функціональні елементи системи вибору оптимальних рецептур бурових розчинів характеризуються відокремленістю, що є корисним з точки зору програмної реалізації, оскільки вони можуть бути реалізовані з допомогою окремих програмних модулів, об'єднаних спільною програмною оболонкою. Слід зазначити, що четвертий і п'ятий етапи будуть використовуватись для побудови базових і уточнених моделей бурового розчину. Це можливо при незначних діапазонах зміни концентрацій реагентів та відсутності синергетичних ефектів.

Описана модель вибору оптимальної рецептури бурового розчину реалізована в системі підтримки прийняття рішень Mud Expert, а, точніше, з допомогою модифікованої програми Experimenter [90, 126]. Система призначена для побудови планів експерименту, їх супроводу, реалізації принципу поступового ускладнення моделі (доповнення планів новими експериментами для переходу від лінійних моделей до моделей вищих порядків), обробці результатів експериментальних досліджень, розв'язку задачі виду (2.1), зберігання вхідної інформації і результатів вибору рецептур бурових розчинів тощо.

2.4 Двоетапна процедура вибору оптимальної рецептури бурового розчину

Використання загальної схеми алгоритму розв'язку задачі (2.1) – (2.10) пов'язане із певними труднощами, які передусім зумовлені її розмірністю інформаційного забезпечення. Недостатня адекватність регресійної моделі, яка може бути більш складною, або похибки під час використання сплайнової моделі можуть привести до ситуації, коли одержаний розв'язок задачі значущо відрізняється від результатів перевірного дослідження.

Формально це означає, що результати розв'язку задачі (2.1) – (2.10) не відповідають результатам перевірного експерименту. Іншими словами, хоча

б одна із сукупності статистичних гіпотез На заданій довірчій ймовірності λ відхиляється

$$H_{\nu} : M\{g_j(\hat{x}_*^{\nu})\} = M\{\hat{g}_j(\hat{x}_*^{\nu})\}, \quad \nu = \hat{\nu}, j = 1, n \quad (2.20)$$

Слід відзначити, що наявність базових моделей бурових розчинів, тобто результатів експериментальних досліджень їх технологічних властивостей від концентрацій реагентів, спрощує пошук оптимальних рецептур.

Серед інших можливих проблем під час пошуку оптимальної рецептури може виявитись розмірність вектора \mathbf{x} , зі збільшенням якої ускладнюється побудова адекватних регресійних або сплайнових моделей, досягнення стійких оптимальних розв'язків задачі (2.1) – (2.10).

У таких випадках для пошуку оптимальних рецептур бурового розчину може застосовуватись двоетапна процедура. На першому етапі вибирають базові рецептури бурових розчинів, а на другому – оптимальну рецептуру.

Особливість такої процедури полягає в тому, що вибір базових рецептур здійснюється на основі розв'язку допоміжної задачі

$$\begin{cases} \min E_d(\mathbf{x}^{\nu}) \Rightarrow \hat{\mathbf{x}}^{\nu}, \mathbf{x}^{\nu} \in X_0^{\nu}, \nu \in \mathcal{D}; \\ \varphi_d(\mathbf{x}^{\nu}) \leq 0, \end{cases} \quad (2.21)$$

де $E_d(\mathbf{x}^{\nu})$ – критерій оптимальності допоміжної задачі, який у загальному випадку може відрізнятись від критерія оптимальності задачі (2.1); X_0^{ν} – множина допустимих розв'язків допоміжної задачі; $\varphi_d(\mathbf{x}^{\nu})$ – система обмежень на концентрації реагентів.

Слід відмітити, що вектор \mathbf{x}^{ν} у допоміжній задачі (2.21) відрізняється від такого в задачі (2.1).

Система обмежень $\varphi_d(\mathbf{x}^{\nu})$ допоміжної задачі включає обмеження на величину критерія $E(\mathbf{x}^{\nu})$, що формально дає можливість розглядати задачу (2.21) як квазіеквівалентну форму задачі (2.1). Система обмежень визначає множину X_0^{ν} допустимих розв'язків задачі (2.21).

На другому етапі розглядається основна задача (2.1), розв'язок якої шукається з допомогою процедур (2.18) і (2.19). Відмінність цієї задачі полягає

передусім у класі \mathcal{S} поєднань наборів реагентів та компонентах вектора x^v . Останні вибирають із умови досягнення розв'язку задачі (2.1) на базовій рецептурі бурового розчину.

Необхідно також відзначити, що розв'язок задачі (2.1) – (2.10) в окремих ситуаціях може бути зведений і до трьохетапної процедури. Останнє залежить від вимог до складу і властивостей бурового розчину, що визначає систему обмежень $\varphi(x^v)$ в класі \mathcal{S} різних рецептур.

У даній роботі пошук оптимальних рецептур бурових розчинів здійснювався за двоетапною процедурою. На першому етапі в якості критеріїв оптимальності використовували вартість одиниці об'єму бурового розчину (2.2) і критерій (2.3) для показників фільтрації та нелінійності, а на другому етапі – коефіцієнт міжфазного натягу на границі розділу фаз фільтрат бурового розчину – нафта.

Висновки до розділу 2

Удосконалено модель задачі вибору оптимальної рецептури обробки бурового розчину, особливість якої полягає у гнучкому виборі критерію оптимальності залежно від геолого-технічних умов буріння свердловини. Уточнено критерії оптимальності задачі вибору рецептури обробки бурового розчину для розкриття продуктивних нафтових пластів.

Запропонована двоетапна процедура вибору оптимальної рецептури бурового розчину. На першому етапі вибирають базову рецептуру бурових розчинів із розв'язку допоміжної квазіеквівалентної задачі (в якості критеріїв оптимальності використовували вартість одиниці об'єму бурового розчину (2.2) і для показників фільтрації та нелінійності), а на другому етапі на основі базової рецептури вибирають оптимальну рецептуру для розкриття продуктивних нафтових пластів (міжфазного натягу на границі розділу фаз фільтрат бурового розчину – нафта).

РОЗДІЛ 3

ВИБІР РЕЦЕПТУР І ДОСЛІДЖЕННЯ БУРОВИХ РОЗЧИНІВ ДЛЯ РОЗКРИТТЯ ПРОДУКТИВНИХ НАФТОВИХ ПЛАСТІВ

До важливих факторів, які суттєво впливають на якість розкриття продуктивних горизонтів, є склад і властивості бурового розчину. Це особливо актуально при бурінні горизонтальних свердловин, де пласт піддається тривалішій дії бурового розчину.

Розроблення нових систем бурових розчинів має забезпечити збереження поверхневих властивостей фільтрату і високу якість бурових розчинів відповідно до гірничогеологічних умов буріння. Вирішення цього завдання можливе лише в результаті всебічного вивчення впливу ПАР на властивості бурових розчинів.

Ефективне використання ПАР потребує підтримування у визначеному діапазоні їх концентрації в буровому розчині, що подається у свердловину. Контроль за концентрацією ПАР здійснюється вимірюванням міжфазного натягу на границі розділу фаз фільтрат бурового розчину – нафта.

3.1 Гуматно-біополімерний буровий розчин

Розглянемо можливість використання розробленого в УкрНДІгаз ГББР [71, 72, 112, 114] для розкриття продуктивних нафтових пластів. Рецепт ГББР підібрана на синергетичній композиції реагентів [30, 70, 72], має низку позитивних властивостей (високий рівень інгібування, стійкість до термодеструкції та агресивної дії лугів і солей полівалентних металів, низький вміст твердої фази, задовільні реологічні і фільтраційні властивості).

Базову рецептуру ГББР визначають для забезпечення необхідних технологічних властивостей з метою ефективного розкриття продуктивних горизонтів, в тому числі з низькими пластовими тисками. В основу її вибору

покладено модель (2.1) з критерієм оптимальності (2.2) – вартість одиниці об'єму рецептури.

За основу рецептури прийнято вапняний ГББР [115], для якого відома модель впливу компонентів на його технологічні властивості. Вапно в цьому буровому розчині замінено на хлорид калію, що зазвичай застосовується при розкритті продуктивних горизонтів родовищ ДДз.

До складу рецептури входять такі хімічні реагенти:

ксантановий біополімер марки “Duo-vis” виробництва компанії “M-I Drilling Fluids”, реагент структуроутворювач бурових розчинів на водній основі;

поліаніонна целюлоза марки “Polypac UL” виробництва компанії “M-I Drilling Fluids”, понижувач фільтрації мінералізованих розчинів;

ПВЛР за ТУ 39932–84, понижувач фільтрації немінералізованих бурових розчинів. ПВЛР – порошкоподібний продукт взаємодії бурого вугілля з лугами. Основним компонентом ПВЛР є натрієві солі гумінових кислот (гумати натрію). Середній вміст їх в бурому вугіллі складає 35 %;

КСІ за ДСТУ 4568–95;

бактерицид MI-SIDE – рідина прозорого кольору, використовується для запобігання ферментативної деструкції біополімеру [145];

піногасник Pentax за стандартом АНІ.

Обґрунтовано такі інтервали зміни впливових факторів концентраціями реагентів (% мас.): ксантановий біополімер (Duo-vis) 0,14 – 0,30; поліаніонна целюлоза (Polypac UL) 0,1 – 0,3; ПВЛР 3 – 9; КСІ 1 – 5; MI-SIDE 0,1; Pentax 0,3.

Використання відомої моделі із заміною одного компонента дозволило звужити область дослідження і використати ДФЕ для уточнення впливу хімічних реагентів на властивості бурового розчину. План ДФЕ для знаходження оптимальної рецептури та параметри ГББР в точках ДФЕ подано в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – План експерименту для побудови базової рецептури ГББР

Дослід	Реагенти та їх концентрації			
	ПВЛР	Polурас UL	Duo-vis	KCl
1	4	0,22	0,14	4
2	6	0,22	0,14	4
3	4	0,2	0,14	4
4	4	0,22	0,2	4

Буровий розчин готували у лабораторних умовах таким чином: у розрахованій кількості води розчиняли за допомогою механічного перемішувача протягом 10 хв 3 г біополімеру марки Duo-vis, далі додавали поліаніонну целюлозу марки Polурас UL, потім додавали ВЛРі перемішували протягом 20 хв, після цього додавали хлористого калію і перемішували 10 хв, далі додавали бактерициду (2 мл) та піногасник (3 мл) і перемішували протягом 20 – 30 хв.

З метою переведення неконтрольованих і некерованих факторів (коливання температури, часова деструкція основного компонента синергетичної композиції тощо) в розряд випадкових, що сприяє виключенню систематичних похибок, експерименти реалізовані відповідно з принципом рандомізації.

У кожному досліді вимірювались основні технологічні властивості (густина, умовна в'язкість, показник фільтрації, СНЗ через 1 і 10 хвилин, реологічні властивості). В табл.3.2 наведено результати експерименту для знаходження оптимальної рецептури ГББР.

Реологічні властивості ГББР (табл. 3.2) визначались за даними ротаційної віскозиметрії на приладі ВСН-3 (пружина №2).

Обробка даних виконувалась з допомогою програми «Rheometry» [82, 87] в класі реологічно стаціонарних моделей Шведова – Бінгама, Оствальда, Гершеля – Балклі та Шульмана – Кессона для плану експерименту побудови базової рецептури ГББР.

Таблиця 3.2 – Результати експерименту для побудови моделей ГББР

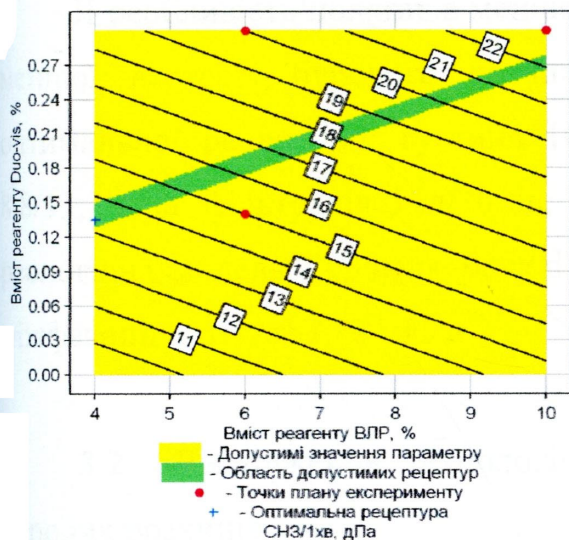
Дослід	Властивості бурового розчину				Дослідження реологічних властивостей			
	Густина, кг/м ³	Т, с	Ф, см ³ /30 хв	СНЗ _{1/10} , дПа	Реологічні властивості найбільш адекватної моделі $\hat{\nu}$			Дисперсія адекватності Па ² , моделі $\hat{\nu}$
					$\hat{\tau}_0$, Па	\hat{k} , Па · с ⁿ	n	
1	1020	40	17,5	0/0	1,538	0,040	0,79	0,001
2	1030	38	17	2,6/4,4	3,100	0,080	1,10	0,012
3	1030	35	19,5	2,2/4	2,800	0,100	0,99	0,024
4	1030	32	16	2,2/3	4,100	0,030	1,16	0,077

На рис. 3.1 показано результати обробки ДФЕ з метою уточнення рецептури ГББР. Обробка результатів ДФЕ виконувалась з допомогою лінійних регресійних моделей (тому ізолінії паралельні і між ними однакова відстань).

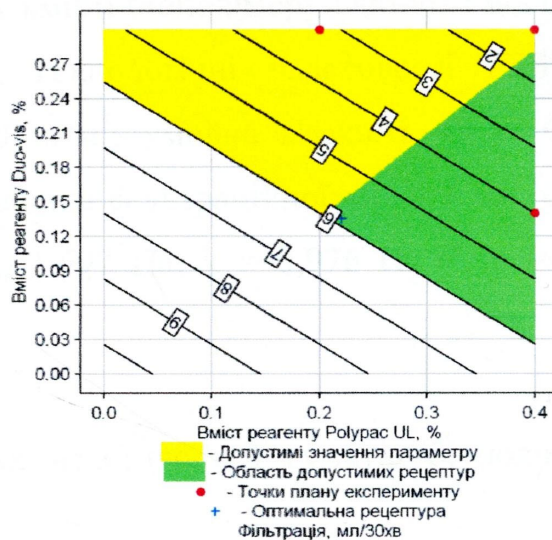
На рис. 3.1 *a – г*, ізолініями відображено вплив реагентів на параметри бурового розчину. Оскільки реагентів багато, то відображається вплив двох із них (їх концентрація змінюється по горизонтальній і вертикальній осі), а решта мають фіксоване значення, яке відповідає знайденій оптимальній рецептурі (позначена синім хрестиком). На рис. 3.1 *д, е* ізолініями відображається цільова функція (в даному випадку вартість рецептури). Жовтим кольором позначається область допустимих значень параметра, який відображається, а в її межах зеленим кольором позначається область допустимих рецептур (в межах цієї області всі досліджувані параметри мають допустимі значення).

В межах області допустимих рецептур виконується пошук оптимальної рецептури за вибраним критерієм. З рис. 3.1 *д, е* добре видно, що вибрана рецептура є найдешевшою.

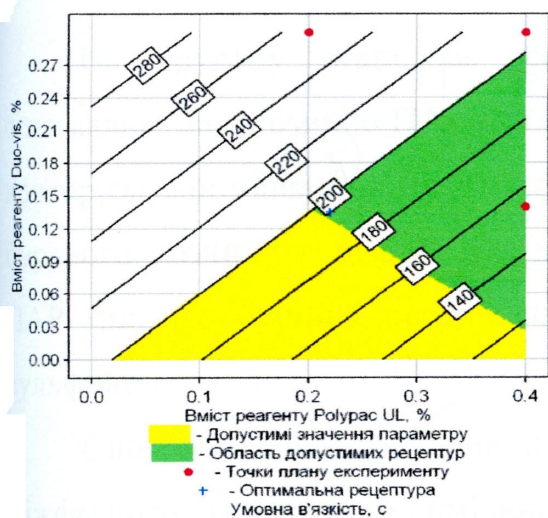
Оптимальна за вартістю рецептура ГББР, мас. %: ВЛР 9; Polyrac UL 0,28; Duo-vis 0,29; KCl 4; Pentax 0,3; MI-SIDE 0,1; вода – решта.



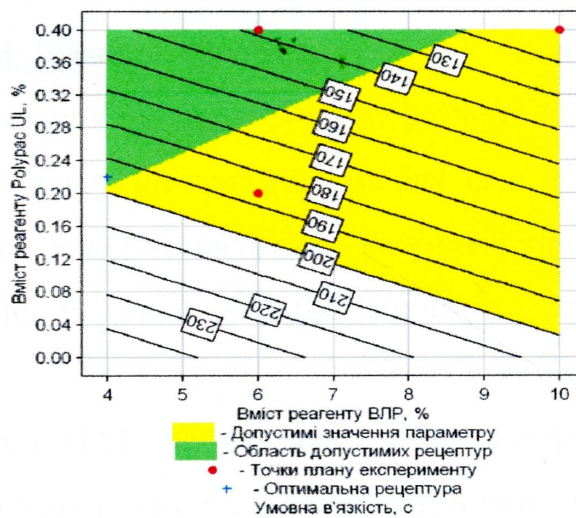
а



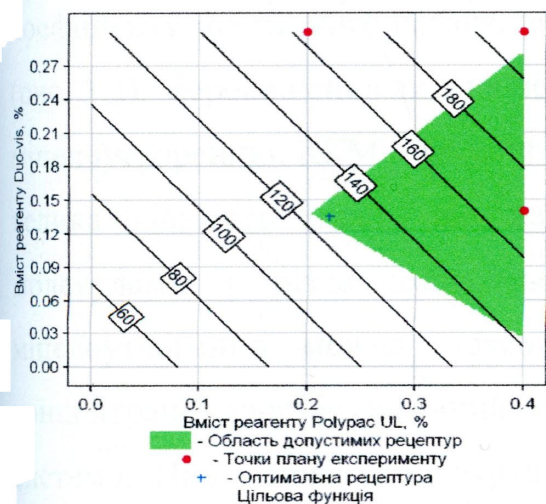
б



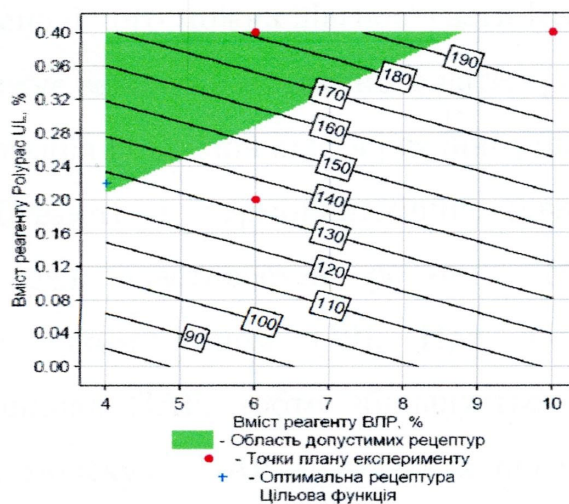
в



г



д



е

Рисунок 3.1 – Залежність технологічних властивостей бурового розчину від вмісту реагентів

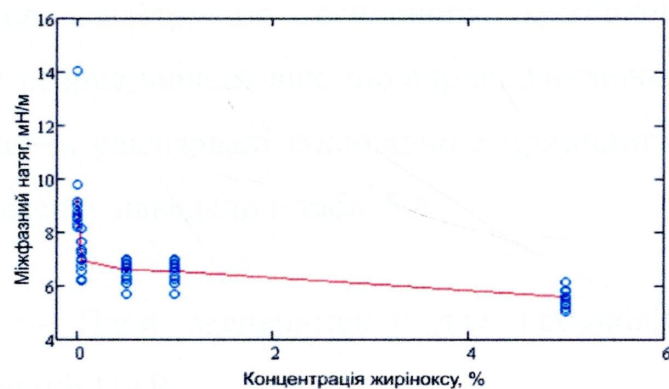
Її особливість полягає в меншому вмісті біополімеру Duo-vis і відповідно меншій вартості бурового розчину. Технологічні властивості ГББР для оптимальної рецептури: густина 1030 кг/м^3 ; умовна в'язкість 49 с ; $\text{CHZ}_{1/10}$ $8,8/13,2 \text{ дПа}$; фільтрація 5 мл/30 хв ; товщина фільтраційної кірки 1 мм ; pH $8,6$; реологічна модель Гершеля–Балклі, $\tau_0=1,697 \text{ Па}$, $k = 0,976 \text{ Па}\cdot\text{с}^n$, $n = 0,500$; міжфазний натяг $\sigma=7,28 \text{ мН/м}$.

3.2 Дослідження технологічних властивостей гуматно-біополімерних бурових розчинів

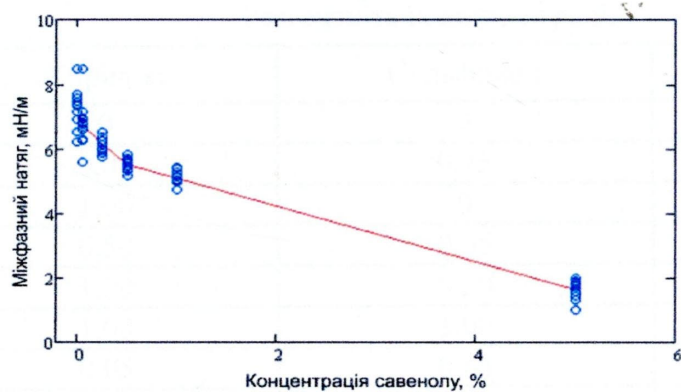
На другому етапі на основі базової рецептури ГББР підбирали оптимальну композицію ПАР для розкриття продуктивних нафтових пластів за критерієм мінімального міжфазного натягу на границі розділу фаз фільтрат бурового розчину – нафта. Для цього використовували найбільш поширені ПАР під час буріння свердловин на родовищах ДДз: жирінокс, савенол, сульфонол.

Спочатку вивчали вплив кожної ПАР на характер зміни коефіцієнту міжфазного натягу, який вимірювали з допомогою сталагмометричного методу [20, 127, 146]. На рис. 3.2 показано вплив концентрацій реагентів на величину коефіцієнту міжфазного натягу, на основі чого можна діагностувати ККМ ПАР (рис. 3.2), перевищення якої не понижує величину міжфазного натягу, а сприяє міцелутворенню. ККМ – це концентрація ПАР, при якій в розчині утворюється велика кількість міцел, що перебувають в термодинамічній рівновазі з молекулами і різко змінюється ряд властивостей розчину. Механізм міцелутворення можна пояснити таким чином [39]. При збільшенні концентрації зростає хімічний потенціал ПАР, тобто збільшується енергія системи. При малих концентраціях молекули ПАР виходять в поверхневий шар, зменшуючи тим самим енергію. Коли поверхневий шар стає насиченим, система виводить гідрофобні ланцюги з води в нову фазу – міцелу, виділяючи її від води гідрофільною оболонкою з полярних груп.

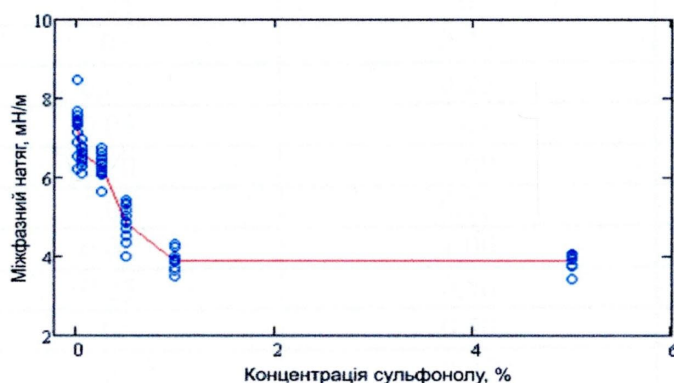
За даними рис. 3.2 оцінки ККМ, мас.%, для відповідних ПАР: жирінокс – 1; савенол – 5; сульфенол – 1.



а



б



в

Рисунок 3.2 – Вплив ПАР на коефіцієнт міжфазного натягу на границі розділу фаз фільтрат ГББР – нафта

Пошук оптимальної композиції ПАР здійснювали за методом латинських планів експерименту. Концентрації ПАР (мас. %) змінювались на п'яти рівнях: жирінокс – 0, 0,05, 0,25, 0,5, 1; савенол – 0, 0,05, 0,25, 0,5, 5; сульфенол – 0,

0,05, 0,25, 0,5, 1. Загальна кількість дослідів 25. У табл. 3.3 наведено план експерименту для побудови базових моделей оптимальної композиції ПАР. З метою переведення неконтрольованих і некерованих факторів (коливання температури, часова деструкція основного компонента синергетичної композиції тощо) в розряд випадкових, що сприяє виключенню систематичних похибок, експерименти реалізовані відповідно з принципом рандомізації [91]. Результати експерименту наведено в табл. 3.4.

Таблиця 3.3 – План експерименту для побудови базових моделей оптимальної композиції ПАР

Дослід	Реагенти та їх концентрації		
	Жирінокс	Сульфонол	Савенол
1	0	0	1,00
2	0,05	0,25	0,10
3	1,00	0	0
4	0,50	0,05	5,00
5	1,00	0,50	0,50
6	1,00	1,00	1,00
7	0,05	0,05	1,00
8	0,05	0,50	5,00
9	0,25	0	5,00
10	0	0,25	0
11	0,25	0,25	0,50
12	0,05	0	0,50
13	0,50	1,00	0,50
14	1,00	0,25	5,00
15	0,05	1,00	0
16	0,25	0,50	1,00
17	0	0,50	0,10
18	0	0,05	0,50
19	0,50	0,25	1,00
20	0,25	1,00	0,10
21	0,25	0,05	0
22	1,00	0,05	0,10
23	0,50	0,50	0
24	0	1,00	5,00
25	0,50	0	0,10

Таблиця 3.4 – Результати експерименту ГББР для побудови базових моделей оптимальної композиції ПАР

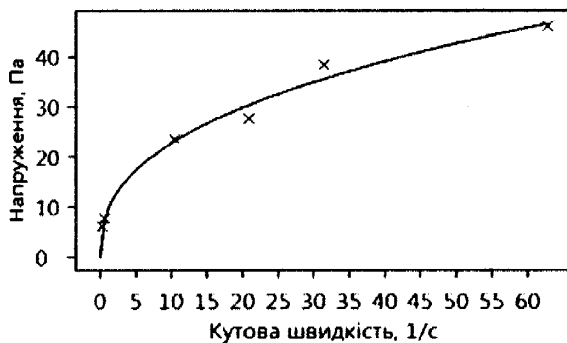
Дослід	Властивості бурового розчину при 20 °С					
	T, с	Ф, мл/30 хв	СНЗ _{1/10} , дПа	pH	КТК	σ, мН/м
1	116	4,0	18,9/28,4	9,03	0,39	1,70
2	117	5,0	15,8/15,8	8,48	0,40	5,46
3	119	4,5	15,8/18,9	8,97	0,40	5,39
4	212	4,0	22,1/22,1	9,11	0,40	1,58
5	90	4,5	15,8/15,8	8,69	0,39	7,37
6	114	5,5	22,1/22,1	9,11	0,40	3,71
7	100	5,0	18,9/22,1	8,93	0,40	2,19
8	172	4,5	12,6/15,8	8,56	0,40	5,69
9	113	3,5	12,6/15,8	8,83	0,40	2,91
10	112	4,5	15,8/18,9	8,72	0,40	2,36
11	212	4,0	18,9/25,3	8,91	0,39	8,27
12	183	4,3	18,9/18,9	9,15	0,35	3,28
13	80	4,0	15,8/18,9	9,20	0,40	2,26
14	108	4,5	12,6/18,9	8,91	0,40	5,17
15	187	4,7	6,0/8,0	9,11	0,37	4,47
16	75	4,5	18,9/25,3	8,97	0,33	6,42
17	188	4,0	18,9/25,3	8,98	0,40	2,71
18	78	4,5	12,6/18,9	9,04	0,40	5,16
19	120	5,0	15,8/15,8	8,55	0,40	1,58
20	170	5,3	15,8/18,9	8,92	0,40	6,90
21	148	4,0	15,8/18,9	8,90	0,35	2,44
22	179	5,5	15,8/15,8	9,18	0,35	5,54
23	70	6,0	12,6/15,8	8,79	0,40	8,21
24	79	4,5	12,6/15,8	8,99	0,35	6,68
25	132	4,5	18,9/22,1	8,40	0,40	1,51

Реологічні властивості визначались за даними вимірювань на ротаційному віскозиметрі Fann 35SA з допомогою програми “Rheometry” [87, 150]. Обробка даних виконувалась для плану експерименту (табл. 3.3) в класі реологічно стаціонарних моделей Ньютона, Шведова – Бінгама, Оствальда, Гершеля – Балклі та Шульмана – Кессона. За результатами обробки даних вимірювань найбільш адекватною виявилась модель Оствальда. В табл. 3.5 наведено оцінки реологічних властивостей (\hat{k} , \hat{n}) і дисперсії адекватності ($\hat{\sigma}_v^2$)

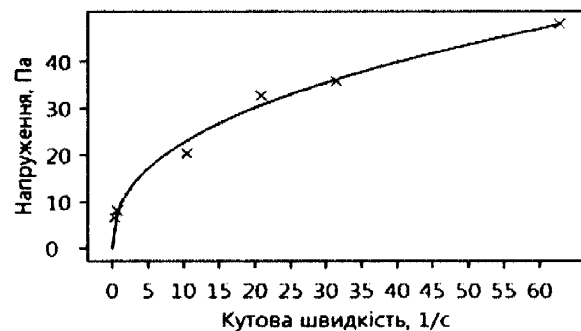
для плану експерименту. На рис. 3.3 показано реологічні криві ГББР з добавками ПАР для дослідів 11 і 15.

Таблиця 3.5 – Результати визначення реологічних параметрів ГББР обробленого ПАР

Дослід	Реологічні властивості найбільш адекватної моделі $\hat{\nu}$		Дисперсія адекватності $\hat{\sigma}_\nu^2$, Па ² , для реологічної моделі $\hat{\nu}$
	\hat{k} , Па·с ⁿ	\hat{n}	
1	2,993	0,391	0,632
2	2,405	0,423	0,447
3	2,786	0,405	0,549
4	0,954	0,543	0,393
5	3,617	0,386	0,428
6	3,262	0,378	0,744
7	2,900	0,389	0,654
8	3,097	0,436	1,050
9	2,152	0,409	0,497
10	2,108	0,384	0,463
11	1,547	0,435	0,319
12	1,142	0,474	0,415
13	2,885	0,383	0,658
14	0,983	0,523	0,377
15	2,993	0,391	0,632
16	2,457	0,400	0,352
17	2,324	0,417	0,225
18	2,918	0,342	0,593
19	2,573	0,360	0,463
20	2,400	0,407	0,081
21	1,540	0,424	0,241
22	3,845	0,345	0,211
23	2,496	0,413	0,463
24	2,901	0,379	0,351
25	3,700	0,384	0,747



a



б

Рисунок 3.3 – Реологічні криві ГББР: *a* – дослід 11, *б* – дослід 15

Слід відзначити, що використання композицій ПАР вагомо зменшує величину коефіцієнта міжфазного натягу в порівнянні з однією ПАР. Це має важливе прикладне значення для підбору ефективних композицій ПАР відповідних бурових розчинів, в тому числі з урахуванням її вартості.

В плані досліджень в нас не ставилось за основну мету регулювання КТК, тому для його зменшення був проведений додатковий експеримент. Базову рецептуру ГББР з композицією ПАР обробляли хімічним реагентом Super Lube, який використовується як змащувальна домішка в концентрації 0,5%. Після цього виміряли технологічні властивості бурового розчину: густина 1030 кг/м^3 ; умовна в'язкість 69 с; $\text{СНЗ}_{1/10}$ 15,8/19,2 дПа; фільтрація 4 мл/30 хв; товщина фільтраційної кірки 0,5 мм; КТК 0,06; рН 8,6; реологічна модель Гершеля–Балклі, $\tau_0=1,674 \text{ Па}$, $k = 2,648 \text{ Па}\cdot\text{с}^n$, $n = 0,381$; міжфазний натяг $\sigma=1,20 \text{ мН/м}$.

В табл.3.6 наведено значення оптимальних концентрацій ПАР і технологічні властивості ГББР.

Таблиця 3.6 – Склад та властивості Г'ББР

Склад бурового розчину	Технологічні властивості							
	Густина, кг/м ³	Умовна в'язкість, с	СНЗ _{1/10} , дПа	Фільтрація, см ³ /30хв.	Товщина кірки, мм	Реологічна модель та властивості	Водневий показник	Коефіцієнт міжфазного натягу, мН/м
Базовий: ВЛР 9%, Polyrac UL 0,28%, Duo-vis 0,29%, KCl 4%, Pentax 0,3%, MI-SIDE 0,1%	1050	49	8,8 / 13,2	5	0,5	Модель Гершеля – Балклі $\tau_0 = 1,697$ Па, $k = 0,976$ Па·с ⁿ , $n = 0,500$	8,6	7,28
Базовий з добавленням жирінокса (1%)	1050	102	19,0 / 25,3	4	0,5	Модель Оствальда $k = 2,786$ Па·с ⁿ , $n = 0,405$	8,8	6,57
Базовий з добавленням савенола (5%)	1050	80	15,8 / 19,0	4	0,5	Модель Оствальда $k = 2,152$ Па·с ⁿ , $n = 0,410$	9,2	1,65
Базовий з добавленням сульфонола (1%)	1050	105	19,0 / 21,1	5	0,5	Модель Гершеля – Балклі $\tau_0 = 0,949$ Па, $k = 1,99$ Па·с ⁿ , $n = 0,431$	8,9	3,89
Базовий з добавленням жирінокса (0,6%), савенола (5%) і сульфонола (0,8%)	1050	75	18,5 / 23,0	4	0,5	Модель Гершеля – Балклі $\tau_0 = 1,659$ Па, $k = 0,952$ Па·с ⁿ , $n = 0,518$	8,7	0,89

3.3 Біополімерний буровий розчин

Розглянемо вибір рецептури ББР [149] для розкриття продуктивних нафтових пластів. Особливість рецептури полягає в меншому вмісті біополімеру та крохмалю Duo-vis і відповідно меншою вартості бурового розчину.

До складу рецептури входять такі хімічні реагенти:

Dextrid – модифікований і біологічно стабілізований картопляний крохмаль (схильний до гниття), використовується для контролю фільтрації бурових розчинів на водній основі, що супроводжується мінімальним збільшенням;

ксантановий біополімер марки “Duo-vis” виробництва компанії “M-I DrillingFluids”, реагент структуроутворювач бурових розчинів на водній основі;

поліаніонна целюлоза марки “PacL” застосовується для контролю фільтрації більшості бурових розчинів на водній основі. Знижує фільтрацію при незначному збільшенні в'язкості розчину;

Praestol 2530 – це органічний синтетичний флокулянт в гранульованій формі. Це середньо-аніонний поліелектроліт на основі поліакриламід. Являється високомолекулярним з'єднанням, який має у своєму складі групи, що надають молекулі флокулянта негативний заряд;

KCl за ДСТУ 4568–95;

KOH – регулювання рН інгібованих бурових розчинів, оптимальна добавка 1 – 5 кг/м³;

бактерицид MI-SIDE – рідина прозорого кольору, використовується для запобігання ферментативної деструкції біополімеру;

СБР – змащувальна добавка.

Обґрунтовано такі інтервали зміни впливових факторів концентраціями реагентів (% мас.): модифікований крохмальний реагент (Dextrid) 0,7 – 1,45; ксантановий біополімер (Duo-vis) 0,1 – 0,5; поліаніонна целюлоза (PacL) 0,1 – 0,5; Praestol 2530 0,1 – 0,3; KCl 3 – 15; гідроксид калію (KOH) – 0,1.

У табл. 3.7 наведено плани ДФЕ (досліди 1 – 4) і ПФЕ (досліди 1 – 8) для побудови лінійних моделей, а також ОЦКП (досліди 1 – 25) для побудови моделі у вигляді поліному другого порядку. Досліди в експерименті реалізовані відповідно з принципом рандомізації.

Таблиця 3.7 – План експерименту для побудови базової рецептури ББР

Дослід	Реагенти та їх концентрації, мас. %				
	Dextrid	Duo-vis	Pac L	Praestol 2530	KCl
1	0,95	0,1	0,45	0,10	9
2	1,20	0,4	0,35	0,10	12
3	1,45	0,4	0,45	0,20	6
4	1,45	0,1	0,35	0,25	3
5	0,70	0,5	0,30	0,10	3
6	0,95	0,2	0,50	0,20	3
7	1,20	0,3	0,45	0,15	3
8	1,70	0,4	0,40	0,30	3
9	1,20	0,1	0,50	0,30	15
10	1,70	0,1	0,30	0,20	12
11	0,70	0,1	0,40	0,15	6
12	0,95	0,3	0,40	0,25	12
13	0,70	0,4	0,50	0,25	9
14	1,70	0,5	0,45	0,25	15
15	0,95	0,5	0,35	0,30	6
16	0,95	0,4	0,30	0,15	15
17	1,45	0,5	0,50	0,15	12
18	1,20	0,5	0,40	0,20	9
19	0,70	0,3	0,35	0,20	15
20	1,20	0,2	0,30	0,25	6
21	1,70	0,2	0,35	0,15	9
22	1,45	0,2	0,40	0,10	15
23	1,70	0,3	0,50	0,10	6
24	1,45	0,3	0,30	0,30	9
25	0,70	0,2	0,20	0,30	12

Примітка. Концентрації реагентів, мас. % : KOH–0,1; СБР–0,1; MI-SIDE– 0,1.

ББР в лабораторних умовах приготувляли у такій послідовності: у розрахованій кількості води протягом 10 хв проводили гідратацію 3 г Dextrid модифікований і біологічно стабілізований картопляний крохмаль, марки Duo-vis, далі додавали поліаніонну целюлозу, марки PacL, потім додавали Praestol 2530 і перемішували протягом 20 хв, після цього додавали хлористого калію та

перемішували 10 хв, далі додавали бактерициду та СБР і перемішували протягом 20 – 30 хв.

Згідно з планом (табл. 3.7) планом була проведена серія експериментів з рецептурами ББР табл. 3.8.

Таблиця 3.8 – Результати експерименту для вибору базової рецептури ББР

Дослід	Властивості бурового розчину при 20 °С				
	Густина, кг/м ³	T, с	Φ, мл./30 хв.	СНЗ _{1/10} , дПа	pH
1	1080	32	13,0	0,86/1,29	9,63
2	1080	81	6,0	12,87/13,73	9,84
3	1070	163	5,8	15,02/17,59	9,13
4	1020	47	9,0	1,30/1,72	9,22
5	1040	122	13,0	17,64/23,94	9,98
6	1060	72	9,0	3,16/3,79	9,79
7	1060	110	5,3	6,92/9,48	9,87
8	1060	322	5,5	19,31/28,3	9,84
9	1100	73	9,5	1,72/3,00	9,87
10	1080	64	5,0	1,72/1,72	9,95
11	1040	36	15,5	0/0	9,98
12	1080	112	5,0	7,65/8,93	9,85
13	1090	148	4,5	14,88/20,16	9,53
14	1140	102	4,3	6,61/6,65	9,69
15	1090	480	9,5	2,15/2,36	9,59
16	1125	220	6,0	1,85/1,85	9,45
17	1145	740	3,3	4,29/4,51	9,35
18	1075	452	8,5	3,42/3,56	9,86
19	1125	136	7,0	1,56/1,29	9,98
20	1070	92	6,0	0,21/0,52	9,80
21	1095	96	5,3	0,34/0,43	9,96
22	1130	108	6,0	0,43/0,43	9,75
23	1075	160	7,5	0,94/1,37	9,42
24	1105	180	4,0	1,29/1,37	9,80
25	1120	104	8,0	0,63/0,95	9,89

Реологічні властивості визначались з допомогою ротаційного віскозиметра Fann 800. Обробка даних ротаційної віскозиметрії виконувалась у пакетному режимі із використанням програми “Rheometry” в класі реологічно стаціонарних моделей: Ньютона, Шведова – Бінгама, Оствальда, Гершеля –

Балклі, Шульмана – Кессона. Найбільш адекватною для плану експерименту виявилась модель Шульмана – Кессона.

В табл. 3.9 наведені оцінки реологічних властивостей $(\hat{\tau}_0, \hat{\eta}, \hat{\eta})$ ББР і дисперсій адекватності у кожній точці плану експерименту. На рис. 3.6 показано реологічні криві для дослідів 2 і 7.

Таблиця 3.9 – Результати визначення реологічних параметрів ББР

Дослід	Реологічні властивості найбільш адекватної моделі $\hat{\nu}$			Дисперсія адекватності, Па^2 , для реологічної моделі $\hat{\nu}$
	$\hat{\tau}_0$, Па	$\hat{\eta}$, Па · с	$\hat{\eta}$	
1	3,697	0,008	2,611	0,455
2	2,199	0,007	1,580	0,171
3	2,518	0,012	1,684	0,595
4	2,454	0,019	2,190	0,278
5	5,740	0,029	1,739	0,612
6	3,709	0,024	1,509	0,841
7	5,238	0,027	1,604	0,363
8	6,132	0,022	2,242	0,103
9	6,380	0,027	1,474	1,703
10	4,002	0,024	2,034	0,617
11	4,490	0,019	2,167	0,788
12	2,887	0,014	2,215	0,493
13	6,206	0,029	1,985	0,472
14	1,809	0,010	2,962	2,149
15	2,945	0,013	2,613	0,574
16	3,233	0,011	3,403	0,434
17	2,416	0,014	2,585	0,352
18	3,431	0,020	1,982	0,806
19	4,083	0,023	1,079	0,549
20	4,215	0,015	2,170	0,774
21	6,349	0,038	1,766	1,476
22	3,003	0,012	2,472	1,636
23	4,223	0,007	2,619	0,746
24	6,467	0,024	2,793	0,149
25	1,764	0,010	2,765	0,320

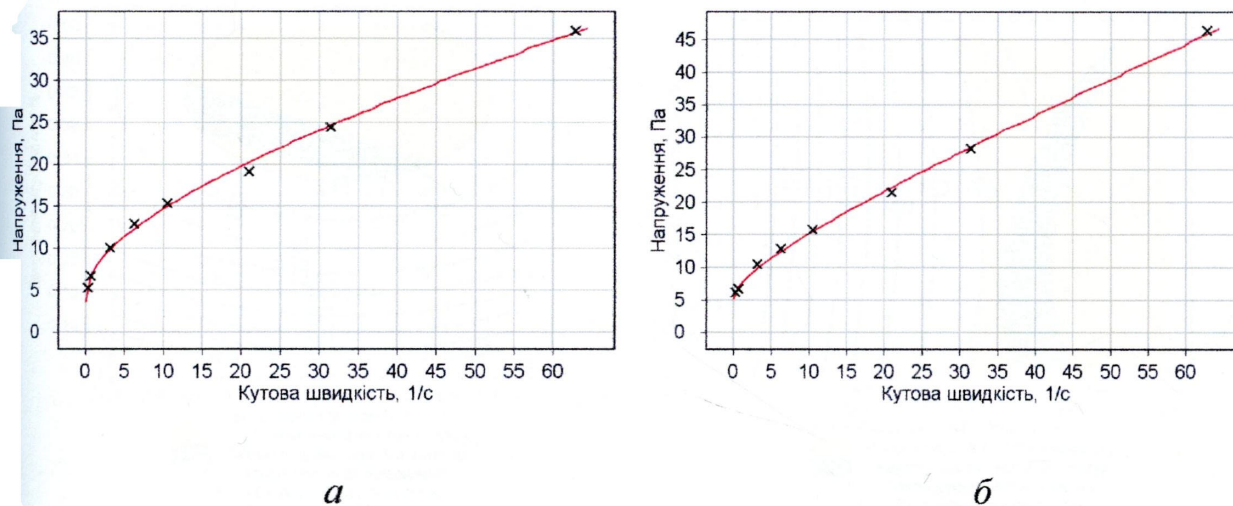
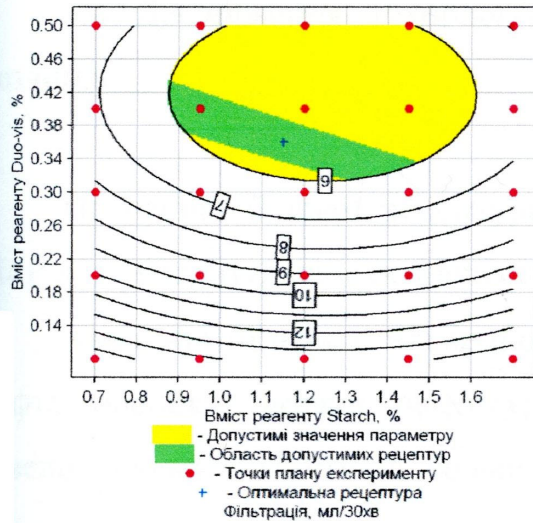


Рисунок 3.5 – Реологічні криві: *а* – дослід 2; *б* – дослід 7

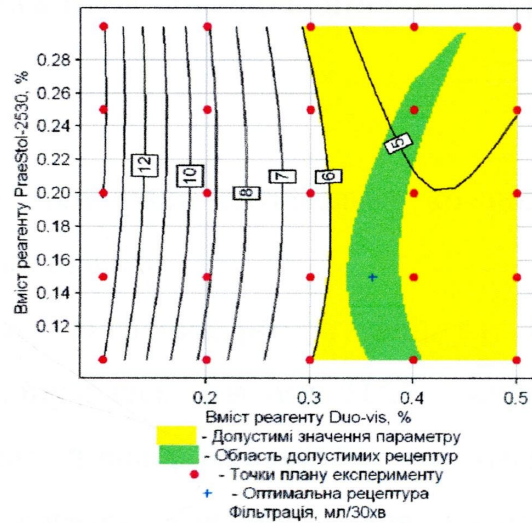
Залежність між вмістом реагентів і деякими параметрами бурового розчину показано ізолініями. Відображено (рис. 3.6) вплив реагентів на параметри ББР. Оскільки реагентів багато, то відображається вплив двох із них (їх концентрація змінюється по горизонтальній і вертикальній осі), а решта мають фіксоване значення, яке відповідає знайденій оптимальній рецептурі (позначена синім хрестиком).

На (рис. 3.6 *а, б*) показано вплив добавок Duo-vis та Praestol-2530 на фільтрацію. Чітко виокремлено допустимі значення фільтрації та знайдено допустимі концентрації реагентів. На рис. 3.6 *в* показано значення густини залежно від процентного вмісту хлористого калію і крохмалю. На рис. 3.6 *г, є* показано вплив реагентів на зміну динамічного напруження зсуву, міри консистенції, та показника нелінійності.

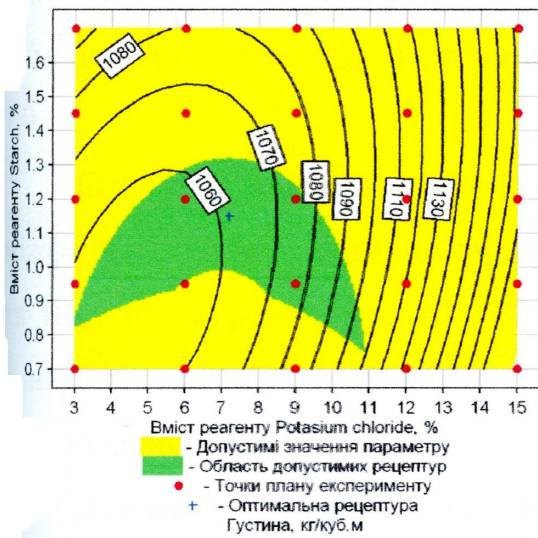
Отримано оптимальну рецептуру ББР, мас. %: Dextrid – 1,149; Duo-vis – 0,36; PacL – 0,469; Praesol-2530 – 0,15; KCL – 7,2; КОН – 0,1; MI-SIDE – 0,1; СБР – 0,1; вода – решта. Технологічні властивості оптимальної рецептури: густина 1050 кг/м³; умовна в'язкість 47 с; $CHZ_{1/10}$ 13/16дПа; фільтрація 5,4 см³/30хв.; товщина фільтраційної кірки – плівка; рН 9,49; найбільш адекватна реологічна модель Оствальда, $k = 0,311 \text{ Па} \cdot \text{с}^n$, $n = 0,505$; міжфазний натяг $\sigma = 9,8$ мН/м.



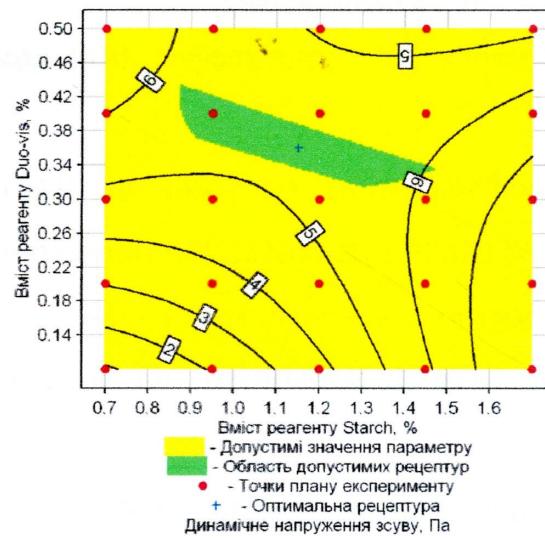
а



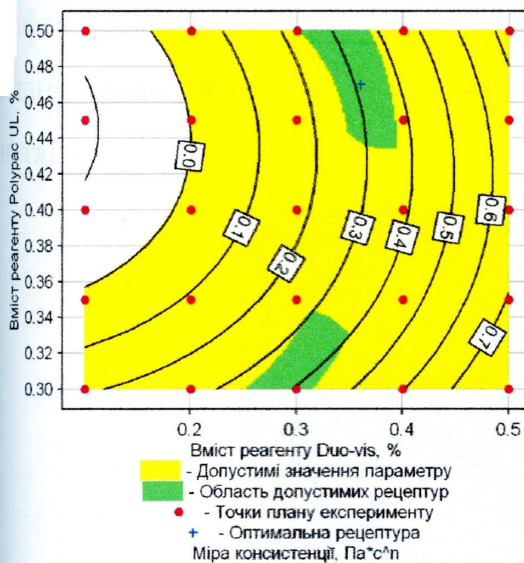
б



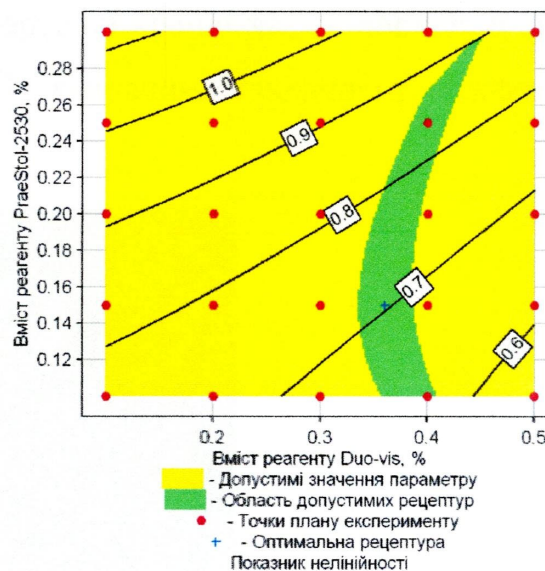
в



г



д



е

Рисунок 3.6 – Вплив хімічних реагентів на деякі властивості ББР

3.4 Дослідження технологічних властивостей біополімерних бурових розчинів

На основі базової рецептури ББР підбирали оптимальну композицію ПАР для розкриття продуктивних нафтових пластів.

З метою мінімізації міжфазного натягу на границі розділу фільтрат ББР – нафта обробка базової рецептури виконувалась такими ПАР: жирінокс, савенол, сульфенол, стінол, сольпен. Останній використовується для розкриття продуктивних пластів на родовищах «Укргазвидобування». Для досліджень використовувалась нафта Бугруватівського нафтового родовища густиною 935 кг/м^3 і вмістом (мас.%): парафінів 1,8, смол 11,0, асфальтенів 16,2, сірки 0,8 – 1,0.

Спочатку вивчали вплив кожної ПАР на характер зміни коефіцієнту міжфазного натягу, який вимірювали з допомогою сталагмометричного методу та методу обертової краплі [17, 56, 99, 124] і визначались оптимальні концентрації ПАР з урахуванням обмежень на технологічні властивості бурового розчину.

Динамічний міжфазний натяг за [52, 124] вимірюють у процесі обертання трубки з досліджуваними рідинами, тобто на межі розділу фільтрат ББР – нафта. На рис. 3.7 показано динаміку обертової краплі нафти досліду 9 згідно плану експерименту. За формулою (2.17) визначима коефіцієнт міжфазного натягу.

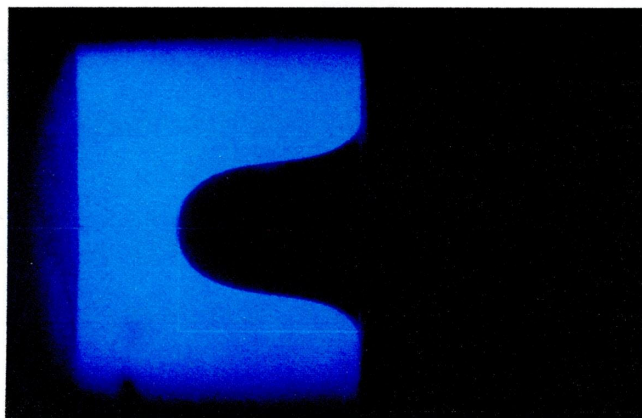


Рисунок 3.7 – Зображення обертової краплі нафти

На рис. 3.8 показано вплив концентрацій ПАР на величину коефіцієнту міжфазного натягу, на основі якого можна діагностувати ККМ ПАР (рис. 3.8 а – д).

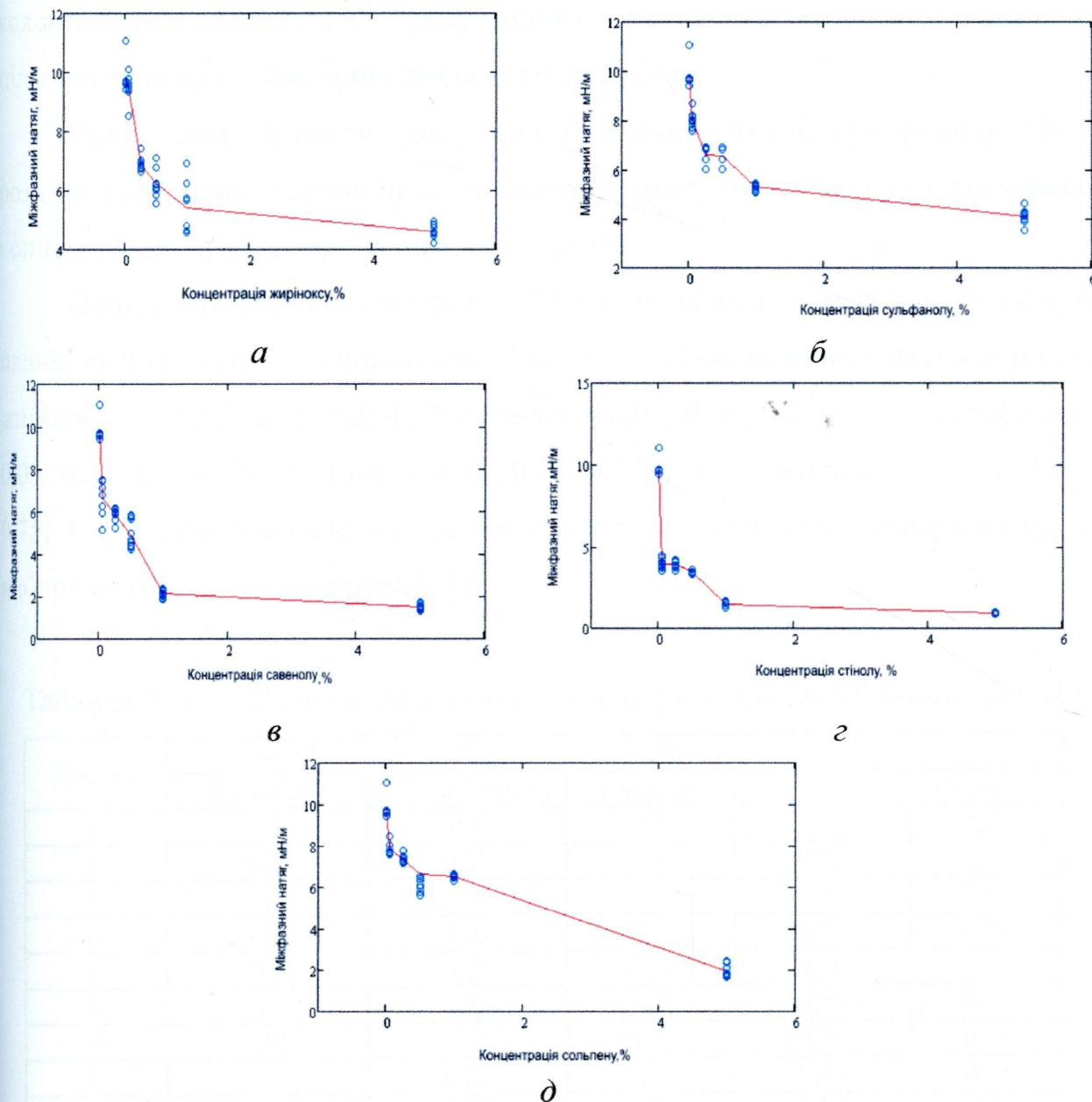


Рисунок 3.8 – Вплив ПАР на коефіцієнт міжфазного натягу на границі розділу фаз фільтрат ББР – нафта

Слід відзначити, що такі ПАР, як савенол та стінол (рис.3.8 в, г) при концентрації 1,0% в три рази зменшують міжфазний натяг порівняно з фільтратом ББР, який необроблений ПАР.

При додаванні до ББР сольпену концентрацією більше 1,0% (рис.3.9 д) значно збільшується показник фільтрації, що, в свою чергу, прискорює проникнення фільтрату в продуктивний пласт та негативно впливає на колекторські властивості продуктивних пластів і утруднює вилучення цільового продукту без проведення інтенсифікації.

Також слід звернути увагу, що при концентрації сульфонулу 5%, у розчині утворились нерозчинені «пластівці», тому для подальших досліджень концентрацію сульфонулу змінювалась до 1%.

Пошук оптимальної композиції ПАР здійснювали за методом латинських планів експерименту. Концентрації ПАР (мас. %) змінювались на п'яти рівнях: жирінокс – 0,05; 0,25; 0,5; 1; 3; савенол – 0,05, 0,25, 0,5, 0,75, 1; сульфонул – 0,05, 0,25, 0,5, 0,75, 1; стінол – 0,05, 0,25, 0,5, 0,75, 1; сольпен – 0,05, 0,25, 0,5, 0,75, 1. Загальна кількість дослідів 25. У табл. 3.10 план експерименту для вибору оптимальної композиції ПАР.

Таблиця 3.10 – План експерименту для вибору оптимальної композиції ПАР

Дослід	Реагенти та їх концентрації				
	Жирінокс	Сульфонул	Савенол	Стінол	Сольпен
1	0,5	0,5	0,5	0,25	0,75
2	0,05	0,05	0,5	0,05	1,0
3	3,0	0,25	0,5	1,0	0,05
4	3,0	0,05	0,25	0,75	0,75
5	0,5	0,75	0,25	0,5	1,0
6	0,25	0,75	0,5	0,75	0,25
7	0,05	0,75	0,75	0,25	0,05
8	0,5	0,25	0,05	0,05	0,25
9	1,0	0,25	0,75	0,75	1,0
10	1,0	1,0	0,5	0,5	0,5
11	3,0	0,5	0,75	0,5	0,25
12	0,25	0,05	0,05	0,5	0,05
13	0,5	0,05	0,75	1,0	0,5
14	0,25	0,5	1,0	1,0	1,0
15	1,0	0,5	0,25	0,05	0,05
16	0,05	0,5	0,05	0,75	0,5
17	0,25	1,0	0,75	0,05	0,75
18	0,25	0,25	0,25	0,25	0,5
19	0,05	0,25	1,0	0,5	0,75
20	3,0	0,75	1,0	0,05	0,5

Продовження таблиці 3.10

21	0,05	1,0	0,25	1,0	0,25
22	1,0	0,75	0,05	1,0	0,75
23	1,0	0,05	1,0	0,25	0,25
24	0,5	1,0	1,0	0,75	0,05
25	3,0	1,0	0,05	0,25	1,0

За планом табл. 3.10 була проведена серія експериментів з рецептурами ББР, результати яких наведено у табл. 3.11.

Таблиця 3.11 – Результати експерименту для вибору оптимальної композиції ПАР

Дослід	Властивості бурового розчину					
	ρ , кг/м ³	T, c	Φ , мл./30 хв	СНЗ _{1/10} , дПа	pH	σ , мН/м
1	1050	121	8,0	12,60/20,16	10,58	3,72
2	1050	108	9,0,	12,60/18,90	10,10	3,09
3	1050	95	6,5	13,86/17,22	10,40	2,43
4	1050	89	7,2	12,18/17,64	9,98	3,02
5	1050	102	10,5	13,02/15,96	10,35	3,25
6	1050	111	8,8	13,86/15,54	10,52	3,32
7	1050	116	7,2	12,18/14,70	10,49	3,78
8	1050	134	7,5	12,60/15,12	10,25	4,76
9	1050	132	8,5	15,96/19,32	10,51	1,99
10	1050	120	8,5	15,96/18,48	10,39	2,12
11	1050	105	6,5	11,76/13,02	10,35	2,32
12	1050	140	5,5	15,12/17,64	9,88	3,25
13	1050	136	8,0	17,74/18,93	10,56	1,19
14	1050	143	10,8	14,20/18,93	10,15	1,52
15	1050	152	6,5	23,66/34,31	9,93	3,53
16	1050	151	8,7	18,93/23,66	9,86	3,61
17	1050	149	10,5	20,11/28,39	10,05	2,19
18	1050	156	8,5	18,93/24,84	10,14	4,18
19	1050	152	8,7	15,30/20,11	10,49	2,78
20	1050	125	9,4	15,34/20,11	10,05	3,09
21	1050	147	7,8	21,29/29,56	10,43	3,65
22	1050	150	8,7	21,29/26,03	10,40	2,91
23	1050	141	7,3	16,50/18,83	10,15	3,89
24	1050	129	8,3	18,83/28,39	9,93	3,62
25	1050	134	10,5	14,20/18,93	10,21	1,64

Реологічні властивості визначались з допомогою віскозиметра Fann 800. Обробка даних виконувалась в пакетному режимі програми “Rheometry” в класі реологічно стаціонарних моделей: Ньютона, Шведова – Бінгама, Оствальда, Гершеля – Балклі та Шульмана – Кессона. Найбільш адекватною виявилась модель Оствальда. В табл. 3.12 наведені оцінки реологічних властивостей (\hat{k} , \hat{n}) ББР та дисперсії адекватності у кожній точці плану експерименту.

Таблиця 3.12 – Результати визначення реологічних параметрів ББР обробленого ПАР

Дослід	Реологічні властивості найбільш адекватної моделі $\hat{\nu}$		Дисперсія адекватності, Па ² , для реологічної моделі $\hat{\nu}$
	\hat{k} , Па·с ⁿ	\hat{n}	
1	1,023	0,486	2,951
2	0,901	0,502	2,467
3	0,683	0,564	3,964
4	0,958	0,498	0,715
5	1,031	0,496	0,786
6	0,962	0,503	1,844
7	1,103	0,486	1,967
8	1,112	0,491	1,551
9	0,950	0,519	1,484
10	1,341	0,473	2,426
11	1,320	0,463	1,380
12	0,966	0,519	2,539
13	1,015	0,480	0,972
14	1,149	0,494	1,932
15	1,496	0,475	0,654
16	1,372	0,464	1,135
17	1,847	0,424	1,849
18	1,356	0,475	1,416
19	1,321	0,481	2,908
20	1,036	0,516	2,402
21	1,331	0,493	2,207
22	1,263	0,493	2,051
23	1,290	0,481	1,502
24	1,300	0,451	1,691
25	1,186	0,495	2,658

За отриманими результатами побудовано регресійні залежності впливу ПАР на коефіцієнт міжфазного натягу на границі розділу фаз фільтрат ББР – нафта. На рис. 3.10 показано вплив характерних поєднань реагентів на коефіцієнт міжфазного натягу, виділена область допустимих рецептур і оптимальні концентрації ПАР (%): жиринокс – 3; сульфонол – 1. Прогнозне значення коефіцієнту міжфазного натягу 1,25 мН/м, за результатами перевірного експерименту 2,57 мН/м.

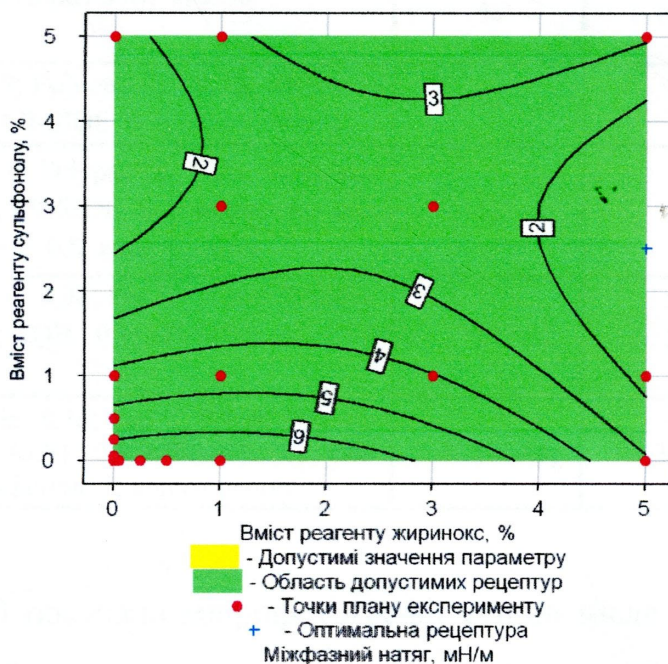


Рисунок 3.9 – Вплив композиції ПАР на коефіцієнт міжфазного натягу на границі розділу фаз фільтрат ББР – нафта

Запропоновані рецептури ГББР та ББР з композиціями ПАР вивчались на відновлення проникності ядра, результати яких наведено в табл. 3.13.

Дослідження проводили у змодельованих пластових умовах на приладі УДПК-1М згідно методики:

1) штучні ядра, насичували перед дослідженням рідиною, і вимірювали їх проникність k ;

2) ядро знову насичували вуглеводневою рідиною і впливали на нього буровим розчином при температурі у керноприймачі 80°C , гідравлічного тиску на ядро 10 МПа та перепаду робочого тиску на ядрі 0,2–0,3 МПа;

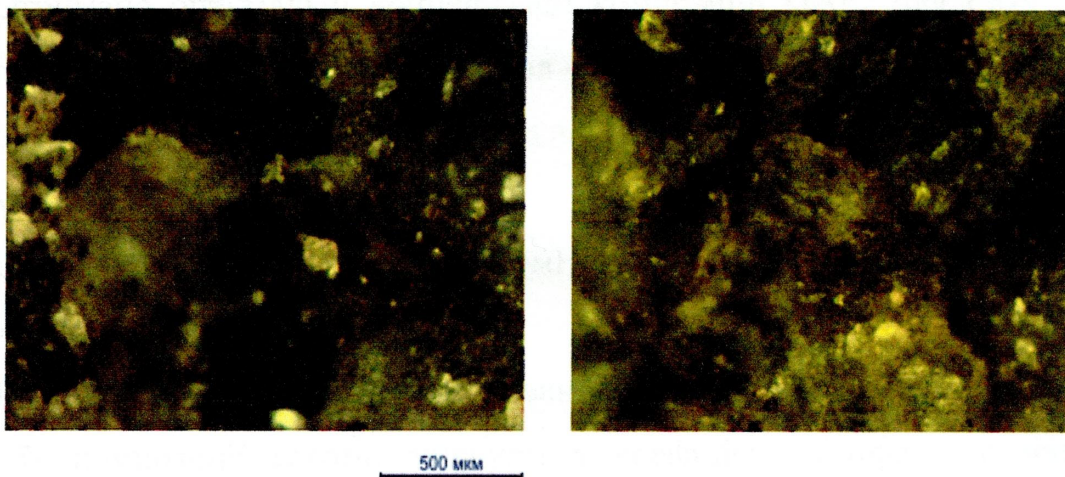
3) виймали керн з автоклаву і промивали його поверхню;

4) прокачували через керн 20 порових об'ємів вуглеводневої рідини і визначали коефіцієнт відновлення проникності β_1 .

Таблиця 3.13 – Результати досліджень з проникності штучних кернів в моделях бурових розчинів

Склад бурового розчину, мас. %	Пористість, %	Проникність, $k \cdot 10^{-15}, m^2$	Коефіцієнт відновлення проникності $\beta_1, \%$
Duo-vis 0,29 ; ВЛР 9; PolyracUL 0,28; лабрикол 3; KCl 4; Pentax 0,3, MI-SIDE 0,1; вода – решта	14	315	50
Duo-vis 0,29 ; ВЛР 9; PolyracUL 0,28; лабрикол 3; KCl 4; Pentax 0,3; MI-SIDE 0,1; жиринокс 0,6; савенол 5,0; сульфенол 0,8; вода – решта	13	295	65
Dextrid 1,149; Duo-vis 0,36; Pac L 0,469; Praesol-2530 0,15; KCl 7,2; КОН 0,1; MI-SIDE 0,1; СБР 0,1; вода – решта	14	334	95
Dextrid 1,149; Duo-vis 0,36; Pac L 0,469; Praesol-2530 0,15; KCL 7,2; КОН 0,1; MI-SIDE 0,1; СБР 0,1; жиринокс 3; сульфенол 1; вода – решта	14	306,5	80

На рис. 3.10 показано мікрофотографії кернів після прокачування через них ГББР без ПАР (а) та з композицією ПАР (б) при збільшенні в 400 разів. (рис. 3.10).



а

б

Рис. 3.10 – Мікрофотографії кернів:

а) ГББР без ПАР; б) ГББР з композицією ПАР

На рис. 3.10 *а* видно вуглеводневу рідину (ділянки чорного кольору), якою насичувався керн. Вуглеводнева рідина знаходиться всередині порового простору. Також спостерігається залишкова вода, її наявність виділяється за характерним блиском. З рис.3.10 *б* видно, що значну частку вуглеводневої рідини вилучено із зразка, це зумовлено дією композиції ПАР.

З результату експерименту випливає, що при застосуванні мікроскопа ми можемо провести якісну оцінку обробки ГББР композицією ПАР і виявити загальні закономірності впливу бурового розчину на ПЗП.

Висновки до розділу 3

Розроблено за критерієм мінімального міжфазного натягу на границі розділу фаз фільтрат бурового розчину– нафта оптимальні рецептури ГББР та ББР для розкриття продуктивних нафтових пластів.

На прикладі біополімерних систем вивчено вплив ПАР на коефіцієнт міжфазного натягу на границі розділу фаз фільтрат бурового розчину – нафта, визначено їх ККМ, мас. %: жирінокс – 1; савенол –5; сульфенол – 1 для ГББР, а для ББР, мас. % – жирінокс – 3; савенол –1; сульфенол – 1; стінол – 1; сольпен –1.

Отримано оптимальні концентрації композиції ПАР. Для ГББР, мас. %: жирінокс – 0,6; савенол – 5,0; сульфенол – 0,8. Прогнозне значення коефіцієнту міжфазного натягу 0,732 мН/м, за результатами перевірного експерименту 0,885 мН/м. Для ББР, мас. %: жирінокс – 3; сульфенол – 1. Прогнозне значення коефіцієнту міжфазного натягу 1,25 мН/м, за результатами перевірного експерименту 2,57 мН/м.

Встановлено, що при застосовуванні неіоногенних та аніонних ПАР, а також їх композиції вагомо знижується коефіцієнт міжфазного натягу на границі розділу фаз фільтрат бурових розчинів –нафта.

Оцінено вплив біополімерних бурових розчинів на відновлення проникності кернів. На прикладі ГББР з оптимальною композицією ПАР показано можливість вилучення вуглеводневої рідини з керну.

РОЗДІЛ 4

ДОСЛІДЖЕННЯ ВЛАСТИВОСТЕЙ ЕМУЛЬСІЙ ФІЛЬТРАТ БУРОВОГО РОЗЧИНУ – НАФТА

Причини погіршення колекторських властивостей зони проникнення фільтратів бурових розчинів різноманітні, у тому числі внаслідок їх фізико-хімічної взаємодії з пластовим флюїдом і між собою [96], кольматації колектора високодисперсною вибуреною породою [12, 64,78,83], відкладень парафінів і асфальтенів у порах пласта [12,81], утворення в порах порід колекторів емульсій або гелів та ін.

Переміщення фільтрату бурового розчину і нафти в пласті визначаються їх різними фізичними властивостями, особливостями будови гірської породи, її вибіркової здатності до змочування і багатьма іншими факторами [12, 78,130]. У гідрофільній породі водний фільтрат переміщається переважно біля поверхні зерен і в дрібних капілярах, а нафта – в центральній частині пор і більших каналах [35].

Відомо [12], що однією із основних причин зниження природної проникності привибійної зони і, відповідно, зменшення продуктивності нафтових свердловин внаслідок проникнення фільтрату бурового розчину в пласт є утворення в пористому середовищі емульсій. На можливість утворення емульсій в нафтовому пласті під час його розкриття вказують ряд дослідників [12, 13, 37, 40].

В.А.Аміян [12] дав чітке пояснення механізму утворення в ПЗП емульсій різного типу. При перемішуванні в пласті води та нафти можливе утворення емульсій двох видів: гідрофобної (вода в нафті) і гідрофільної (нафта в воді) [22]. В перший момент взаємного диспергування відбувається утворення емульсій обох видів. Проте «виживає» і може існувати практично довго тільки гідрофобна емульсія, тобто емульсія вода в нафті. Необхідність перемішування нафти і води, їх взаємного диспергування є однією із умов утворення емульсій. Таким чином, довготривалий контакт нафти і води, з одного боку, пульсуючий

тиск – з іншого сприяють диспергуванню в привибійній зоні води в нафті і нафти в воді.

4.1 Дослідження реологічних властивостей емульсій утворених гуматно-біополімерним буровим розчином

Для приготування емульсій в лабораторних умовах використовували ультразвуковий диспергатор УЗДН-А (рис. 4.1) (ТУ 25-7401.ЭД1.0027–88) з робочою частотою генератора і випромінювача 22 кГц. Емульсії об'ємом 50 мл готували в однакових посудинах місткістю 100 мл із підтриманням постійних параметрів випромінювача (інтенсивність 7; синхронізація 4,5; тривалість 10 хв) для об'ємних концентрацій фільтрату 0,10, 20, ..., 100%.



Рисунок 4.1 – Ультразвуковий диспергатор УЗДН-А

Приготування емульсій відбувалось таким чином: спочатку в посудину наливали нафту у певному співвідношенні і розміщували її під вертикальною стінкою всередині камери, на якій закріплений штатив з концентратором випромінювання, потім протягом 5 хв додавали в рівномірному співвідношенні фільтрат бурового розчину і 10 хв диспергували випромінювачем.

Спочатку утворювали емульсії типу фільтрат ГББР – нафта. Буровий розчин в першому випадку був без ПАР (базова оптимальна рецептура), в другому випадку розчин містив оптимальну композицію ПАР (табл.3.6).

За допомогою лінійки визначили відсотковий склад (розподіл) емульсій в посудинах. На рис. 4.2 і 4.3 показано розподіл емульсій в посудинах після диспергування.

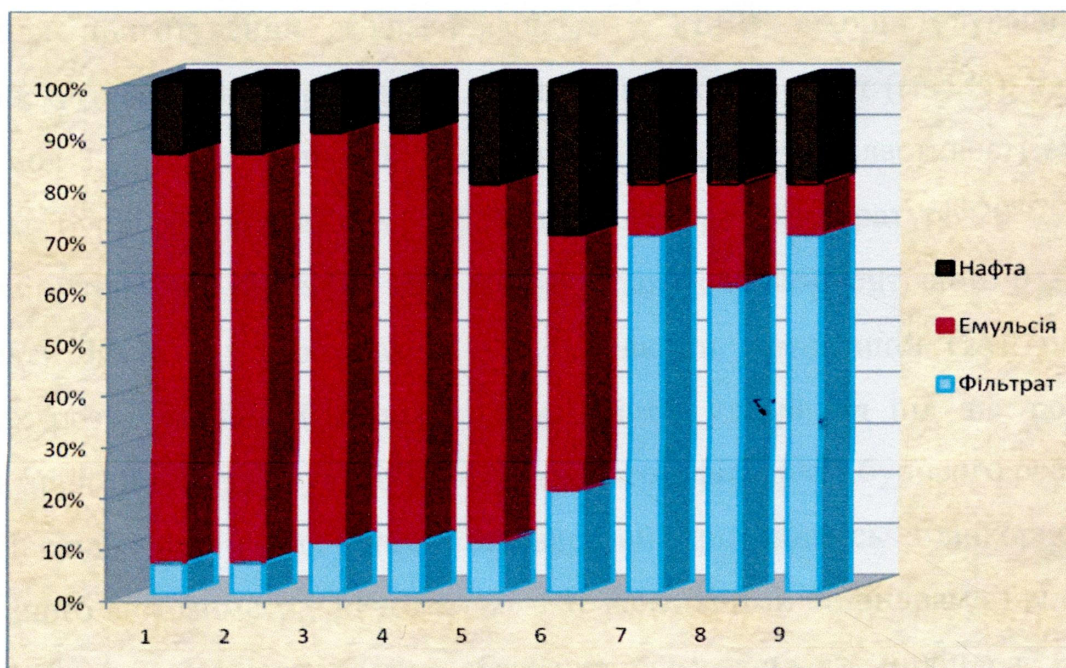


Рисунок 4.2 – Розподіл емульсій фільтрат ГББР – нафта

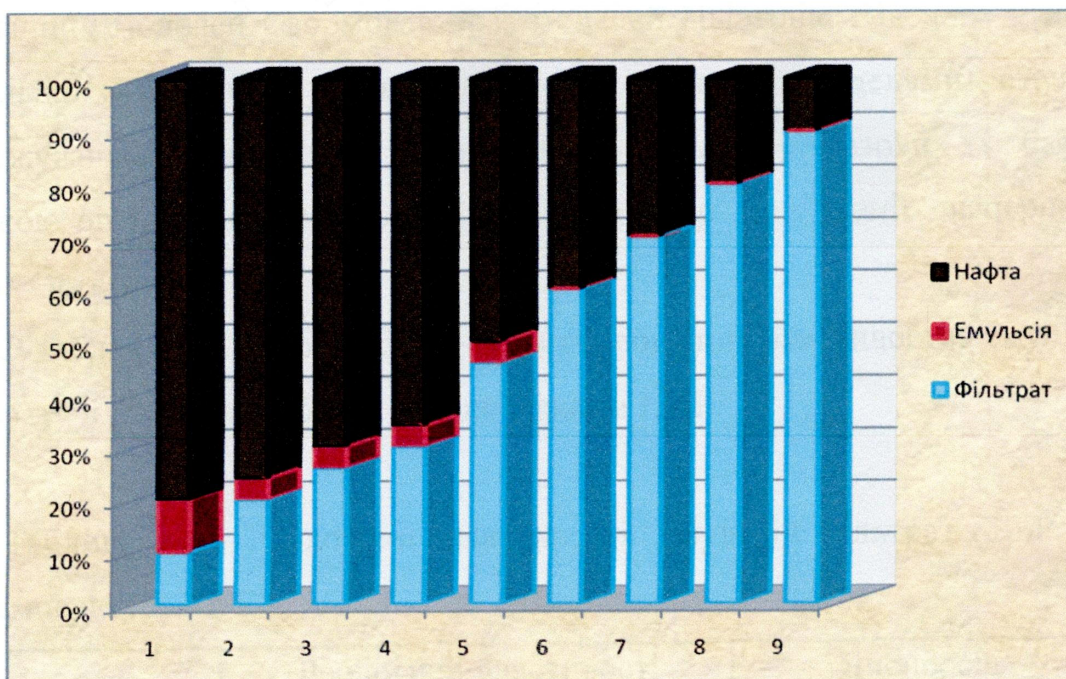


Рисунок 4.3 – Розподіл емульсій фільтрат ГББР
з добавкою композиції ПАР – нафта

На прикладі оптимальних рецептур ГББР для розкриття продуктивних пластів розглянуто результати лабораторних досліджень реологічних властивостей емульсій фільтрат ГББР – нафта і фільтрат ГББР з добавкою композиції ПАР – нафта.

Для приготування емульсії фільтрату ГББР використовували нафту Мільківського нафтового родовища (густина 813 кг/м^3 , вміст (мас.%): парафінів 1,54, смол 3,53, асфальтенів 0,99, сірки 0,26). Реологічні властивості емульсій фільтрат бурового розчину – нафта вивчали при температурі 20°C та при пластовій температурі 85°C в повному діапазоні концентрацій 0 – 100% фільтрату базових і з оптимальними добавками композицій ПАР рецептур бурових розчинів. Це обумовлено можливістю утворення під час розкриття продуктивного пласта емульсій з різним вмістом фільтрату бурового розчину.

Дослідження реологічних властивостей проводились з використанням ротаційного віскозиметра «Реотест-2» з коаксіальними циліндрами і відносним зазором 0,94 на 24 швидкостях обертання внутрішнього циліндра. Обробка даних виконувалась за методикою [84, 87, 150] в пакетному режимі. Клас реологічних моделей сформований із моделей Ньютона, Шведова – Бінгама і Оствальда. Найбільш адекватними реологічними моделями емульсій з досліджуваним діапазоном концентрацій фільтрату базових і базових з добавкою оптимальної композиції ПАР рецептур для планів експериментів є модель Оствальда.

В табл. 4.1 і 4.2 наведені значення реологічних властивостей емульсій при температурі 20°C без добавок та з добавками ПАР.

Таблиця 4.1 – Реологічні властивості емульсій фільтрат ГББР – нафта при температурі 20°C

Вміст фільтрату, %	Реологічні властивості найбільш адекватної моделі $\hat{\nu}$		Дисперсія адекватності, Па^2 , для реологічної моделі $\hat{\nu}$
	\hat{k} , $\text{Па} \cdot \text{с}^n$	\hat{n}	
0	0,01	0,945	0,003

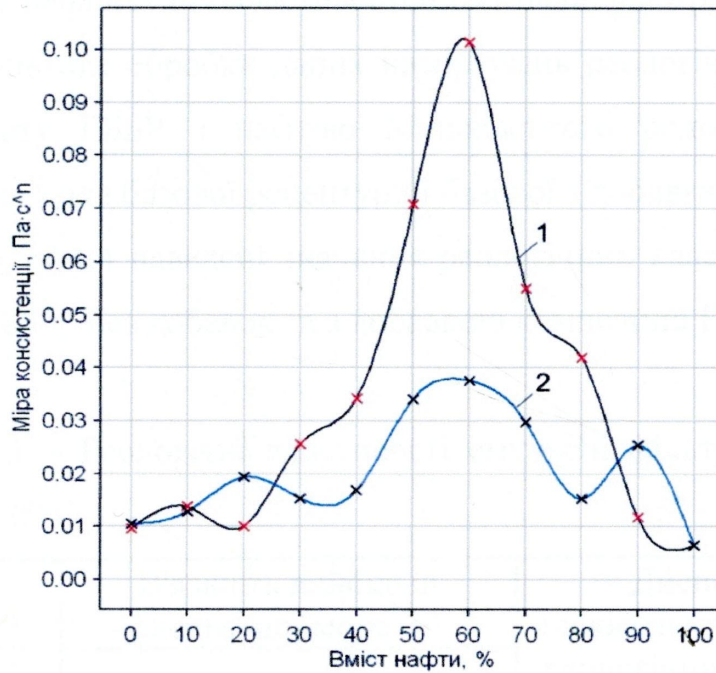
Продовження таблиці 4.1

10	0,014	0,768	0,001
20	0,01	0,881	0,002
30	0,026	0,776	0,005
40	0,034	0,811	0,005
50	0,071	0,72	0,014
60	0,101	0,837	0,005
70	0,055	0,817	0,008
80	0,042	0,828	0,007
90	0,012	0,908	0,002
100	0,007	1,033	0,002

Таблиця 4.2 – Реологічні властивості емульсій фільтрат ГББР з добавкою композиції ПАР – нафта при температурі 20°C

Вміст фільтрату, %	Реологічні властивості найбільш адекватної моделі $\hat{\nu}$		Дисперсія адекватності, Па^2 , для реологічної моделі $\hat{\nu}$
	$\hat{k}, \text{Па} \cdot \text{с}^n$	\hat{n}	
0	0,011	0,941	0,002
10	0,013	0,912	0,003
20	0,019	0,88	0,002
30	0,015	0,931	0,002
40	0,017	0,914	0,003
50	0,034	0,853	0,003
60	0,038	0,83	0,007
70	0,03	0,871	0,005
80	0,015	0,994	0,003
90	0,025	0,889	0,008
100	0,007	1,033	0,002

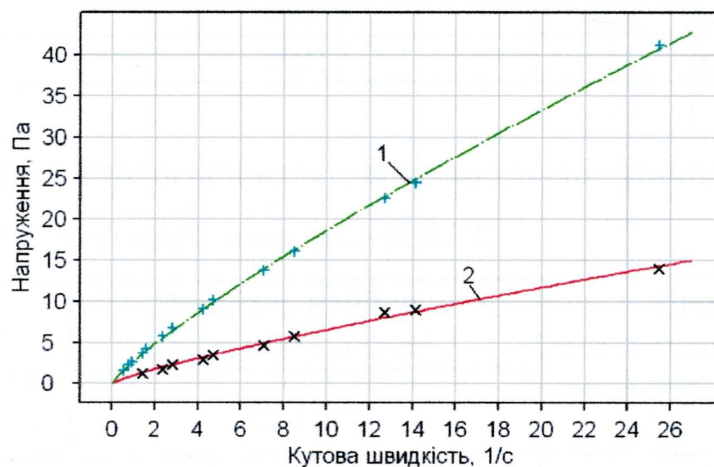
На рис. 4.4 показана залежність міри консистенції емульсій фільтрату ГББР (без добавок ПАР і з оптимальними добавками ПАР) із нафтою при температурі 20°C. Згладжування даних виконано за допомогою сплайн-функцій [80, 92].



1 – фільтрат ГББР; 2 – фільтрат ГББР з добавкою композиції ПАР

Рисунок 4.4 – Вплив ПАР на реологічні властивості емульсій фільтрату ГББР – нафта при температурі 20°C

Емульсії з найвищими реологічними параметрами утворюються при співвідношенні нафти до фільтрату бурового розчину 6 : 4, як без добавки так і з добавкою композиції ПАР. Реологічні криві в цих точках показано на рис. 4.5.



1 – емульсія фільтрату ГББР – нафта

2 – емульсія фільтрату ГББР з добавкою композиції ПАР – нафта

Рисунок 4.5 – Реологічні криві емульсій для співвідношення нафта: фільтрат – 6 : 4

Для аналізу реологічних властивостей емульсій фільтрату ГББР з нафтою використані результати обробки даних вимірювань реологічних властивостей. Емульсії фільтрату ГББР з нафтою Мільківського родовища описуються моделлю Ньютона (для базової рецептури і базової з добавками ПАР).

В табл. 4.3 та 4.4 наведені значення реологічних властивостей емульсій при температурі 85°C без добавок та з добавкою композиції ПАР.

Таблиця 4.3 – Реологічні властивості емульсій фільтрат ГББР – нафта при температурі 85°C

Вміст фільтрату, %	В'язкість найбільш адекватної моделі $\hat{\nu}$	Дисперсія адекватності, Па^2 , для реологічних моделей $\hat{\nu}$
	$\hat{\eta}$, $\text{Па}\cdot\text{с}$	
0	0,013	0,096
10	0,018	0,086
20	0,029	0,844
30	0,023	4,978
40	0,105	10,490
50	0,014	0,145
60	0,021	5,826
70	0,012	0,194
80	0,006	0,023
90	0,015	0,280
100	0,012	0,110

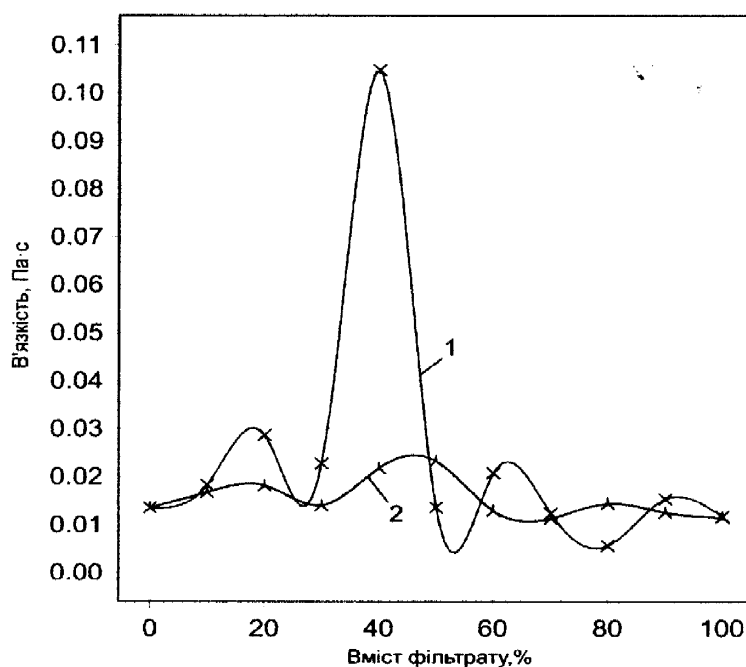
Таблиця 4.4 – Реологічні властивості емульсій фільтрат ГББР з добавкою композиції ПАР – нафта при температурі 85°C

Вміст фільтрату, %	В'язкість найбільш адекватної моделі $\hat{\nu}$	Дисперсія адекватності, Па^2 , для реологічних моделей $\hat{\nu}$
	$\hat{\eta}$, $\text{Па}\cdot\text{с}$	
0	0,013	0,096
10	0,017	0,020
20	0,018	0,666
30	0,014	0,256
40	0,022	0,364
50	0,023	0,197

Продовження таблиці 4.4

60	0,013	0,117
70	0,011	0,031
80	0,014	0,040
90	0,013	0,070
100	0,012	0,046

На рис. 4.6 показана залежність в'язкості емульсій для фільтрату ГББР (без добавок ПАР і з оптимальними добавками ПАР) і нафтою при температурі 85°C.



1 – фільтрат ГББР; 2 – фільтрат ГББР з добавкою композиції ПАР

Рисунок 4.6 – Залежність в'язкості емульсій фільтрат ГББР – нафта від вмісту фільтрату при температурі 85°C

Аналіз результатів обробки даних ротаційної віскозиметрії свідчить про значний вплив концентрацій фільтратів бурових розчинів і ПАР на реологічні властивості емульсій.

У табл. 4.5 наведені деякі результати кількісного аналізу реологічних властивостей емульсій. Показники \bar{b} усереднених в'язкісних властивостей

(в'язкість η , міра консистенції k) на сегменті $[c_0, c_1]$ концентрацій c фільтратів визначені за формулою:

$$\bar{b} = (c_1 - c_0)^{-1} \int_{c_0}^{c_1} b(c) dc \quad (4.1)$$

при $c_0 = 0$ та $c_1 = 1$. Відносні в'язкісні властивості розраховані за відповідними показниками нафти (η_0, k_0) або аналогічної емульсії фільтратів базової рецептури з добавками ПАР $(\eta_{ПАР}, k_{ПАР})$.

Таблиця 4.5 – Результати аналізу в'язкісних властивостей емульсій при температурі 85°C

В'язкісні властивості емульсій фільтрату бурового розчину з нафтою	ГББР	
	базовий	з добавкою ПАР
Усереднена: $\bar{\eta}$, Па·с / $(\bar{\eta}/\eta_0)$	0,023/(1,731)	0,016/(1,231)
Максимальна: η , Па·с / (η/η_0)	0,105/(8,077)	0,023/(1,769)
Відносна: $\bar{\eta}/\bar{\eta}_{ПАР} / (\eta/\eta_{ПАР})$	1,406 / (4,773)	

Усереднені на сегменті $[c_0, c_1]$ показники в'язкісних властивостей досліджуваних емульсій фільтратів і нафт значно вище цих показників для нафт (базові рецептури ГББР в 1,7 разів базові рецептури з добавками ПАР, відповідно в 1,2 рази). Слід зазначити, що для емульсій фільтратів базових рецептур існують такі їх концентрації, при яких істотно (для ГББР в 8 разів) підвищуються в'язкісні властивості.

Відмітимо, що Бойко В.С. та ін. [23] вивчали реологічні властивості сумішей води і нафти, а також газоконденсату і води. Виявлено існування характерних максимумів в'язкості при співвідношенні вода – нафта та вода – газоконденсат 6:4.

4.2 Дослідження реологічних властивостей емульсій утворених біополімерним буровим розчином

Спочатку ми за допомогою диспергатора утворювали емульсії фільтрат ББР – нафта. На рис. 4.7 та 4.8 показано розподіл емульсій в посудинах після диспергування.

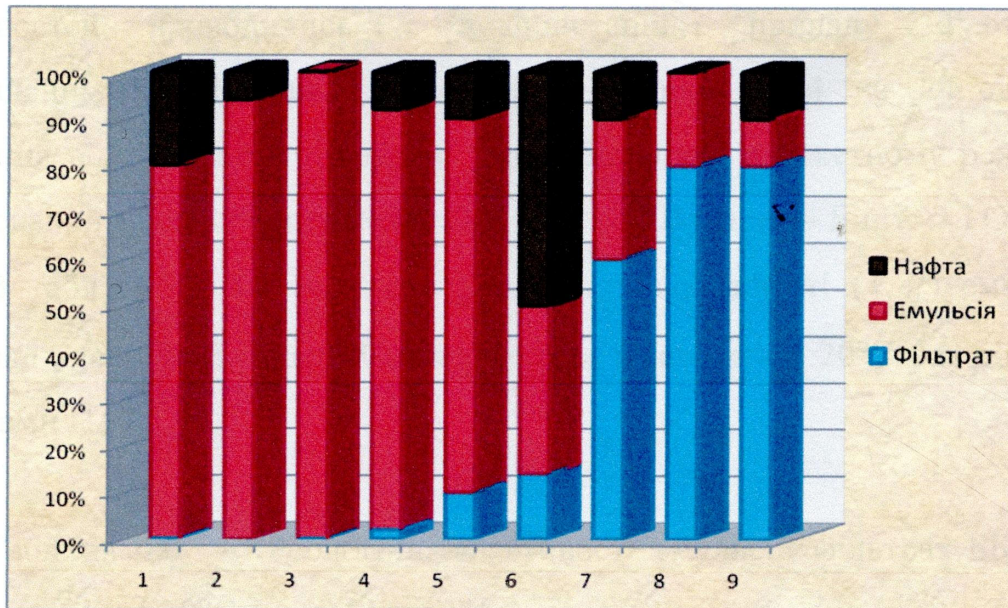


Рисунок 4.7 – Розподіл емульсій фільтрат ББР – нафта

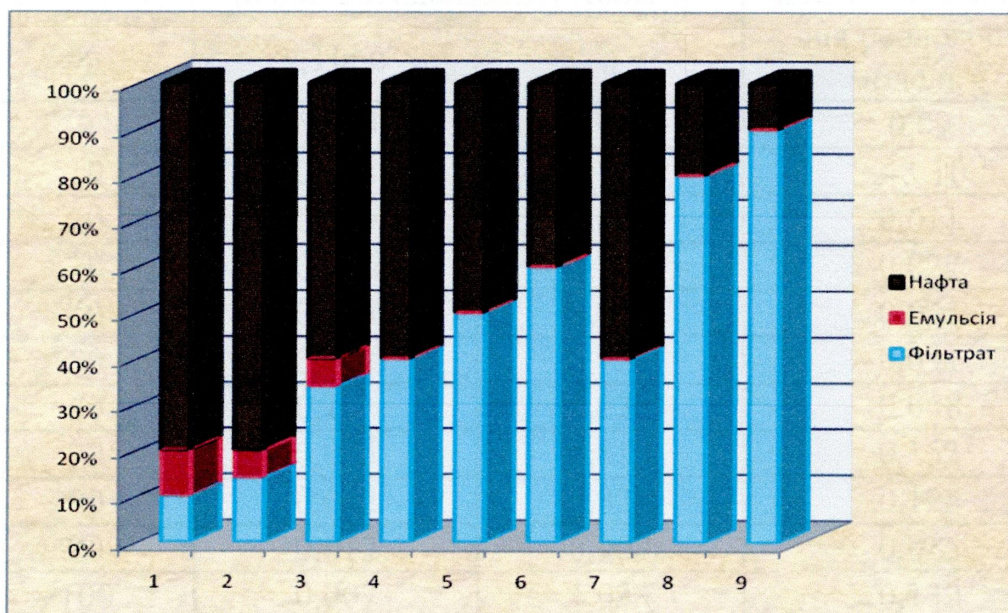


Рисунок 4.8 – Розподіл емульсій фільтрат ББР з добавкою композиції ПАР – нафта

Для фільтрату ББР використовували нафту Бугруватівського нафтового родовища (густина 935 кг/м^3 , вміст (мас.%): парафінів 1,8, смол 11,0, асфальтенів 16,2, сірки 0,8 - 1,0) [21, 22]. Реологічні властивості емульсій типу фільтрат біополімерного бурового розчину – нафта вивчали, при температурах 20°C і 85°C в повному діапазоні концентрацій 0 - 100% фільтрату базових і з оптимальними добавками композицій ПАР рецептур бурових розчинів.

Аналогічно, як в попередньому випадку дослідження, реологічних властивостей проводились з використанням приладу «Реотест-2» з коаксіальними циліндрами і відносним зазором 0,94 на 24 швидкостях обертання внутрішнього циліндра. Дані обробляли в пакетному режимі. Клас сформований з реологічних моделей Ньютона, Шведова–Бінгама і Оствальда.

В табл. 4.5 і 4.6 наведено реологічні властивості (\hat{k} , \hat{n}) емульсій для найбільш адекватної моделі Оствальда при температурі 20°C без добавок та з добавками ПАР.

Таблиця 4.6 – Реологічні властивості емульсій фільтрат ББР – нафта, при температурі 20°C без добавки ПАР

Вміст фільтрату %	Реологічні властивості найбільш адекватної моделі $\hat{\nu}$		Дисперсія адекватності, Па^2 , для реологічної моделі $\hat{\nu}$
	\hat{k} , $\text{Па} \cdot \text{с}^n$	\hat{n}	
0	0,010	0,945	0,09
10	0,014	0,768	$2,48 \cdot 10^{-5}$
20	0,010	0,881	0,011
30	0,026	0,776	0,027
40	0,034	0,811	0,025
50	0,071	0,720	0,091
60	0,101	0,837	0,068
70	0,055	0,817	0,153
80	0,042	0,828	0,125
90	0,012	0,908	0,015
100	0,007	1,033	0,132

Таблиця 4.7 – Реологічні властивості емульсій фільтрат ББР – нафта при температурі 20°C з добавкою композиції ПАР

Вміст фільтрату, %	Реологічні властивості найбільш адекватної моделі $\dot{\nu}$		Дисперсія адекватності, Па^2 , для реологічної моделі $\dot{\nu}$
	\hat{k} , $\text{Па} \cdot \text{с}^n$	\hat{n}	
0	$4,619 \cdot 10^{-6}$	1,655	0,032
10	0,002	1,125	0,03
20	0,002	1,112	0,033
30	0,024	0,802	0,053
40	0,003	1,077	0,139
50	0,013	0,904	0,048
60	0,011	0,941	0,077
70	0,037	0,769	0,194
80	0,463	0,693	29,37
90	0,326	0,737	27,81
100	0,005	1,055	0,041

В таблицях 4.7 та 4.8 наведено реологічні властивості емульсій при температурі 85°C без добавок та з добавками композиції ПАР.

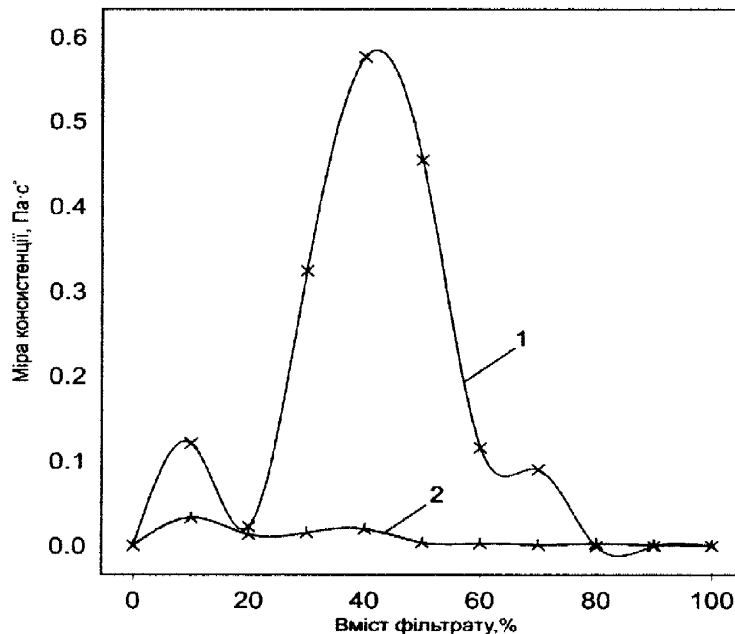
Таблиця 4.8 – Реологічні властивості емульсій фільтрат ББР – нафта, при температурі 85°C без добавки ПАР

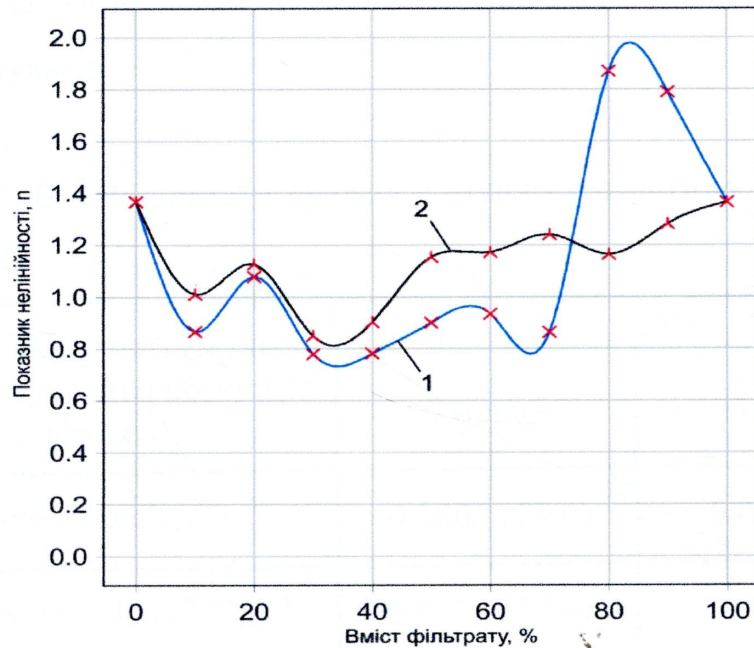
Вміст фільтрату, %	Реологічні властивості найбільш адекватної моделі $\dot{\nu}$		Дисперсія адекватності, Па^2 , для реологічної моделі $\dot{\nu}$
	\hat{k} , $\text{Па} \cdot \text{с}^n$	\hat{n}	
0	0,001	1,367	0,130
10	0,121	0,866	0,264
20	0,023	1,078	0,145
30	0,325	0,779	0,200
40	0,577	0,781	3,987
50	0,455	0,900	0,491
60	0,116	0,933	0,265
70	0,090	0,863	0,042
80	$3,365 \cdot 10^{-5}$	1,869	0,028
90	$5,467 \cdot 10^{-5}$	1,789	0,054
100	$16 \cdot 10^{-5}$	1,364	0,032

Таблиця 4.9 – Реологічні властивості емульсій «фільтрат ББР – нафта», при температурі 85°C з добавкою композиції ПАР

Вміст фільтрату, %	Реологічні властивості найбільш адекватної моделі $\dot{\gamma}$		Дисперсія адекватності, Па^2 , для реологічної моделі $\dot{\gamma}$
	\hat{k} , $\text{Па} \cdot \text{с}^n$	\hat{n}	
0	0,001	1,367	0,130
10	0,034	1,011	0,078
20	0,016	1,126	0,085
30	0,016	0,849	0,012
40	0,020	0,902	0,034
50	0,004	1,154	0,014
60	0,004	1,172	0,041
70	0,002	1,240	0,060
80	0,003	1,164	0,036
90	0,002	1,281	0,018
100	0,0001	1,364	0,032

На рис. 4.9 показана залежність міри консистенції і показника нелінійності емульсій залежно від вмісту для фільтрату ББР (без добавок ПАР і з оптимальними добавками ПАР) при температурі 85°C, а на рис. 4.10 – емульсії фільтрат ББР – нафта Бугруватівського родовища.





б

1 – фільтрат ББР ; 2 – фільтрат ББР з добавками композиції ПАР

а) залежність міри консистенції; б) залежність показника нелінійності

Рисунок 4.9 – Вплив ПАР на реологічні властивості емульсії фільтрат бурового розчину – нафта при температурі 85°C

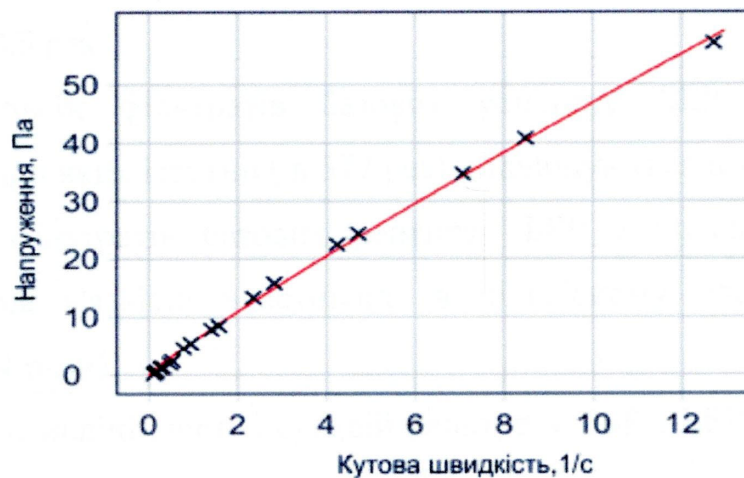


Рисунок 4.10 – Реограма емульсії фільтрат ББР – нафта Бугруватівського родовища для співвідношення 60 : 40 і температури 85°C

Аналогічно даним табл. 4.5 проводили аналіз результатів обробки даних ротаційної віскозиметрії, який засвідчив про значний вплив концентрацій фільтратів бурових розчинів і ПАР на реологічні властивості емульсій. У табл.

4.10 наведені за (4.1) деякі результати кількісного аналізу реологічних властивостей емульсій.

Таблиця 4.10 – Результати аналізу в'язкісних властивостей емульсій при температурі 85°C

В'язкісні властивості емульсій фільтрату бурового розчину з нафтою	ББР	
	базовий	з добавкою ПАР
Усереднені: \bar{k} , $\text{Па}\cdot\text{с}^n / (\bar{k}/k_0)$	0,180/(179,9)	0,011/(10,6)
Максимальні: k , $\text{Па}\cdot\text{с}^n / (k/k_0)$	0,577/(577,0)	0,034/(34,0)
Відносні: $\bar{k}/\bar{k}_{\text{ПАР}} / (k/k_{\text{ПАР}})$	16,971 / (113,8)	

Усереднені на сегменті $[c_0, c_1]$ показники в'язкісних властивостей досліджуваних емульсій фільтратів базової рецептури ББР вище цих показників для нафти, тобто в 179,9 раз, а базової рецептури ББР з добавками ПАР, відповідно, в 10,6 раз.

Для емульсій фільтратів базових рецептур ББР існують такі їх концентрації, при яких істотно (в 577 раз) підвищуються в'язкісні властивості. Для емульсій фільтратів базових рецептур ББР з добавками ПАР вплив концентрацій на в'язкісні властивості в кількісному плані значно менші (відповідно в 34 рази).

Показники нелінійності емульсій фільтрату ББР і ББР з добавками ПАР розрізняються менш істотно (див. рис. 4.9 б).

4.3 Структура емульсій

Контроль стану емульсії оцінювали за допомогою цифрового мікроскопа Webbers G50S DeepViewer (An Mo Electronics Corp., Тайвань).

На рис. 4.11 показано структуру емульсії 50% фільтрату ГББР і 50% нафти Мільківського родовища з добавкою та без добавки ПАР.

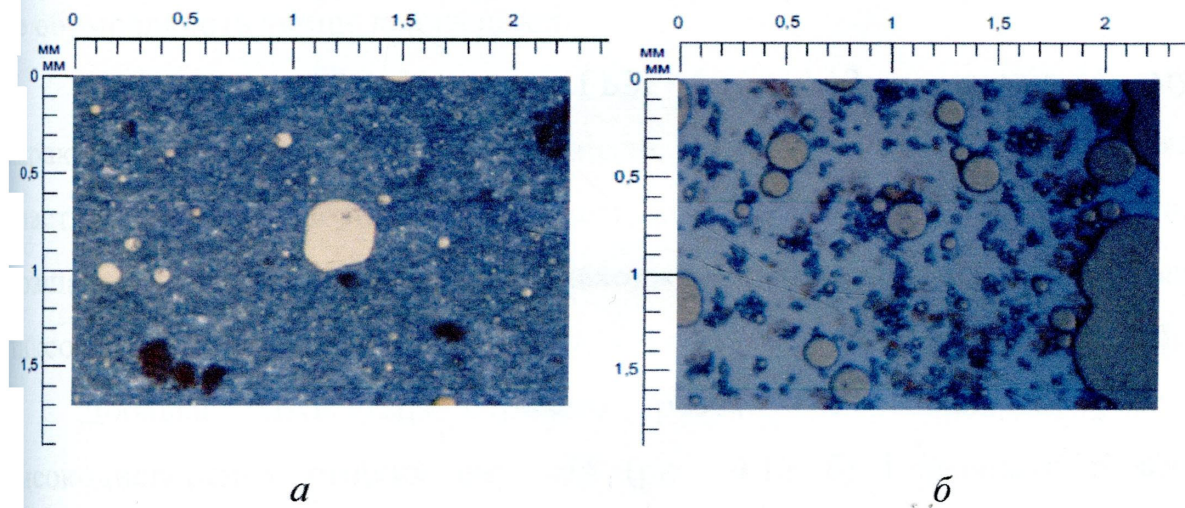
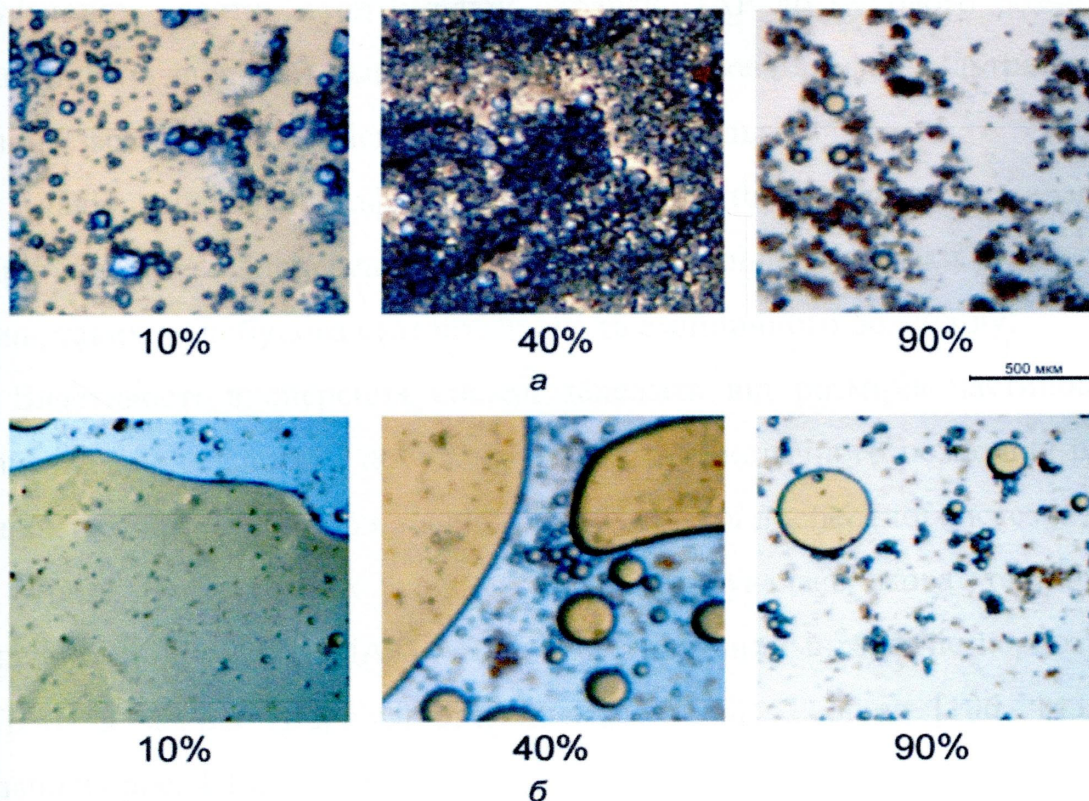


Рисунок 4.11 – Структура емульсії 50% фільтрату і 50% нафти Мільківського родовища без добавки (а) і з добавкою ПАР (б)

На рис. 4.12 показано структуру емульсій фільтрату ГББР і нафти Мільківського родовища.



а – емульсії без добавок ПАР; б – емульсії з добавками ПАР

Рисунок 4.12 – Структура емульсій фільтрат ГББР – нафта

Візуально помітні частинки дисперсної фази (фільтрату) мають розмір від 10 до 80 мкм з тенденцією до агрегування, однак частинки фільтрату при цьому не обумовлюють явище коалесценції.

Для вмісту 40% фільтрату ГББР (рис. 4.12 а) структура емульсії характеризується високою дисперсністю, що пояснює її підвищені в'язкісні властивості. При зберіганні в герметичній посудині емульсія практично не розшаровується, а при тривалому знаходженні її в стані спокою проявляються тиксотропні властивості (при перекиданні посудини емульсія не витікала).

Добавка ПАР до бурового розчину перешкоджає утворенню високодисперсних стійких емульсій (рис. 4.12 б) і зменшує її в'язкісні властивості. Усереднені і максимальні показники в'язкісних властивостей для фільтрату ГББР зменшуються відповідно в 1,4 і 4,8 разів, а для фільтрату ББР – в 17 і 114 раз (див. табл. 4.5 та 4.10).

Отже, утворення емульсій фільтратів бурових розчинів і нафти істотно підвищує її в'язкісні властивості і знижує колекторські властивості продуктивних пластів, а оптимальні добавки ПАР до бурового розчину для поліпшення поверхневих властивостей на межі розділу фаз фільтрат – нафта сприяють зменшенню в'язкісних властивостей емульсій.

Аналіз мікрофотографій дисперсних систем полягає у визначенні розмірів часток, дисперсності, а також у вирішенні низки статистичних завдань, таких як побудова статистичного та емпіричного розподілу.

Властивості дисперсних систем залежать від розмірів частинок, тому визначення дисперсності і побудова функції статистичного розподілу розмірів частинок є обов'язковою при дослідженні будь-якої дисперсної системи.

Для вирішення цих завдань використовувалась мова технічних та інженерних розрахунків MATLAB, а саме графічний інтерфейс користувача в MATLAB в масиві Graphical user interface (GUI) Toolbox [106, 143], який показано на рис. 4.13.

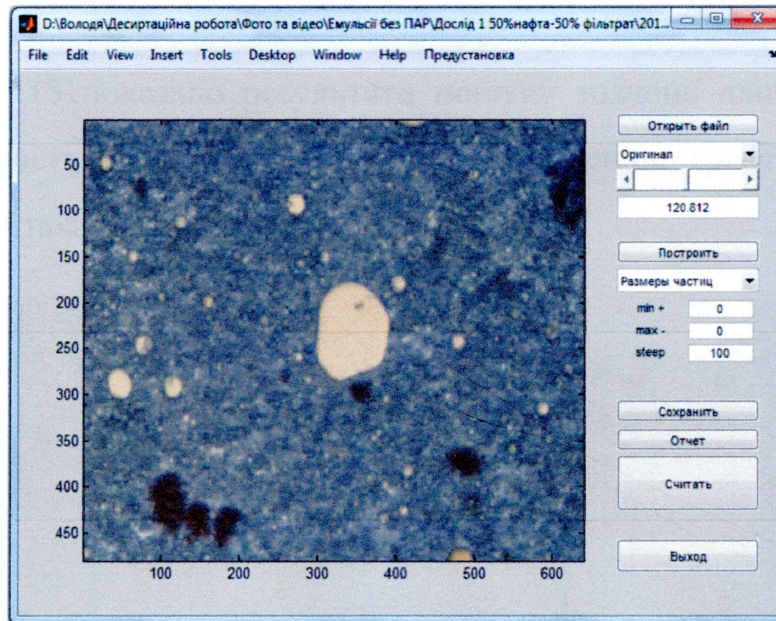


Рисунок 4.13 – Інтерфейс програми MATLAB

Перетворене зображення складається тільки з чорного (дисперсне середовище = 1) і білого (дисперсна фаза = 0) кольорів. У двофазних системах, якщо одна фаза має колір відмінний від кольору іншої фази таким способом "розподіл фаз" можна зробити завжди. За замовчуванням значення граничного відтінку вибирається як середнє арифметичне яскравості всіх пікселів.

На рис. 4.14 показано характерні розміри бульбашок двофазної дисперсної системи.

Максимальний розмір бульбашки = 37471 пікселів
 Минимальний розмір бульбашки = 1 пікселів
 Средний розмір бульбашки = 5.134105e+01 пікселів

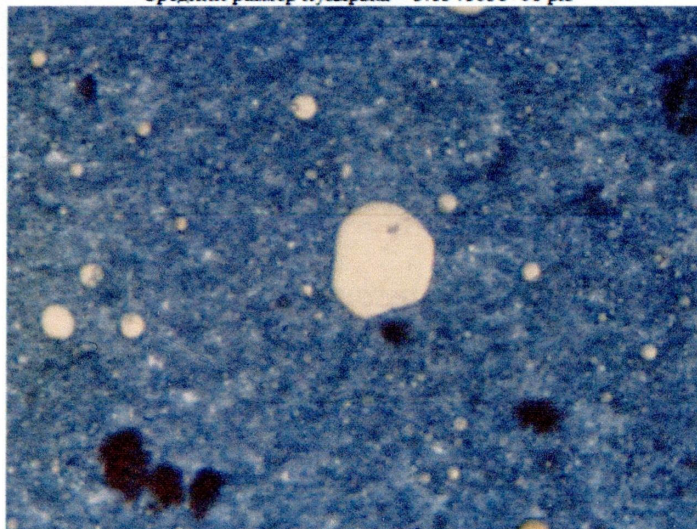


Рисунок 4.14 – Аналіз мікрофотографії двофазної дисперсної системи

На рис. 4.15 показано результати пошуку значень площ бульбашок та загальної кількості бульбашок в області зображення. Графік статистичного розподілу EXP1 показано на рис 4.16.

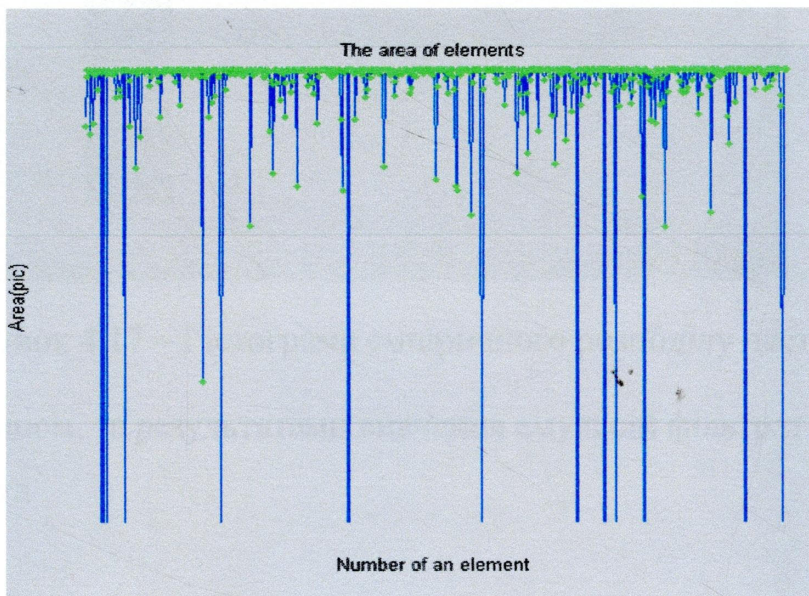


Рисунок 4.15 – Розміри частинок

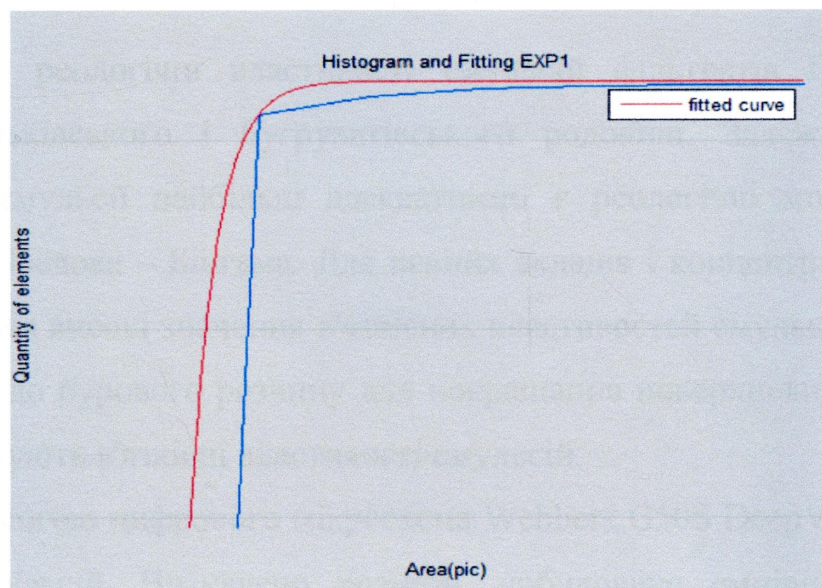


Рис. 4.16 – Графік статистичного розподіл EXP1

Поліпшити візуальне сприйняття графіка статистичного розподілу можна змінюючи значення інтервалу «кількість часток», який визначається при побудові таблиці статистичного розподілу. На рис. 4.17 показано гістограму емпіричного розподілу бульбашок за розмірами.

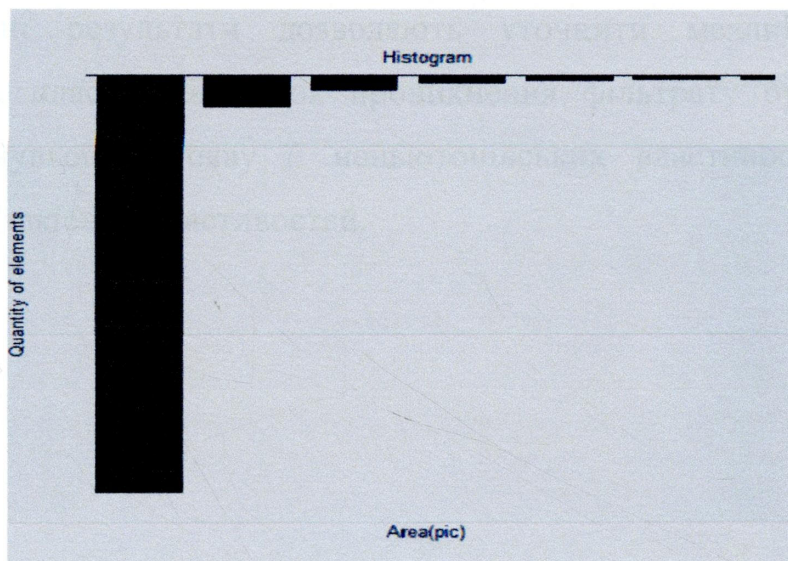


Рисунок 4.17 – Гістограма емпіричного розподілу частинок

Таким чином, за результатами вивчення емульсій фільтрат бурового розчину – нафта

Висновки до розділу 4

Вивчено реологічні властивості емульсій фільтратів ГББР і ББР з нафтами Мільківського і Бугруватівського родовищ. Залежно від вмісту фільтрату в емульсії найбільш адекватними є реологічні моделі Ньютона, Оствальда і Шведова – Бінгама. Для певних складів і концентрацій фільтратів спостерігаються високі значення в'язкісних властивостей емульсій. Оптимальні добавки ПАР до бурового розчину для покращання поверхневих властивостей істотно зменшують в'язкісні властивості емульсій.

За допомогою цифрового мікроскопа Webbers G50S DeepViewer вивчено структуру емульсій. Визначено розміри, побудовано емпіричний розподіл бульбашок за розмірами. Для вмісту фільтрату 40 – 60% структура емульсії характеризується високою дисперсністю і практично не розшаровується, а при тривалому знаходженні її в стані спокою проявляються тиксотропні властивості.

Одержані результати дозволяють уточнити механізм забруднення продуктивних пластів внаслідок проникнення фільтрату бурових розчинів, утворення емульсій, прояву її неньютонівських властивостей і суттєвого підвищення в'язкісних властивостей.

РОЗДІЛ 5

РОЗРОБЛЕННЯ І АПРОБАЦІЯ РЕЦЕПТУР БУРОВИХ РОЗЧИНІВ ДЛЯ
РОЗКРИТТЯ ПРОДУКТИВНИХ НАФТОВИХ ПЛАСТІВ

5.1. Рецептури бурових розчинів для розкриття продуктивних нафтових пластів

Біополімерний буровий розчин [118] може застосовуватися для розкриття продуктивних нафтових пластів, а також буріння похило-скерованих та горизонтальних свердловин в складних гірничогеологічних умовах, в тому числі у хемогенних відкладах і підвищених температурах.

В основу рецептури поставлено задачу пошуку оптимального складу ББР шляхом вибору визначеного вмісту критичних концентрацій конкретних ПАР з властивістю зменшення міжфазного натягу на границі розділу фільтрат бурового розчину – нафта і у оптимальному співвідношенні з іншими компонентами складу забезпечити розширення меж застосування таких бурових розчинів у складних гірничогеологічних умовах.

Поставлена задача вирішується тим, що ББР, який містить в складі компонентів біополімер, полімерний понижувач фільтрації (крохмаль, або поліаніонну целюлозу, або карбоксиметилцелюлозу, або карбоксиметилоксиетилцелюлозу, або оксиетилцелюлозу, або гідролізований поліакрилонітрил), гумати лужних металів (ВЛР або гуматно-калієвий реагент), хлористий калій, ПАР і воду. ББР у складі компонентів включає ПАР з властивістю зменшення міжфазного натягу на границі розділу фаз фільтрат бурового розчину – нафта до ККМ, а також додатково містить бактерицид-запобігач ферментативної деструкції біополімеру і піногасник. Компоненти ББР у такому співвідношенні, мас. %: біополімер 0,14–0,3; полімерний понижувач фільтрації (крохмаль, або поліаніонна целюлоза, або карбоксиметилцелюлоза, оксиетилцелюлоза, або гідролізований поліакрилонітрил) 0,1–0,3; гумати лужних металів (вуглелужний або гуматно-калієвий реагент) 3,0–9,0; КСІ 1,0–5,0; бактерицид-запобігач ферментативної

деструкції біополімеру (MI-SIDE) 0,01 – 0,02; піногасник 0,01 – 0,03; ПАР з властивістю зменшення міжфазного натягу на границі розділу фільтрат бурового розчину – нафта до ККМ 0,5 – 5,0 і вода – решта. При цьому пропонується склад бурового розчину може містити в складі компонентів як ПАР з властивістю зменшення міжфазного натягу на границі розділу фільтрат бурового розчину – нафта до ККМ савенол у кількості 1,0–5,0 мас.%, або сульфенол у кількості 0,5 – 1,0 мас.%, або жирінокс у кількості 0,5–1,0 мас.%.

Для вибору ПАР під час первинного розкриття продуктивних пластів досліджувались фізико-хімічні (коефіцієнт міжфазного натягу, водневий показник та ін.) і технологічні (реологічні, фільтраційні та ін.) властивості бурових розчинів із врахуванням таких вимог до ПАР:

- не вступати в реакцію з пластовими рідинами, наслідком якої є утворення осаду;
- зниження міжфазного натягу фільтрату в системі нафта – залишкова вода – порода – фільтрат на границі розділу з нафтою при порівняно низьких концентраціях;
- мінімальна адсорбуюча активність щодо поверхні твердих тіл за термостійкістю, яка має відповідати температурним умовам залягання продуктивного об'єкту;
- відсутність спінювання бурового розчину і токсичності.

Для приготування біополімерного бурового розчину застосовують:

біополімер марки Duo-vis, Flo-vis, Radopol, Zibosan та інші, які є водорозчинними порошкоподібними полісахаридами; полімерний понижувач фільтрації, як приклад, крохмаль за ТУ-2483-002-41668452–97, або Polyrac UL або R, або карбоксиметилцелюлозу (Камцел, Tyiose, Finnfix тощо), або карбоксиметилоксиетилцелюлозу (CHR-1, CHR-6 тощо), або етилцелюлозу, або гідролізований поліакрилонітрил (гіпан за ТУ У 31062554.02–2001); гумати лужних металів – ПВЛР за ТУ У 36-01-247–76 або гуматно-калієвий реагент за ТУ У 26.8-23690792-002 – 2001; КСІ за ДСТУ 4568 – 95; бактерицид-запобігач ферментативної деструкції біополімеру MI-SIDE; піногасник за стандартом

АНІ; ПАР з властивістю зменшення міжфазного натягу на границі розділу фільтрат бурового розчину – нафта до ККМ, а саме: савенол нафтосервісний за ТУ У 24.5-30769698-003–2005, сульфол нафтосервісний за ТУ У 6.011043–86, жиринокс нафтосервісний за ТУ У 24.5-30769698-002:2005 і воду технічну із вмістом твердих частинок не більше $0,1 \text{ г/дм}^3$ при температурі $20 - 30^\circ\text{C}$. Кількість компонентів задають за допомогою вагового і об'ємного дозаторів.

Як приклад, ББР в лабораторних умовах готують у такій послідовності. Беруть 843,5 мл води, при перемішуванні протягом 10 хв проводять гідратацію 3 г біополімеру марки Duo-vis, далі додають 3 г поліаніонної целюлози марки Poluras UL, потім додають ПВЛР 90 г, 50 г хлористого калію, 10 г ПАР (сульфол), бактерицид в кількості 2 мл, піногасник в кількості 3 мл та перемішують 20–30 хв. Після розчинення компонентів ББР готовий для використання. Конкретний вміст компонентів, мас. %, у складі ББР з використанням як ПАР савенолу наведено в табл.5.1.

Таблиця 5.1 – Вміст компонентів, мас.%, у складі ББР з використанням савенолу

Реагенти	Концентрації реагентів, мас. %		
Біополімер	0,14	0,22	0,30
Полімерний понижувач фільтрації: крохмаль, або поліаніонна целюлоза, або карбоксиметилцелюлоза, або карбоксиметилоксиетилцелюлоза, або оксиетилцелюлоза, або гідролізований поліакрилонітрил	0,10	0,20	0,30
ПВЛР	3,0	6,0	9,0
КСІ	1,0	3,0	5,0
Бактерицид-запобігач ферментативної деструкції біополімеру (MI-SIDE)	0,01	0,015	0,02
Піногасник	0,01	0,02	0,03
ПАР (савенол)	1,0	3,0	5,0
Вода технічна із вмістом твердих частинок не більше $0,1 \text{ г/дм}^3$ при температурі $20 - 30^\circ\text{C}$	94,74	87,545	80,35

Конкретне співвідношення, мас. %, компонентів у складі ББР з використанням як ПАР сульфону наведено в табл. 5.2.

Таблиця 5.2 – Конкретний вміст компонентів, мас. %, у складі ББР з використанням сульфону

Реагенти	Концентрації реагентів, мас. %		
Біополімер	0,14	0,22	0,30
Полімерний понижувач фільтрації: крохмаль, або поліаніонна целюлоза, або карбоксиметилцелюлоза, або карбоксиметилоксиетилцелюлоза, або оксиетилцелюлоза, або гідролізований поліакрилонітрил	0,10	0,20	0,30
ПВЛР	3,0	6,0	9,0
КСІ	1,0	3,0	5,0
Бактерицид-запобігач ферментативної деструкції біополімеру (MI-SIDE)	0,01	0,015	0,02
Піногасник	0,01	0,02	0,03
ПАР (сульфонол)	0,50	0,75	1,0
Вода технічна, із вмістом твердих частинок не більше 0,1 г/дм ³ при температурі 20–30 °С.	95,24	89,795	84,35

Конкретне співвідношення, мас. %, компонентів у складі ББР з використанням як ПАР жиріноксу наведено в табл. 5.3.

Зниження чи збільшення концентрації компонентів поза визначеними межами негативно впливає на структурно-реологічні властивості розчину, який поза визначеними межами не відповідає властивостям відповідно до поставленої задачі.

ББР приготувані за наведеними в табл. 5.1 – 5.3 даними мають оптимальне співвідношення компонентів складу і визначений вміст ККМ конкретних видів ПАР з властивістю зменшення міжфазного натягу на границі розділу фаз фільтрат бурового розчину – нафта і у оптимальному співвідношенні з іншими компонентами складу, завдяки чому розширено межі застосування таких бурових розчинів, особливо для буріння в складних

гірничогелогічних умовах, у тому числі в хомогенних відкладах і при підвищених температурах, а також похило-скерованих та горизонтальних свердловин.

Таблиця 5.3 – Конкретний вміст компонентів, мас. %, у складі ББР з використанням жириноксу

Реагенти	Концентрації реагентів, мас. %		
Біополімер	0,14	0,22	0,30
Полімерний понижувач фільтрації: крохмаль, або поліаніонна целюлоза, або карбоксиметилцелюлоза, або карбоксиметилоксиетилцелюлоза, або оксиетилцелюлоза, або гідролізований поліакрилонітрил	0,10	0,20	0,30
Гумат лужних металів вуглелужний, або гуматно-калієвий	3,00	6,00	9,00
Хлористий калій	1,00	3,00	5,00
Бактерицид-запобігач ферментативної деструкції біополімеру (MI-SIDE)	0,01	0,015	0,02
Піногасник	0,01	0,02	0,03
ПАР(жиринокс)	0,50	0,75	1,00
Вода технічна із вмістом твердих частинок не більше 0,1 г/дм ³ при температурі 20 – 30 °С	95,24	89,795	84,35

Біополімерний буровий розчин для первинного розкриття продуктивних пластів [119] містить в складі компонентів біополімер (ксантанового типу), полімерний понижувач фільтрації (крохмаль, або поліаніонну целюлозу, або карбоксиметилцелюлозу, або карбоксиметилоксиетилцелюлозу, або оксиетилцелюлозу, або гідролізований поліакрилонітрил, або високомолекулярний співполімер акриламід у акрилату), сірчанокислий калій K_2SO_4 та магній сульфат $MgSO_4$, ПАР і воду.

ПАР для обробки бурового розчину вибирали за результатами досліджень фізико-хімічних властивостей із врахуванням мінімальної адсорбуючої активності щодо поверхні твердих тіл, за термостійкістю (має відповідати

температурним умовам залягання продуктивного об'єкту), а також відсутністю злінявання бурового розчину і токсичності.

Для приготування ББР застосовують: біополімер (ксантанового типу) марки Duo-vis, Flo-vis та інші, які являють собою водорозчинні порошкоподібні полісахариди, отримані обробкою бактеріями «ксантамонас»; полімерний понижувач фільтрації, як приклад, крохмаль їстівний за ТУ-2483-002-41668452 – 97, або високомолекулярний співполімер акриламідів і акрилату типу (Praestol-2530) за ТУ 2216-001-400910172 – 98); сірчаноокислий калій K_2SO_4 та магній сульфат $MgSO_4$; ПАР оксиетиленову ріпакову олію (як приклад Ріпокс-6) і воду технічну із вмістом твердих частинок не більше $0,1 \text{ г/дм}^3$ при температурі $20 - 30^\circ\text{C}$. Кількість компонентів задають за допомогою вагового і об'ємного дозаторів.

Конкретний вміст компонентів, мас. %, у складі ББР з використанням ПАР Ріпокс-6 наведено в табл. 5.4.

Таблиця 5.4 – Вміст компонентів, мас.%, з використанням Ріпокс-6

Реагенти	Концентрації реагентів, мас. %		
	0,20	0,30	0,4
Біополімер (ксантанового типу)	0,20	0,30	0,4
Полімерний понижувач фільтрації: крохмаль, або поліаніонна целюлоза, або карбоксиметилцелюлоза, або карбоксиметилоксиетилцелюлоза, або оксиетилцелюлоза, або високомолекулярний співполімер акриламідів і акрилату типу Praestol-2530	0,15	0,20	0,25
Сірчаноокислий калій K_2SO_4	2,00	3,00	4,00
Магній сульфат $MgSO_4$	2,00	3,00	4,00
ПАР, оксиетиленова ріпакова олія Ріпокс-6	0,50	1,00	2,00
Вода технічна, із вмістом твердих частинок не більше $0,1 \text{ г/л}$ при температурі $20-30^\circ\text{C}$	95,15	92,50	89,94

До прикладу в лабораторних умовах беруть $951,5 \text{ мл}$ води, при перемішуванні протягом 10 хв проводять гідратацію 2 г біополімеру марки Duo-vis, далі додають $1,5 \text{ г}$ високомолекулярного співполімера акриламідів і

акрилату типу (Праестол 2530), 20 г сірчанокислового калію K_2SO_4 та 20г магній сульфат $MgSO_4$ і додають 5мл ПАР Ріпокс-6, перемішуючи протягом 20 – 30 хв. Після розчинення компонентів ББР готовий для використання. Дані досліджень наведені в табл. 5.5 за такими показниками: густина, умовна в'язкість, фільтрація, статичне напруження зсуву, товщина глинистої кірки, а також рН.

Зниження чи збільшення концентрацій компонентів поза визначеними межами негативно впливає на структурно-реологічні властивості розчину, які не відповідають властивостям згідно поставленої задачі.

ББР приготовлений в лабораторних умовах має оптимальне співвідношення компонентів складу і визначений вміст оптимальних концентрацій конкретних видів ПАР у певному співвідношенні з іншими компонентами складу, завдяки чому розширено межі застосування таких бурових розчинів.

Таблиця 5.5 – Компонентний склад і технологічні властивості бурових розчинів

Компонентний склад реагентів %	Технологічні властивості бурових розчинів					
	Густина, кг/м ³	Умовна в'язкість, с	СНЗ _{1/10} , дПа	Фільтрація, см ³ /30хв	Товщина кірки, мм	рН
3% розчин глинопорошку, 4,2% КСІ +2%неонол АФ-9-10 +0,4%ПЕГ-200+ 5%ОС-20+ 0,4% Ріпокс-6 + вода решта	1160	30	3,1 / 5,7	4,5	0,5	8
0,2% Duo-vis +0,15% Праестол 2530+ 2% K_2SO_4 +2% $MgSO_4$ + 0,5%Ріпокс-6+вода решта	1050	45	0/ 3	4,5	0,5	8,5
0,3% Duo-vis +0,2% Праестол 2530+ 3% K_2SO_4 +3% $MgSO_4$ + 1%Ріпокс-6+вода решта	1060	47	2/ 4,5	4	0,5	8,5
0,4% Duo-vis +0,25% Праестол 2530+ 4% K_2SO_4 +4% $MgSO_4$ + 2%Ріпокс-6+вода решта	1060	52	7/ 7	4	0,5	8,9

5.2. Рекомендації для застосування гуматно-біополімерного та гуматно-акрилокалієвого бурових розчинів

В зв'язку з тим, що в ДДз переважають родовища зі складно побудованими покладами і низькопроникними колекторами [70, 71, 134], вимоги до якості їх розкриття за останні роки значно підвищились. Крім того, більшість родовищ перебуває у завершальній стадії розробки, а відкриті і введені в експлуатацію нові родовища є невеликими за запасами і не дають можливості значно наростити видобуток нафти. Тому одним з найважливіших факторів ефективного закінчування свердловин є правильний підбір бурових розчинів. Відомо, що глинисті дисперговані бурові розчини, що застосовуються при бурінні і закінчуванні свердловин, погіршують проникність ПЗП за рахунок негативного впливу фільтрату і кольматації порових каналів твердими частинками.

Останні роки на підприємства БУ “Укрбургаз” при бурінні під експлуатаційну колону використовують гуматноакрилокалієвий, в окремих випадках – емульсійний буровий розчин, а іноді залучають сервісні компанії, які пропонують переважно біополімерні бурові розчини з метою покращання розкриття нафтогазоносних горизонтів. Тому запропонована рецептура ГББР для розкриття продуктивних нафтових пластів є альтернативною.

ГББР має низку позитивних властивостей (низький вміст твердої фази, високий рівень інгібування, стійкість до термодеструкції і агресивної дії лугів і солей полівалентних металів, задовільні реологічні і фільтраційні властивості) і може бути використаний для ефективного розкриття продуктивних нафтових пластів. Спочатку підбирали базову рецептуру бурового розчину з концентраціями реагентів (% мас.): ПВЛР 3– 9, Polypac UL 0,1– 0,3, Duo-vis 0,14 – 0,3, KCl 1 – 5, Pentax 0,3, MI-SIDE 0,1 , вода – решта. Вибір оптимальної рецептури з урахуванням системи обмежень на технологічні властивості ГББР виконаний з допомогою експертної системи MudExpert [89] на підставі результатів експериментальних досліджень за латинськими планами зі зміною концентрацій реагентів на 5 рівнях.

У табл. 5.6 наведено концентрації реагентів оптимальної рецептури та основні технологічні властивості базового бурового розчину. Вимірювання реологічних властивостей виконано на ротаційному віскозиметрі Fann 35SA , а обробка даних – за допомогою пакета програм Rheometry [81, 122].

Таблиця 5.6 – Компонентний склад і властивості оптимальної рецептури гуматно-біополімерного та гуматноакрилокалієвого бурового розчину

Буровий розчин	Компонентний склад реагентів	Вміст реагентів, %	Властивості бурового розчину
Гуматно-біополімерний	Duo-vis	0,29	Густина 1050 кг/м ³ Умовна в'язкість 47с Показник фільтрації 4,5 см ³ /30 хв СНЗ _{1/10} 5/9,5 дПа Кірка 0,5 рН 9,1 Модель Гершеля – Балклі $\tau_0 = 1,697$ Па $k = 0,976$ Па·с ⁿ $n = 0,500$
	Poluras UL	0,28	
	ВЛР	9	
	KCl	4	
	M-I SIDE	0,1	
	Пентакс	0,3	
	Вода	решта	
Гуматноакрилокалієвий*	Бентонітова глина	4	Густина 1070 кг/м ³ Умовна в'язкість 45с Показник фільтрації 4,5 см ³ /30 хв СНЗ _{1/10} 0/3 дПа КТК 0,19 рН 8,6 Пластична в'язкість 12 мПа·с $\tau_0 = 28$ дПа
	ПВЛР	3,5	
	Поліплас	0,25	
	KCl	7	
	КМЦ	0,5	
	Солтекс	2	
	Вода	решта	

*Примітки. Рецептура була передана з УкрНДІгаз.

З метою мінімізації міжфазного натягу на границі розділу фаз фільтрат бурового розчину – нафта обробка базової рецептури виконувалась з допомогою сольпену. Сольпен-20т (ТУ У 24.6-23913269-004:2009) використовують у процесах нафтогазовидобування для видалення зі свердловин сумішей високомінералізованої води і вуглеводневого конденсату при високих температурах. Вони стійкі до впливу високих температур і мінералізації, характеризуються піноутворюючими властивостями у присутності

рідини, не утворюють високостійких емульсій вуглеводневого конденсату у воді.

Вимірювання коефіцієнту міжфазного натягу на межі розділу фаз фільтрат бурового розчину – нафта здійснювали сталагмометричним методом [20] із використанням нафти Бугруватівського нафтового родовища (густиною 935 кг/м^3). Концентрації (мас. %) сольпену змінювали від 0 до 5.

На рис. 5.1 і 5.2 показано вплив концентрації сольпену на коефіцієнт міжфазного натягу на границі розділу фаз фільтрат бурових розчинів–нафта, що дозволяє діагностувати ККМ, перевищення якої не понижує величину міжфазного натягу, а сприяє міцелоутворенню.

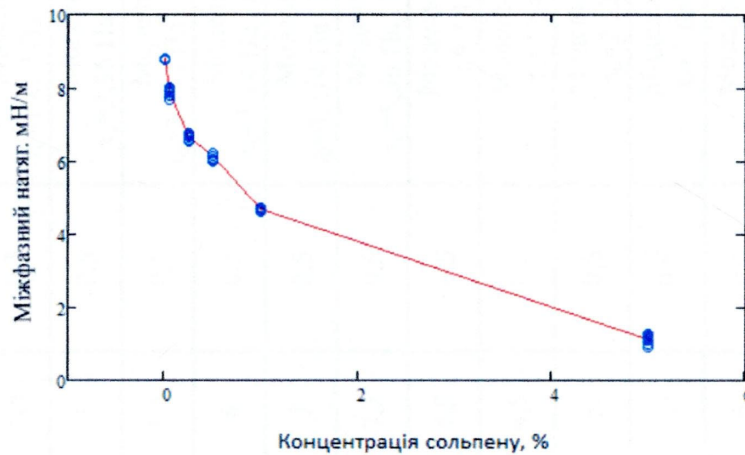


Рисунок 5.1 – Вплив ПАР на коефіцієнт міжфазного натягу на границі розділу фаз фільтрат ГББР – нафта

В табл. 5.7 наведено середні значення коефіцієнту міжфазного натягу на границі розділу фаз фільтрат бурового розчину – нафта для фільтратів ББР без добавок ПАР, а також із добавками сольпену різних концентрацій та параметри бурових розчинів. З табл. 5.7, рис. 5.1 та 5.2 слідує, що коефіцієнт міжфазного натягу фільтратів ГББР та гуматноакрилокалієвого бурового розчину мають максимальне значення, тому у разі проникнення його фільтрату в нафтоносний пласт погіршуються фільтраційні властивості привибійної зони та можливе утворення різного роду емульсій.

Таблиця 3.7 – Склад і технологічні властивості бурових розчинів

Буровий розчин	Технологічні властивості									
	ρ , кг/м ³	T, с	СНС _{1/10s} , дПа	Φ , см ³ /30 хв	Товщина кірки, мм	Реологічна модель	pH	Коефіцієнт міжфазного натягу σ , мН/м		
Гуматно-біополімерний	1050	47	5 / 9,5	4,5	0,5	Модель Гершеля – Балклі, $\tau_0=1,697$ Па, $k = 0,976$ Па·с ⁿ , $n = 0,500$	9,1	8,78		
Гуматно-біополімерний + сольпену 0,05%	1050	49	5/15	5	0,5	Модель Гершеля – Балклі, $\tau_0=2,86$ Па, $k = 0,0266$ Па·с ⁿ , $n = 1,1$	8,4	7,89		
Гуматно-біополімерний + сольпену 0,25%	1050	52	9/14	5,5	0,5	Модель Гершеля – Балклі, $\tau_0=3,345$ Па, $k = 0,6036$ Па·с ⁿ , $n = 0,533$	8,2	6,64		
Гуматно-біополімерний + сольпену 0,5%	1050	53	8 / 14,5	6	0,5	Модель Гершеля – Балклі, $\tau_0=1,14$ Па, $k = 1,191$ Па·с ⁿ , $n = 0,4338$	8,9	6,12		
Гуматно-біополімерний + сольпену 1%	1050	61	7 / 14	7	0,5	Модель Гершеля – Балклі, $\tau_0=3,214$ Па, $k = 1,266$ Па·с ⁿ , $n = 0,4582$	8,7	4,67		
Гуматно-біополімерний + сольпену 5%	1050	77	5/13	7,5	0,5	Модель Гершеля – Балклі, $\tau_0=5,56$ Па, $k = 0,811$ Па·с ⁿ , $n = 0,562$	8,5	1,13		
Гуматноакрилокалієвий	1070	45	0 / 3	4,5	0,5	Модель Шведова – Бінгама, $\tau_0=2,1$ Па, $\eta=0,032$ Па·с	8,6	8,33		
Гуматноакрилокалієвий + сольпену 0,05%	1070	47	0 / 3	4,5	0,5	Модель Шведова – Бінгама, $\tau_0=1,54$ Па, $\eta=0,028$ Па·с	8,9	7,78		
Гуматноакрилокалієвий + сольпену 0,25%	1070	39	0 / 0	5	0,5	Модель Шведова – Бінгама, $\tau_0=2,52$ Па, $\eta=0,052$ Па·с	9,1	5,69		
Гуматноакрилокалієвий + сольпену 0,5%	1070	47	1 / 2	5,5	0,5	Модель Шведова – Бінгама, $\tau_0=1,085$ Па, $\eta=0,058$ Па·с	8,7	5,57		
Гуматноакрилокалієвий + сольпену 1%	1070	45	0 / 2,5	6	0,5	Модель Шведова – Бінгама, $\tau_0=2,644$ Па, $\eta=0,05$ Па·с	8,8	4,94		
Гуматноакрилокалієвий + сольпену 5%	1070	51	0/2	7	0,5	Модель Шульмана – Кессона $\tau_0=0,851$ Па, $\eta=0,0308$ Па·с, $n = 2,221$	8,2	1,98		

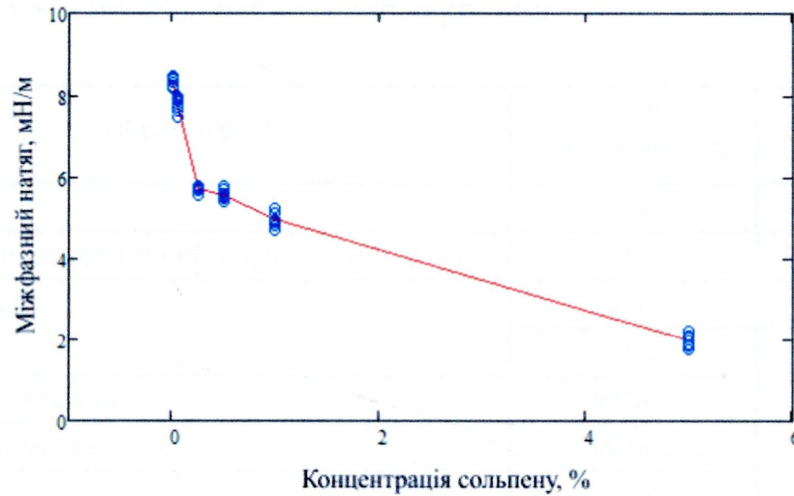


Рисунок 5.2 – Вплив ПАР на коефіцієнт міжфазного натягу на границі розділу фаз фільтрат гуматноакрилокалієвого бурового розчин – нафта

Потрібно звернути увагу, що при додаванні до ГББР та гуматноакрилокалієвого бурового розчину сольпену концентрацією більше 1% суттєво збільшується показник фільтрації.

5.3. Вибір оптимальної композиції поверхнево-активних речовин для біополімерного бурового розчину Біокар

Розглянемо вибір рецептури біополімерного безглинистого бурового розчину Біокар [73,74] для буріння горизонтального бічного стовбуру на свердловині 96 Яблунівського нафтового родовища. Склад бурового розчину (% мас. від вихідного об'єму води): біокар-компаунд – 6; хлорид калію – 3; хлорид натрію – 25; карбонатний блокатор (мікромармур) – 10 (МК-35 – 5, МК-50 – 5); органічний блокатор (К-200) – 1,5; бактерицид (параформальдегід) – 0,1.

Властивості бурового розчину після термостатування протягом 2 год на водяній бані при температурі 85⁰С наведено в табл.5.8.

Таблиця 5.8 – Властивості бурового розчину

Параметр	Одиниця вимірювання	Значення
Густина	кг/м ³	1230
Умовна в'язкість (на малій воронці 200/100 мл)	с	20
СНЗ(Gel) 1хв. 10хв.	дПа	38
	дПа	43
Ефективна в'язкість	мПа·с	42,5
Пластична в'язкість	мПа·с	27
ДНЗ (УР)	дПа	148
Фільтрація	см ³ /30хв	2,5
Загальна мінералізація	%	21,5
Вміст КСІ	%	2,7
рН розчину	-	7,3

З метою мінімізації міжфазного натягу на границі розділу фільтрат Біокар - нафта обробка базової рецептури виконувалась з допомогою найбільш поширених ПАР на родовищах України (савенол нафтосервісний ТУ У 24.5-30769698-003:2005, жирінокс нафтосервісний ТУ У 24.5-30769698-002:2005 та стінол нафтосервісний). У дослідженнях не використовували сульфол у зв'язку із його недоліком (утворення нерозчинених «пластівців» білого кольору при добавлянні до засолених та сильно інгібованих бурових розчинів). Нафта була взята із горизонту В-17 Яблунівського родовища (густина 830 кг/м³).

Вимірювання коефіцієнту міжфазного натягу на межі розділу фаз фільтрат Біокар – нафта здійснювали сталагмометричним методом [20, 52]. Концентрації (мас.%) савенолу, жиріноксу та стінолу змінювали від 0 до 5.

На рис. 5.3 показано вплив концентрацій савенолу, жиріноксу та стінолу на коефіцієнт міжфазного натягу на границі розділу фаз фільтрат Біокар – нафта, що дозволяє діагностувати ККМ, перевищення якої не знижує величину міжфазного натягу, а сприяє міцелоутворенню.

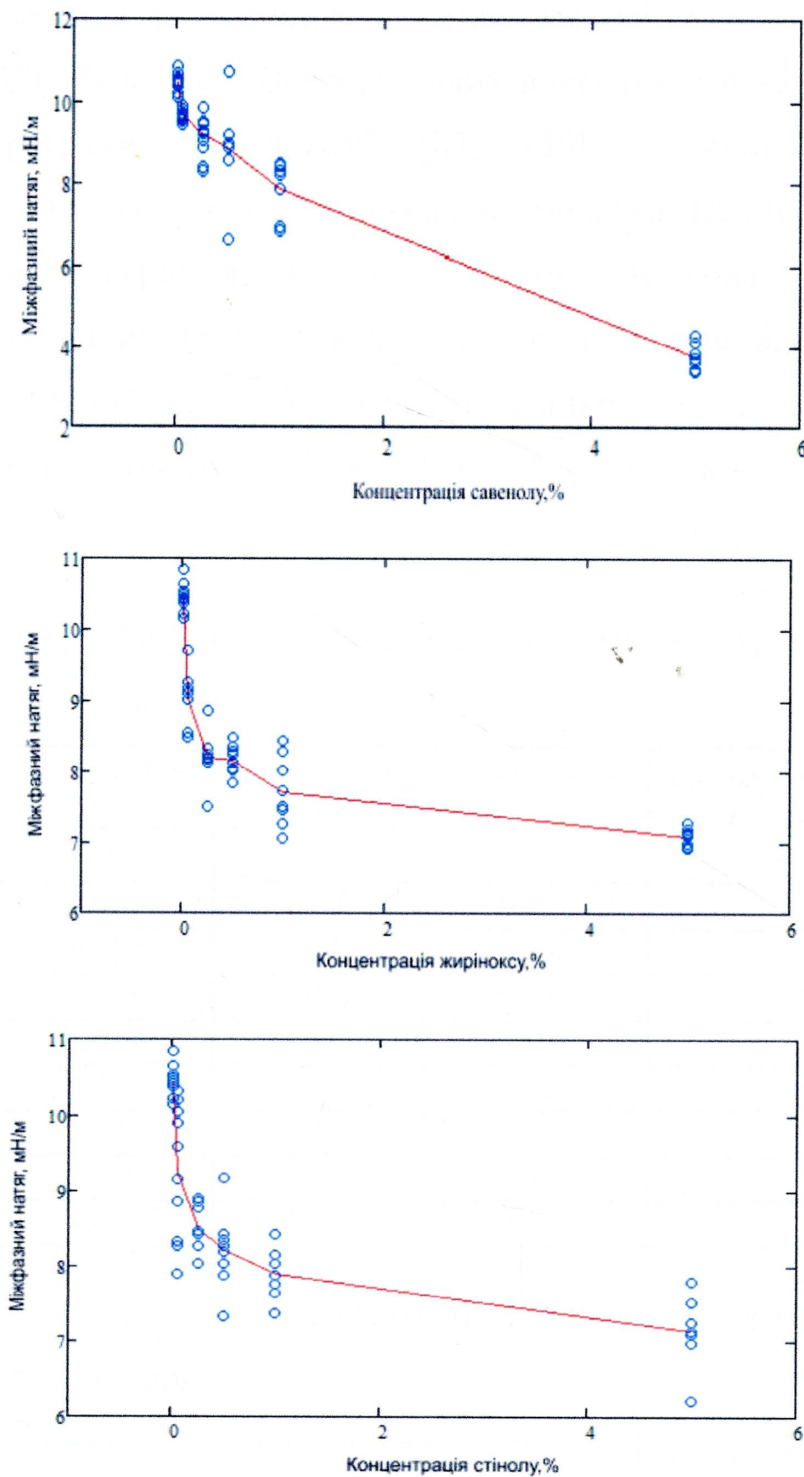


Рисунок 5.3 – Вплив ПАР (савенол, жириноксу та стінолу) на коефіцієнт міжфазного натягу на границі розділу фаз фільтрат Біокар – нафта

На основі аналізу результатів досліджень і побічних ефектів для розкриття продуктивних горизонтів на свердловині 96 Яблунівського нафтового родовища пропонуються такі концентрації ПАР у буровому розчині Біокар: савенол 1%, жиринокс 1%, стінол 0,5%.

Для визначення реологічних властивостей здійснено на ротаційному віскозиметрі OFI Model 800. Обробка даних виконана у пакетному режимі з допомогою програми “Rheometry” [87, 150] ротаційної віскозиметрії здійснювалась для реологічно стаціонарних моделей Ньютона, Шведова – Бінгама, Оствальда, Гершеля – Балклі, Шульмана – Кессона. Слід відзначити, що для досліджуваних ПАР у всіх випадках найбільш адекватна модель Гершеля –Балклі. В табл. 5.9 – 5.11 наведені оцінки реологічних властивостей (τ_0 , k , n) бурового розчину, на рис. 5.4 – 5.6 показано їх залежності від температури.

Таблиця 5.9 – Результати визначення реологічних параметрів бурового розчину Біокар та 1% савенолу

Температура, °C	Реологічні властивості найбільш адекватної моделі $\hat{\nu}$			Дисперсія адекватності, Па^2 , для реологічної моделі $\hat{\nu}$
	$\hat{\tau}_0$, Па	\hat{k} , $\text{Па} \cdot \text{c}^n$	\hat{n}	
24	9.026	1.950	0.589	0.867
30	6.910	2.137	0.560	0.243
40	3.188	3.066	0.499	0.169
50	7.084	1.645	0.573	0.459
60	4.341	2.181	0.522	0.345
70	5.493	1.815	0.540	0.295
80	5.978	1.631	0.549	0.527
90	4.673	1.554	0.564	0.635

Таблиця 5.10 – Результати визначення реологічних параметрів бурового розчину Біокар та 1% жиріноксу

Температура, °C	Реологічні властивості найбільш адекватної моделі $\hat{\nu}$			Дисперсія адекватності, Па^2 , для реологічної моделі $\hat{\nu}$
	$\hat{\tau}_0$, Па	\hat{k} , $\text{Па} \cdot \text{c}^n$	\hat{n}	
24	7.878	2.326	0.566	0.816
30	8.507	2.137	0.560	0.244
40	7.733	2.044	0.553	0.52
50	6.951	1.737	0.562	0.331
60	4.341	2.181	0.522	0.345
70	5.493	1.815	0.540	0.295
80	1.388	2.813	0.476	0.255
90	2.687	2.371	0.494	0.217

Таблиця 5.11 – Результати визначення реологічних параметрів бурового розчину Біокар та 1% стінолу

Температура, °C	Реологічні властивості найбільш адекватної моделі $\dot{\gamma}$			Дисперсія адекватності, Па^2 , для реологічної моделі $\dot{\gamma}$
	$\hat{\tau}_0$, Па	\hat{k} , $\text{Па} \cdot \text{c}^n$	\hat{n}	
24	9.168	2.098	0.570	1.446
30	8.279	1.930	0.573	1.067
40	11.13	1.160	0.637	2.737
50	9.038	1.557	0.577	1.101
60	8.193	1.427	0.579	0.481
70	3.335	2.923	0.472	0.816
80	4.036	1.963	0.534	1.394
90	5.703	1.864	0.538	1.880

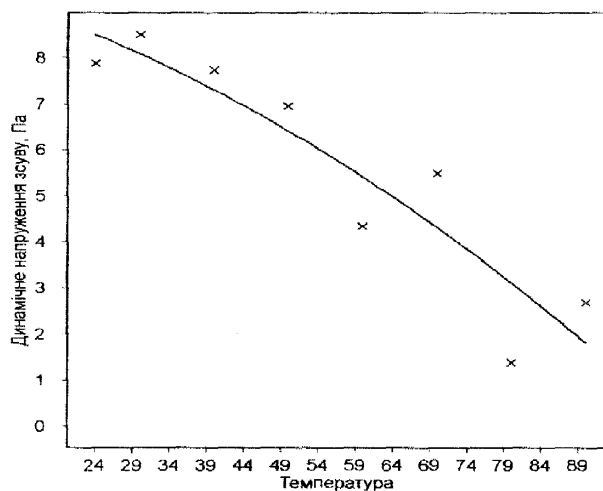
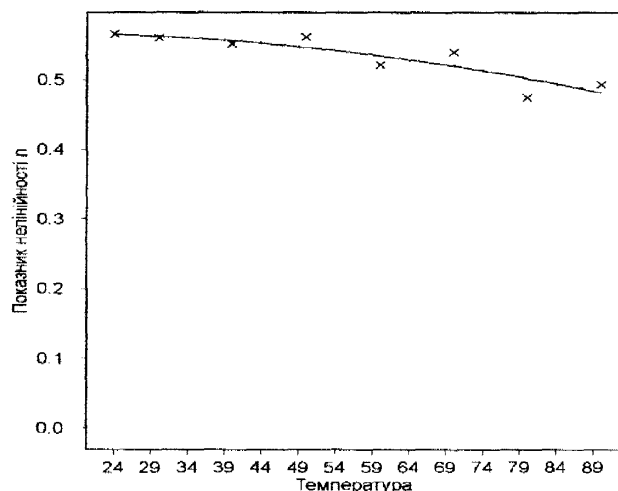
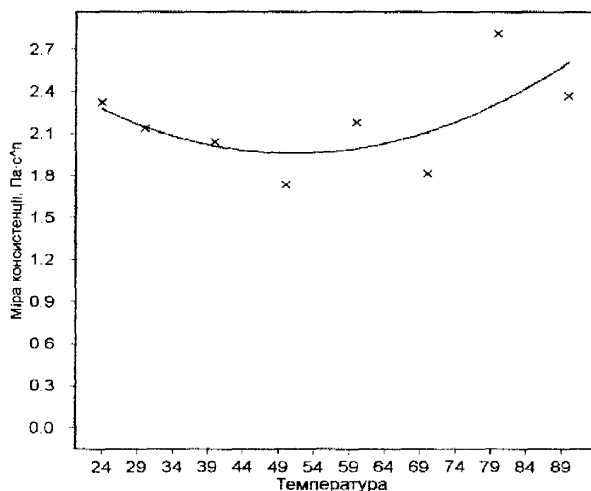


Рисунок 5.4 – Залежність реологічних властивостей бурового розчину Біокар з добавкою 1% жирінокс та від температури

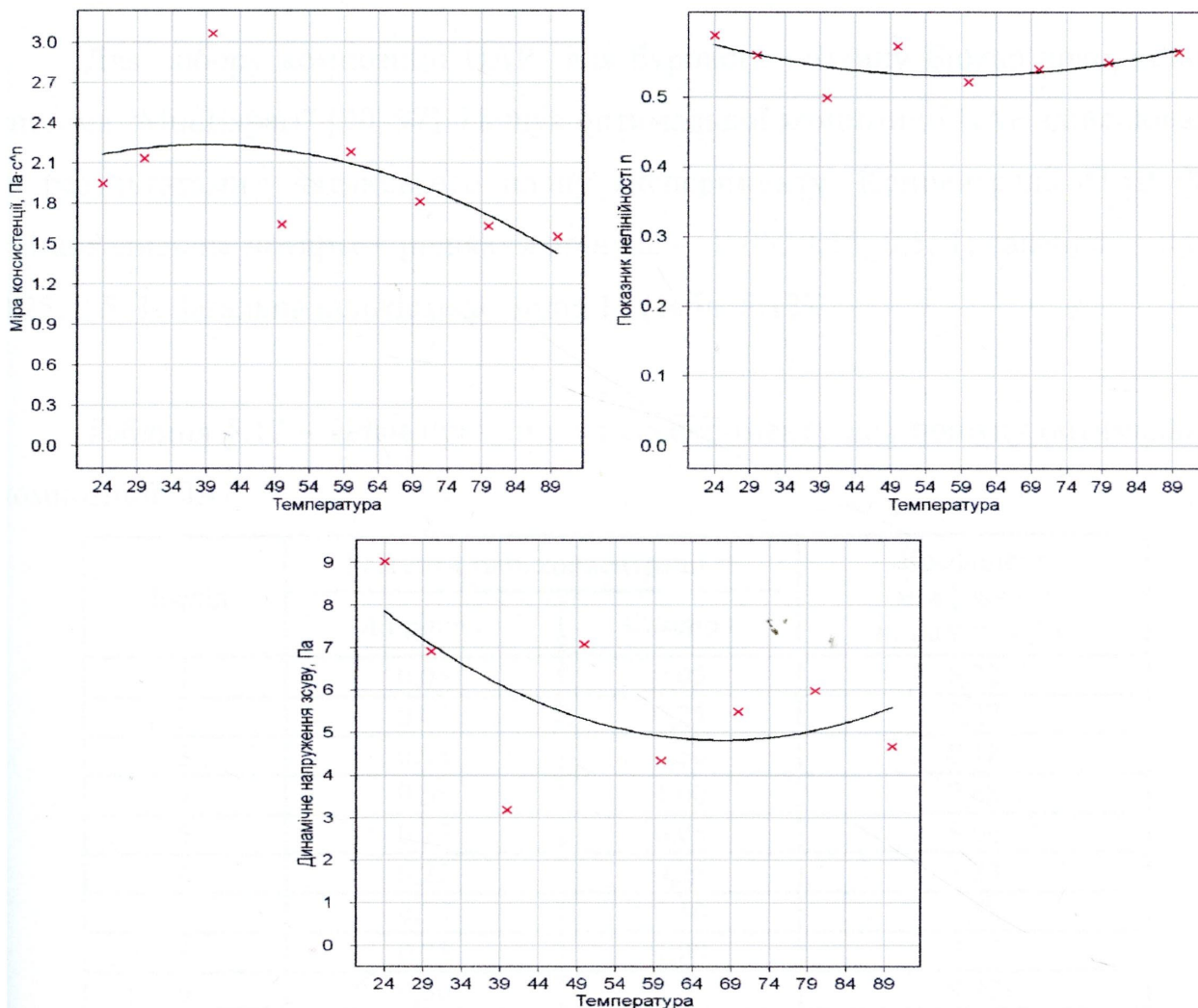


Рисунок 5.5 – Залежність реологічних властивостей бурового розчину Біокар-МТ з добавкою 1% савенолу від температури

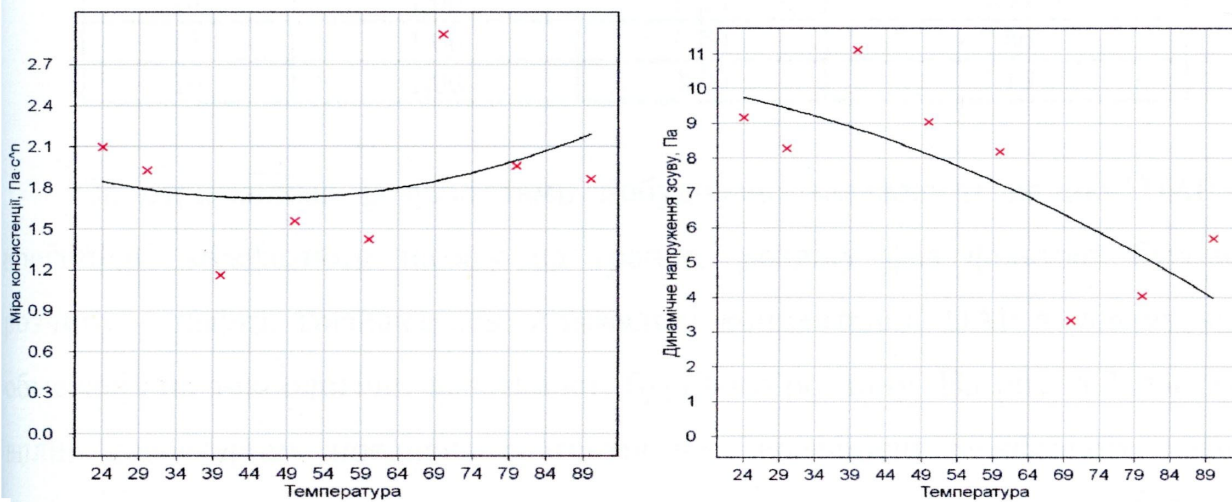


Рисунок 5.6 – Залежність реологічних властивостей бурового розчину Біокар з добавкою 1% стінолу від температури

Для вибору композиції ПАР для бурового розчину Біокар використана система “MudExpert” [90, 97]. Пошук оптимальної композиції ПАР здійснювали за результатами латинського плану експерименту. Концентрації ПАР (%) змінювались на чотирьох рівнях: жирінокс – 0,05, 0,25, 0,5, 1; савенол – 0,05, 0,25, 0,5, 1. Загальна кількість дослідів 16 (табл. 5.12).

Таблиця 5.12 – План і результати експерименту для пошуку оптимальної композиції ПАР

Дослід	Реагенти та їх концентрації,%		Коефіцієнт міжфазного натягу σ , мН/м
	Жирінокс	Савенол	
1	0,05	0,05	8,72
2	0,05	0,25	8,27
3	0,05	0,50	8,18
4	0,05	1,00	7,68
5	0,25	0,05	8,06
6	0,25	0,25	7,83
7	0,25	0,50	7,58
8	0,25	1,00	7,05
9	0,50	0,05	9,47
10	0,50	0,25	8,63
11	0,50	0,50	8,01
12	0,50	1,00	7,29
13	1,00	0,05	8,63
14	1,00	0,25	7,94
15	1,00	0,50	7,86
16	1,00	1,00	7,19

За отриманими результатами побудовано залежності впливу ПАР на коефіцієнт міжфазного натягу на границі розділу фаз фільтрат бурового розчину – нафта. Визначались оптимальні концентрації ПАР з урахуванням обмежень на технологічні властивості бурового розчину. На рис. 5.7 показано вплив характерних поєднань реагентів на коефіцієнт міжфазного натягу, виділена область допустимих рецептур і оптимальні концентрації ПАР (%): жирінокс – 0,3; савенол – 1,0. Прогнозне значення коефіцієнту міжфазного натягу 7,038 мН/м, за результатами перевірконого експерименту 7,173 мН/м.

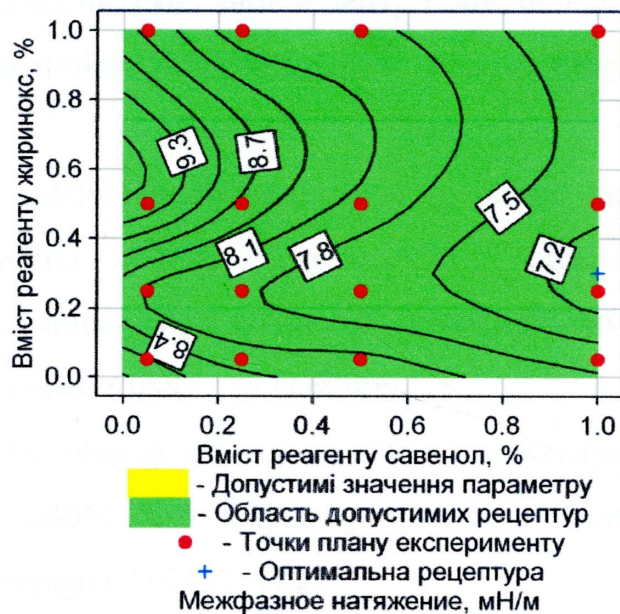


Рисунок 5.7 – Вплив композиції ПАР на коефіцієнт міжфазного натягу на границі розділу фаз фільтрат бурового розчину Біокар – нафта

В табл. 5.16 наведено результати даних ротаційної віскозиметрії бурового розчину Біокар з оптимальною композицією ПАР. при температурах 26 – 90 °С. Найбільш адекватна реологічна модель Гершеля – Балклі.

Таблиця 5.16 – Результати визначення реологічних параметрів бурового розчину Біокар з композицією ПАР (1% савенолу і 0,3% жиріноксу)

Температура, °С	Реологічні властивості найбільш адекватної моделі $\hat{\nu}$			Дисперсія адекватності, Па^2 , для реологічних моделей $\hat{\nu}$
	$\hat{\tau}_0$, Па	\hat{k} , $\text{Па} \cdot \text{с}^n$	\hat{n}	
26	3.216	2.337	0.5388	0.3764
30	3.782	2.232	0.5417	0.1098
40	5.272	1.753	0.5606	0.3316
50	3.52	1.914	0.5364	0.6315
60	0.4455	2.507	0.4913	0.1067
70	4.289	1.399	0.5584	0.7974
80	1.569	2.23	0.4879	0.3663
90	2.054	1.946	0.5072	0.1947

5.4 Апробація оптимальної рецептури бурового розчину Біокар з оптимальною композицією ПАР на свердловині 96 Яблунівського родовища

Яблунівське нафтогазоконденсатне родовище знаходиться у межах Глинсько-Солохівського нафтогазоносного району. Нафтоносність Яблунівського родовища пов'язана з башкирськими, візейськими та турнейськими відкладами нижнього карбону.

Свердловина 96 обводнена внаслідок негерметичності експлуатаційної колони в інтервалі 2680–2683м, а над продуктивним горизонтом встановлено цементний міст в інтервалі 3444–3518м.

Програмою робіт передбачався капітальний ремонт свердловини шляхом вирізання «вікна» в експлуатаційній колоні на глибині 3090 м та буріння через нього бокового стовбуру з відходом від пробуреного та ліквідованого стовбуру на 161м до зустрічі продуктивного горизонту Б-6 з набором зенітного кута $68,6^\circ$, набір зенітного кута по продуктивному горизонту до $79,1^\circ$ та буріння субгоризонтального стовбура довжиною 198м при проектній глибині по вертикалі 3530м та по стовбуру 3720м. Кріпиться боковий стовбур експлуатаційним хвостовиком діаметром 114мм з установленням фільтра в інтервалі продуктивного горизонту.

Свердловина 96 Яблунівська запроектована з метою експлуатації покладів нафти з горизонту Б-6 башкирського ярусу нижнього карбону. Інтервал залягання горизонту Б-6 за проектом 3464 – 3498м. Розріз свердловини в інтервалі буріння складений аргілітами, пісковиками, вапняками та алевролітами.

Основними видами ускладнень є обвали та осипання стінок свердловини, часткове поглинання бурового розчину, звуження стовбура, затяжки інструменту.

В інтервалі 3090 – 3720м використовується буровий розчин Біокар, основні проектні параметри якого наведені у таблиці 5.17.

Таблиця 5.17 – Проектні параметри бурового розчину Біокар

Параметри розчину	Одиниці виміру	Значення
Густина розчину	кг/м ³	1160
Умовна в'язкість	с	60–120
СНЗ 1хв. 10хв.	дПа	18–20
	дПа	25–40
Фільтрація	см ³ /30хв	3–4
Пластична в'язкість	мПа·с	18–22
ДНЗ	дПа	120–168
КТК	–	0,15–0,17
Вміст колоїдної фази	%	2,5
Вміст КСІ	%	3-5
рН розчину	–	9,5–10

Для поліпшення якості розкриття продуктивного горизонту Б-6 запропонований буровий розчин Біокар з композицією ПАР.

Перед початком буріння свердловини в лабораторних умовах були визначені типи ПАР та їх концентрації, що впливають на зменшення коефіцієнту міжфазного натягу на межі розділу фаз фільтрат бурового розчину Біокар – нафта. В дослідях використовувалася лабораторна модель бурового розчину та реальна нафта Яблунівського родовища (густиною 830 кг/м³). Концентрації ПАР змінювали від 0 до 5 (мас.%). Вимірювання коефіцієнту міжфазного натягу здійснювали сталагмометричним методом. Вимірювання реологічних властивостей проводили на ротаційному віскозиметрі Fann 800, реологічні параметри вихідного бурового розчину (табл. 5.18) та після його обробки ПАР визначали за допомогою програми «Rheometry».

Обробка даних ротаційної віскозиметрії здійснювалась в класі реологічно-стаціонарних моделей Ньютона, Шведова – Бінгама, Оствальда, Гершеля – Балклі, Шульмана – Кессона. При обробці даних для всіх експериментів найбільш адекватною виявилась модель Гершеля – Балклі.

Таблиця 5.18 – Визначення параметрів обробленого бурового розчину ПАР та зміни реологічних властивостей

Дослід	Параметри бурового розчину					Параметри реологічної моделі Гершеля–Балклі		
	ρ , кг/м ³	T, с	Φ , см ³ /30 хв.	СНЗ _{1/10} , дПа	σ , мН/м	τ_0 , Па	k, Па · с ⁿ	n
Вихідний розчин Біокар (вибій 3285м)	1200	95	4,5	110/120	9,534	4,982	2,193	0,4152
Біокар+0,05% Савенолу	1200	97	4,5	110/120	8,556	4,699	2,287	0,4104
Біокар+0,25% Савенолу	1200	96	4,5	110/125	7,837	4,488	2,394	0,3972
Біокар+0,5% Савенолу	1200	97	4,5	110/120	7,578	5,748	1,777	0,4519
Біокар+1% Савенолу	1200	95	4,0	110/120	7,14	7,164	1,341	0,4827
Біокар+5% Савенолу	1200	101	4,0	105/115	4,598	5,413	1,469	0,4689
Біокар+0,05% Жиріноксу	1200	95	4,5	115/125	8,738	6,575	1,58	0,4671
Біокар+0,25% Жиріноксу	1200	91	4,5	110/120	8,259	3,32	2,618	0,3872
Біокар+0,5% Жиріноксу	1200	95	4,5	115/125	7,752	5,091	1,977	0,4333
Біокар+1% Жиріноксу	1200	97	4,5	110/120	7,539	4,977	1,583	0,4597
Біокар+5% Жиріноксу	1200	95	4,5	110/120	6,925	5,239	1,775	0,4521

Дослідженнями встановлено, що найбільш ефективні: неіногенні ПАР – жирінокс і савенол та їх комбінації. Оптимальна концентрація композиції ПАР (%): жирінокс – 0,3; савенол – 1,0. Прогнозне значення коефіцієнту міжфазного натягу 7,038 мН/м, за результатами перевірконого експерименту 7,173 мН/м.

Одержані результати були перевірені при проведенні промислового експерименту, на реальному буровому розчині Біокар, що використовувався при бурінні бічного стовбуру на свердловині 96 Яблунівська. Параметри бурового розчину в процесі буріння свердловини наведені в табл. 5.19.

Таблиця 5.19 – Параметри біополімерного розчину Біокар

Дата/ час	Вибій, м	ρ , кг/м ³	T, с	Φ , см ³ /30 хв.	СНЗ _{1/10} дПа	Реологічна модель та властивості	КТК	pH	σ , мН/м
23.08.13/ 20.00	3241	1190	80	4,5	91/101	Гершеля-Балклі, $\tau_0 = 3,233$ Па, $k = 2,648$ Па·с ⁿ , $n = 0,381$	0,14	8,5	9,24
24.08.13/ 8.00	3248	1190	80	4,5	100/110	Гершеля-Балклі, $\tau_0 = 3,472$ Па, $k = 2,554$ Па·с ⁿ , $n = 0,39$	0,14	8,5	9,77
24.08.13/ 20.00	3251	1200	81	4,5	96/105	Гершеля-Балклі, $\tau_0 = 4,734$ Па, $k = 2,127$ Па·с ⁿ , $n = 0,41$	0,15	8,3	9,68
25.08.13/ 8.00	3262	1200	85	4,5	110/121	Гершеля-Балклі, $\tau_0 = 4,151$ Па, $k = 2,374$ Па·с ⁿ , $n = 0,404$	0,14	8,3	9,90
25.08.13/ 20.00	3281	1200	94	5,0	106/120	Гершеля-Балклі, $\tau_0 = 5,26$ Па, $k = 1,875$ Па·с ⁿ , $n = 0,429$	0,15	7,9	9,18
26.08.13/ 8.00	3285	1200	95	4,5	110/120	Гершеля-Балклі, $\tau_0 = 4,982$ Па, $k = 2,193$ Па·с ⁿ , $n = 0,415$	0,14	9,1	9,53
26.08.13/ 20.00	3297	1200	92	4,5	106/116	Гершеля-Балклі, $\tau_0 = 4,384$ Па, $k = 2,332$ Па·с ⁿ , $n = 0,400$	0,15	7,9	9,65
27.08.13/ 8.00	3309	1200	93	4,0	105/119	Гершеля-Балклі, $\tau_0 = 5,091$ Па, $k = 2,066$ Па·с ⁿ , $n = 0,421$	0,17	8,7	10,08

На рис. 5.8 показано залежність коефіцієнта міжфазного натягу на границі розділу фаз фільтрат Біокар – нафта в часі зі зростанням глибини в інтервалі 3241 – 3309 м.

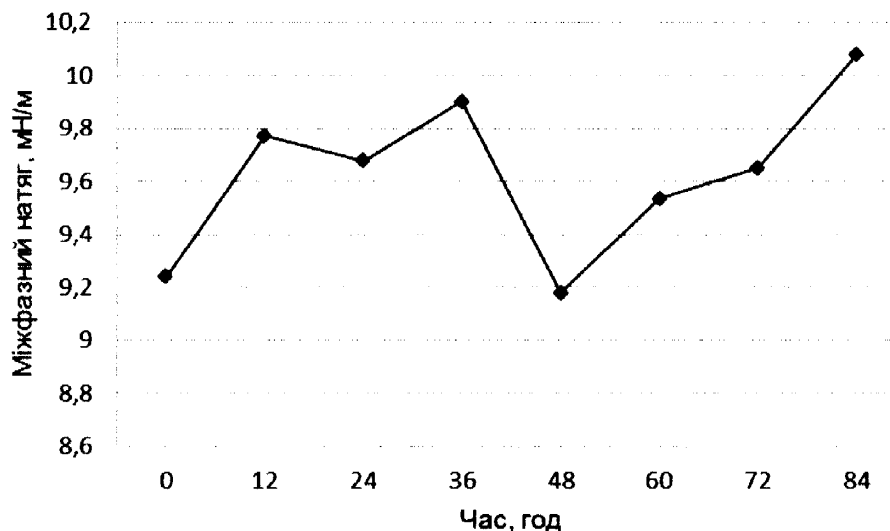
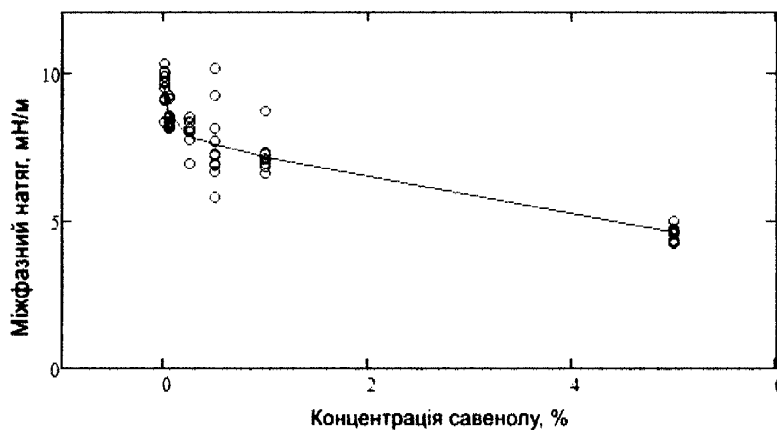


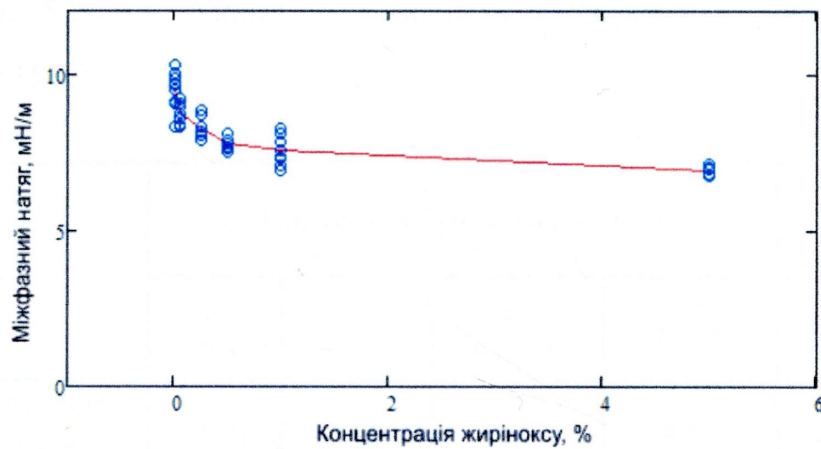
Рисунок 5.8 – Залежність коефіцієнта міжфазного натягу на границі розділу фаз фільтрат Біокар – нафта в часі

На рис. 5.9 показано вплив концентрацій савенолу, жиріноксу на коефіцієнт міжфазного натягу на границі розділу фаз фільтрат Біокар – нафта, на основі якого діагностували ККМ ПАР.

Виходячи з одержаних результатів, для розкриття продуктивних горизонтів на свердловині 96 Яблунівського нафтового родовища пропонуються такі концентрації ПАР у буровому розчині Біокар при умові їх окремого застосування: савенол 0,05 – 1%, жирінокс 0,05 – 1% (рис. 5.9).



a



б

Рисунок 5.9 – Вплив ПАР савенолу (а) та жириноксу (б) на коефіцієнт міжфазного натягу на границі розділу фаз фільтрат Біокар – нафта

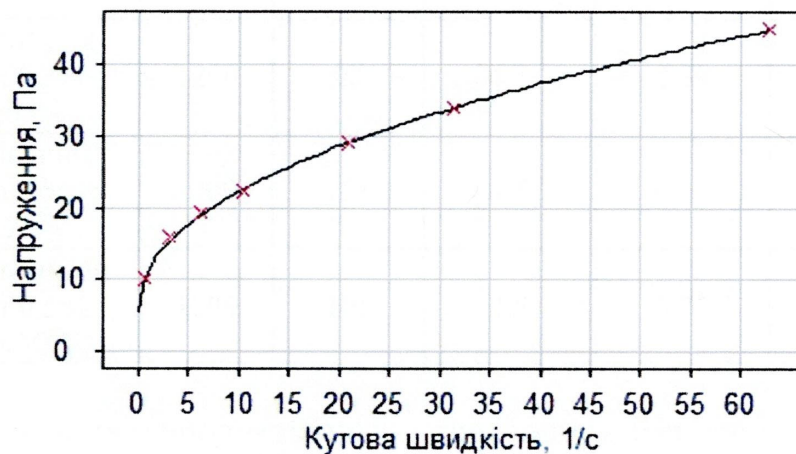


Рисунок 5.10 – Реологічна крива

Дослідження виконані в околі точки оптимальної концентрації, яка була попередньо визначена на лабораторній моделі бурового розчину Біокар, дозволили уточнити оптимальну концентрацію композиції ПАР для реального бурового розчину. В табл. 5.20 показано склад та властивості бурового розчину Біокар з композиціями ПАР.

Таблиця 5.20 – Склад і властивості бурового розчину Біокар з композиціями ПАР

Дослід	Параметри бурового розчину				Параметри реологічної моделі Осталяда	
	ρ , кг/м ³	T, с	Φ , см ³ /30 хв.	σ , мН/м	k, Па·с ⁿ	n
Біокар + композиція ПАР (савенол 1% ; жирінокс 0,5%)	1200	112	4,5	5,77	4,210	0,3300
Біокар+ композиція ПАР (савенол 1% ; жирінокс 0,05%)	1200	102	5,0	6,40	4,202	0,3505
Біокар+ композиція ПАР (савенол 0,5% ; жирінокс 0,5%)	1200	110	4,5	5,76	4,150	0,3400
Біокар+ композиція ПАР (савенол 0,5% ; жирінокс 0,05%)	1200	98	4,5	6,59	4,136	0,3480
Біокар+ композиція ПАР (савенол 0,5% ; жирінокс 0,25%)	1200	101	4,5	6,51	3,944	0,3535
Біокар + композиція ПАР (савенол 0,5% ; жирінокс 0,3%)	1200	101	4,5	5,75	4,243	0,3397

Для розкриття продуктивного горизонту Б-6 на свердловині 96 Яблунівського родовища запропонована оптимальна рецептура бурового розчину Біокар з композицією ПАР(савенол 0,5%; жирінокс 0,3%).

З наведених даних видно, що введення ПАР в концентраціях, що досліджували, закономірно призводить до зменшення коефіцієнту міжфазного натягу і не погіршує інших технологічних параметрів бурового розчину Біокар, що впливають на ускладнення процесу поглиблення свердловини.

Окремо оцінено вплив побічних факторів – вибівної температури і надходження вибуреної породи на ефективність застосування запропонованої композиції ПАР для зменшення коефіцієнту міжфазного натягу.

Надходження вибуреної породи моделювали шляхом введення в буровий розчин бентонітового глинопорошку в концентраціях 0 – 5%, а вплив

температури – шляхом проведення вимірювання при вибійній температурі 75°C. Результати моделювання впливу вибуреної породи на коефіцієнт міжфазного натягу наведено в табл. 5.21 і показано на рис. 5.11.

Таблиця 5.21 – Моделювання впливу вибуреної породи на технологічні властивості бурового розчину Біокар

Дослід	Параметри бурового розчину				Реологічні властивості моделі Остальда	
	ρ , кг/м ³	T, с	Φ , см ³ /30 хв.	σ , мН/м	k, Па · с ⁿ	n
Біокар + композиція ПАР (савенол 0,5% ; жирінокс 0,3%)	1200	101	4,5	5,752	4,243	0,3397
Біокар + композиція ПАР (савенол 0,5% ; жирінокс 0,3%)+бентоніт 0,5%	1200	120	4,0	7,625	3,742	0,3575
Біокар + композиція ПАР (савенол 0,5% ; жирінокс 0,3%)+бентоніт 1%	1210	138	4,5	9,245	4,101	0,3546
Біокар + композиція ПАР (савенол 0,5% ; жиріноксу 0,3%)+бентоніт 2%	1220	142	5,0	10,043	4,713	0,3472
Біокар + композиція ПАР(савенол 0,5% ; жирінокс 0,3%)+бентоніт 3%	1220	151	4,5	10,293	5,501	0,3307
Біокар + композиція ПАР (савенол 0,5% ; жирінокс 0,3%)+бентоніт 5%	1230	159	4,5	10,76	4,282	0,3644

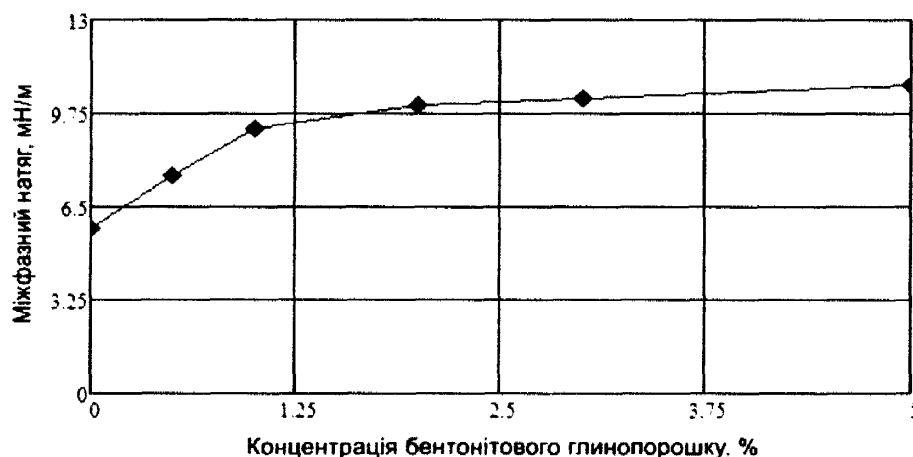


Рисунок 5.11 –Вплив вибуреної породи на коефіцієнт міжфазного натягу

При надходженні вибуреної породи в буровий розчин ефективність композиції ПАР закономірно зменшується, оскільки частина молекул адсорбується на шламi. Але, це зменшення при концентрації шламу до 5% є незначним, що робить дану технологію цілком придатною до застосування в реальних умовах буріння. Проте, під час буріння слід приділяти належну увагу очищенню бурового розчину від вибуреної породи і постійно контролювати міжфазний натяг, для своєчасного підтримування необхідної концентрації ПАР в буровому розчині.

Розглянемо застосування композиції ПАР (савенол 0,5%; жирінокс 0,3%) під час первинного розкриття продуктивного горизонту Б-6 на свердловині 96 Яблунівського НГКР.

Спочатку на глибині 3495м перед входом в продуктивний пласт була відібрана проба бурового розчину з технологічними властивостями: густина 1250 кг/м^3 , умовна в'язкість 105 с, фільтрація $4 \text{ см}^3/30\text{хв}$, $\text{СНЗ}_{1/10} = 100/110 \text{ дПа}$; реологічна модель Гершеля – Балклі: $\tau_0 = 3,472 \text{ Па}$, $k = 2,554 \text{ Па} \cdot \text{с}^{0,39}$; $\text{pH} = 8,0$, вміст КСІ 5,1%, густина фільтрату 1163 кг/м^3 , КТК = 0,138; $\text{Ca}^{2+} = 1,58 \text{ мг/л}$; міжфазний натяг $\sigma = 13,25 \text{ мН/м}$. В табл.5.22 наведена інформація про властивості розчину Біокар під час буріння свердловини до обробки ПАР.

Таблиця 5.22 – Властивості бурового розчину Біокар під час буріння свердловини до обробки ПАР

Дата/ час	Вибій м	ρ , кг/м^3	T, с	Φ , $\text{см}^3/30$ хв.	$\text{СНЗ}_{1/10}$, дПа	Реологічна модель та властивості	КТК	pH	σ , мН/м
28.09/ 8.00	3516	1250	105	4,5	100/110	Гершеля–Балклі, $\tau_0 = 1,674 \text{ Па}$, $k = 2,648 \text{ Па} \cdot \text{с}^n$, $n = 0,381$	0,13	8,5	12,74
28.09/ 20.00	3522	1250	95	4,0	100/110	Гершеля–Балклі, $\tau_0 = 4,365 \text{ Па}$, $k = 2,594 \text{ Па} \cdot \text{с}^n$, $n = 0,419$	0,13	8,0	12,97
29.09/ 8.00	3545	1250	110	4,0	101/110	Гершеля–Балклі, $\tau_0 = 4,125 \text{ Па}$, $k = 3,079 \text{ Па} \cdot \text{с}^n$, $n = 0,401$	0,14	8,3	13,18

Після обробки в лабораторії проби бурового розчину Біокар (500 мл) композицією ПАР (савенол 0,5%, жирінокс 0,3%) отримано міжфазний натяг $\sigma = 7,364$ мН/м. Контроль міжфазного натягів буровому розчині здійснювався з урахуванням тривалості циклу циркуляції 2 год.

В таблиці 5.23 наведено відомості параметри бурового розчину Біокар в процесі буріння свердловини після обробки композицією ПАР (савенол 0,5%; жирінокс 0,3%).

Таблиця 5.23 – Властивості бурового розчину Біокар в процесі буріння свердловини

Дата/час	Вибій, м	ρ , кг/м ³	T, с	Φ , см ³ /30хв.	СНЗ ^{1/10} дПа	КТК	pH	σ , мН/м
29.09/14.00	3551	1250	103	4	110/125	0,14	8,0	8,99
29.09/16.00	3552	1250	104	4	105/120	0,13	8,0	7,88
29.09/18.00	3556	1250	115	4	115/135	0,12	8,3	8,77
29.09/20.00	3560	1250	121	4	110/125	0,14	8,1	8,88

На рис. 5.12 показано характер зміни коефіцієнта міжфазного натягу на границі розділу фаз фільтрат Біокар з композицією ПАР – нафта в часі при бурінні в інтервалі 3551 – 3560 м. На 5-му циклі вимірювання не виконувалось за причиною підйому інструменту.

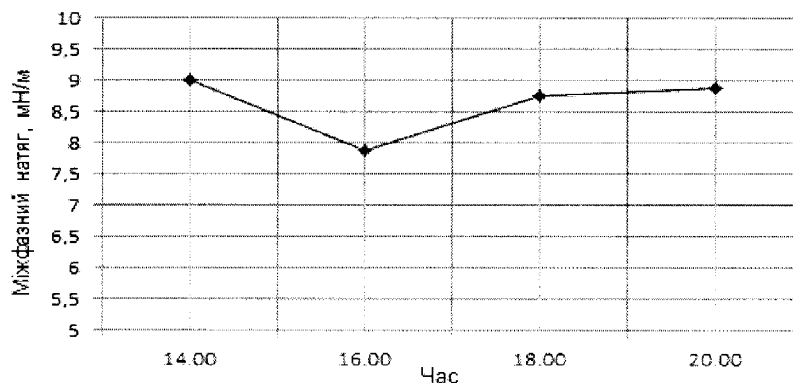


Рисунок 5.12 – Зміна коефіцієнта міжфазного натягу на границі розділу фаз фільтрат Біокар з композицією ПАР – нафта в часі

Підвищення коефіцієнту міжфазного натягу через 6 год після обробки бурового розчину композицією ПАР зумовлено введенням 10м^3 заготовленого розчину.

Реологічні властивості визначали за даними вимірювань на ротаційному віскозиметрі Fann 800, реологічні параметри вихідного бурового розчину обробленого ПАР при температурах 20 і 60°C . визначали за допомогою програми «Rheometry».

Обробка даних ротаційної віскозиметрії здійснювалась в класі реологічно-стаціонарних моделей Ньютона, Шведова – Бінгама, Оствальда, Гершеля – Балклі, Шульмана – Кессона. При обробці даних для всіх експериментів найбільш адекватною виявилась модель Гершеля – Балклі.

Таблиця 5.24 – Результати визначення реологічних властивостей бурового розчину Біокар в процесі буріння після обробки композицією ПАР

Вибій, м	Параметри реологічної моделі Гершеля–Балклі					
	при температурі 20°C			при температурі 60°C		
	$\hat{\tau}_0$, Па	\hat{k} , Па·с ⁿ	\hat{n}	$\hat{\tau}_0$, Па	\hat{k} , Па·с ⁿ	\hat{n}
3551	6,036	2,178	0,336	2,991	2,210	0,416
3552	2,185	3,719	0,378	4,046	1,869	0,438
3556	5,953	2,220	0,456	2,053	3,300	0,377
3560	5,067	2,428	0,437	3,896	2,891	0,354

Після СПО продовжували контроль за технологічними властивостями бурового розчину Біокар з композицією ПАР в процесі буріння. В табл. 5.25 наведено відомості про зміну властивостей бурового розчину Біокар під час буріння свердловини.

З метою вибору композиції ПАР для повторної обробки за результатами контрольних вимірювань міжфазного натягу (табл. 5.25) і досліджень впливу ПАР на міжфазний натяг (рис.5.13) підбрано і проведено досліди: 1) Біокар з

добавлянням савенолу 0,03% і жиріноксу 0,01%; міжфазний натяг на границі розділу фаз фільтрат Біокар з добавкою ПАР – нафта, $\sigma = 8,79$ мН/м; 2) Біокар з добавкою савенолу 0,05% і жиріноксу 0,03%; міжфазний натяг – $\sigma = 8,15$ мН/м; 3) Біокар з добавлянням савенолу 0,08% і жиріноксу 0,06%; міжфазний натяг – $\sigma = 7,25$ мН/м. Таким чином, для повторної обробки вибрана рецептура композиції за третім дослідом.

Таблиця 5.25 – Властивості бурового розчину Біокар в процесі буріння свердловини

Дата/час	Вибій, м	Густина, кг/м ³	Умовна в'язкість, с	Фільтрація, см ³ /30 хв.	СНЗ _{1/10} , дПа	КТК	pH	σ , мН/м
01.10.13/ 6.00	3564	1250	100	4,5	86/96	0,130	8,0	9,12
01.10.13/ 8.00	3566	1250	110	4,5	105/120	0,138	7,9	9,03
01.10.13/ 10.00	3570	1240	104	4,5	105/120	0,127	8,3	9,28
01.10.13/ 12.00	3571	1240	109	5,0	101/115	0,130	8,0	9,25
01.10.13/ 14.00	3573	1240	110	5,0	105/120	0,130	8,0	9,20
01.10.13/ 16.00	3578	1240	120	4,5	100/110	0,135	7,9	9,24
01.10.13/ 18.00	3580	1240	110	4,5	105/115	0,135	8,1	9,93
01.10.13/ 20.00	Повторна обробка бурового розчину: савенол 0,08%; жирінокс 0,06%							
01.10.13/ 22.00	3583	1240	105	4,0	89/96	0,140	7,9	8,85
01.10.13/ 00.00	3585	1240	101	4,0	96/110	0,130	8,1	7,69

На рис. 5.13 показано залежність коефіцієнта міжфазного натягу на границі розділу фаз фільтрат Біокар з композицією ПАР – нафта в часі зі зростанням глибини в інтервалі 3564 – 3585 м.

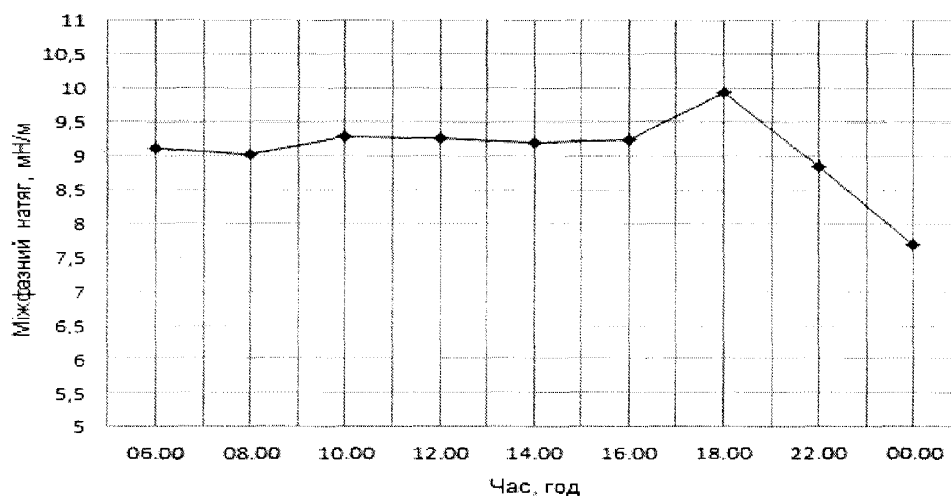


Рисунок 5.13 – Залежність коефіцієнта міжфазного натягу на границі розділу фаз фільтрат Біокар з композицією ПАР – нафта в часі

З рис. 5.13 видно, що коефіцієнт міжфазного натягу впродовж 6 циклів був незмінним, але о 15.30 год. було введено (мікрмармур 0,5%, КСІ 0,5%, К-200 0,7%). Після цього було заміряно міжфазний натяг $\sigma = 9,93$ мН/м (на графіку спостерігається скачок) тому було прийнято рішення про обробку бурового розчину за попередньо підбраною в лабораторних умовах композицією ПАР, мас. %: савенол 0,08; жирінокс 0,06.

Вивчали реологічні властивості вихідного бурового розчину з підбраною композицією ПАР при температурах 20 і 60°C. Обробка даних ротаційної віскозиметрії здійснювалась для реологічно-стаціонарних моделей: Ньютона, Шведова – Бінгама, Оствальда, Гершеля – Балклі, Шульмана – Кессона. Найбільш адекватними при температурі 20°C виявилась модель Гершеля – Балклі, а при температурі 60°C – модель Оствальда (табл. 5.26).

Таблиця 5.26 – Результати визначення реологічних властивостей бурового розчину Біокар після повторної обробки композицією ПАР

Вибій, м	Параметри реологічної моделі Гершеля-Балклі			Параметри реологічної моделі Оствальда	
	при температурі 20°C			при температурі 60°C	
	$\hat{\tau}_0$, Па	\hat{k} , Па·с ⁿ	\hat{n}	\hat{k} , Па·с ⁿ	\hat{n}
3564	2.556	2.464	0.4282	3.721	0.3505

Продовження таблиці 5.26

3566	3.441	2.669	0.4142	3.749	0.3521
3570	3.49	2.601	0.4176	3.660	0.3544
3571	3.669	3.384	0.3887	4.280	0.3219
3573	3.585	2.713	0.4098	3.826	0.3452
3578	3.902	2.599	0.4192	3.527	0.3403
3580	2.551	3.455	0.3853	3.441	0.3629
3583	2.843	2.677	0.4064	3.449	0.3623
3585	2.670	3.043	0.3978	3.843	0.3529

Наступного дня було продовжено вимірювання властивостей бурового розчину Біокар з композицією ПАР в процесі буріння (табл. 5.27).

Таблиця 5.27 – Параметри бурового розчину Біокар в процесі буріння свердловини в інтервалі 3595 – 3720 м.

Дата/час	Вибій, м	ρ , кг/м ³	T, с	Φ , см ³ /30 хв.	СНЗ _{1/10} , дПа	Реологічна модель та властивості	КТК	σ , мН/м
02.10.13/ 8.00	3595	1240	105	4	91/96	Гершеля-Балклі, $\tau_0=2,67$ Па, $k = 3,043$ Па·с ⁿ , $n = 0,398$	0,13	8,03
02.10.13/ 10.00	3597	1240	106	4,5	101/115	Гершеля-Балклі, $\tau_0=3,482$ Па, $k = 2,245$ Па·с ⁿ , $n = 0,436$	0,13	8,52
02.10.13/ 12.00	3598	1250	108	4,5	96/115	Гершеля-Балклі, $\tau_0=4,251$ Па, $k=2,506$ Па·с ⁿ , $n = 0,423$	0,13	8,80
02.10.13/ 22.00	3601	1240	110	4,5	105/120	Гершеля-Балклі, $\tau_0=3,585$ Па, $k=2,713$ Па·с ⁿ , $n = 0,410$	0,13	8,89
03.10.13/ 07.00	3610	1250	110	4	100/110	Гершеля-Балклі, $\tau_0=4,216$ Па, $k = 2,836$ Па·с ⁿ , $n = 0,4144$	0,14	8,45
03.10.13/ 09.00	3611	1250	120	4,5	101/115	Гершеля-Балклі, $\tau_0 = 2,573$ Па, $k = 3,12$ Па·с ⁿ , $n = 0,389$	0,13	8,69

Продовження таблиці 5.27

03.10.13/ 13.00	3613	1250	120	4,5	110/125	Гершеля-Балклі, $\tau_0=1,277\text{Па}$, $k=4,023$ $\text{Па}\cdot\text{с}^n$, $n = 0,3653$	0,14	9,04
03.10.13/ 15.00	3614	1250	125	4,5	105/120	Гершеля-Балклі, $\tau_0=3,372\text{Па}$, $k =2,887$ $\text{Па}\cdot\text{с}^n$, $n = 0,405$	0,13	9,13
03.10.13/ 17.00	3614	1250	120	4,5	101/115	Гершеля-Балклі, $\tau_0=4,365 \text{ Па}$, $k =2,594$ $\text{Па}\cdot\text{с}^n$, $n = 0,419$	0,13	9,19
03.10.13/ 19.00	3615	1250	110	4,5	105/120	Оствальда, $k = 4,627$ $\text{Па}\cdot\text{с}^n$, $n = 0,339$	0,13	9,76
03.10.13/ 21.00	3616	1240	115	4,5	96/110	Гершеля-Балклі, $\tau_0=3,129 \text{ Па}$, $k =2,691$ $\text{Па}\cdot\text{с}^n$, $n = 0,413$	0,13	7,99
04.10.13/ 06.00	3618	1240	101	4,0	105/120	Оствальда, $k = 4,442$ $\text{Па}\cdot\text{с}^n$, $n = 0,346$	0,13	8,05
15.10.13/ 08.00	3720	1240	120	4,0	110/125	Гершеля-Балклі, $\tau_0=3,129 \text{ Па}$, $k =2,691$ $\text{Па}\cdot\text{с}^n$, $n = 0,413$	0,13	8,65

На рис. 5.17 показано залежність коефіцієнта міжфазного натягу на границі розділу фаз фільтрат Біокар з композицією ПАР – нафта в часі зі зростанням глибини в інтервалі 3595 – 3720 м.

Спостерігається (рис. 5.17) стабільне значення коефіцієнта міжфазного натягу впродовж двох днів, але о 15.00 год., було введено 10 м³ розчину (мікромармур 0,6%, КСІ 0,5%, К-200 0,5%, ПАЦ 0,05%). Після введення було виміряно міжфазний натяг $\sigma = 9,76$ мН/м.

Після цього було прийнято зробити повторну обробку бурового розчину попередньо розраховану в лабораторних умовах концентрацію ПАР, мас. %: савенол 0,08; жирінокс 0,06. Значення коефіцієнта міжфазного натягу після повторної обробки ПАР $\sigma = 7,99$ мН/м, на проектній глибині 3720м – $\sigma = 8,65$ мН/м.

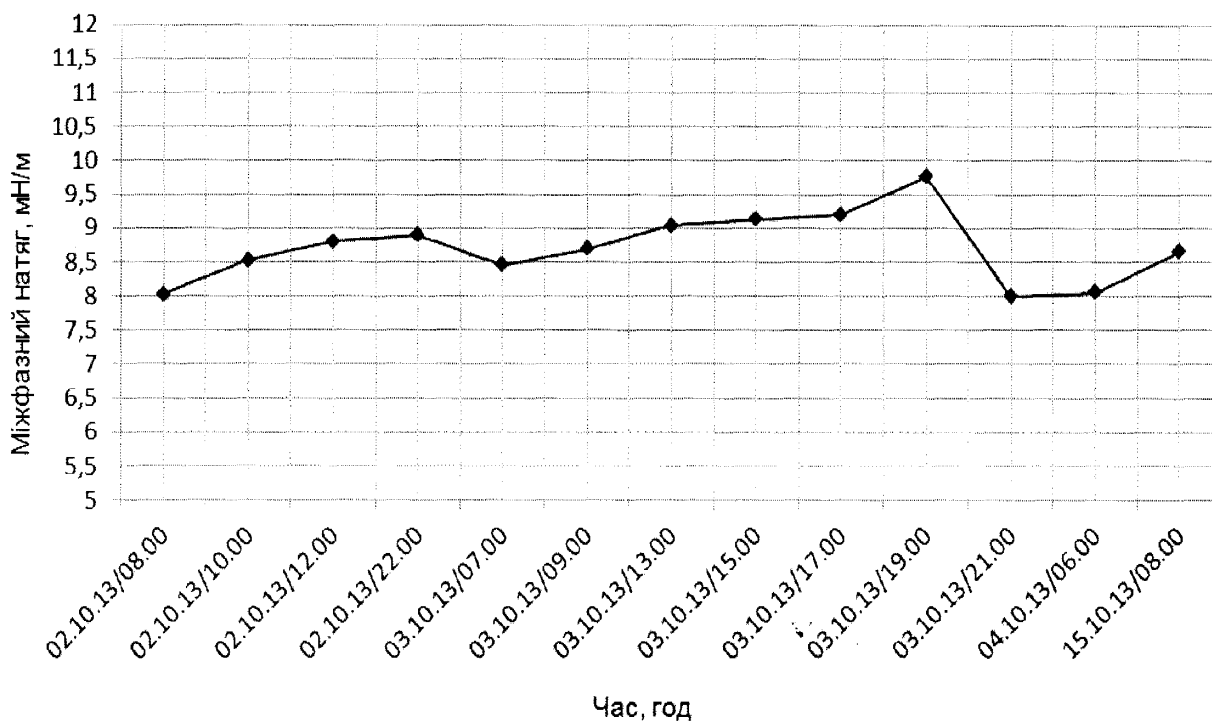


Рисунок 5.17 – Залежність коефіцієнта міжфазного натягу на границі розділу фаз фільтрат Біокар з композицією ПАР – нафта в часі

Під час розкриття продуктивного горизонту Б-6 в інтервалі 3551 – 3720 м буровим розчином Біокар з композицією ПАР ускладнень стовбура свердловини не спостерігалось. Суттєвого впливу композиції ПАР на інші технологічні параметри розчину Біокар не виявлено. Загальні витрати ПАР на проведення робіт склали: савенол – 1 т; жирінокс 0,8 т.

При подальшому бурінні свердловин на Яблунівському родовищі, використовувати в інтервалах залягання продуктивних горизонтів розроблену оптимальну рецептуру бурового розчину Біокар з композицією ПАР у визначених концентраціях.

Висновки до розділу 5

Розроблено рецептури біополімерного, гуматно-біополімерного, гуматноакрилокалієвого бурових розчинів із оптимальними композиціями ПАР для розкриття продуктивних нафтових пластів, які можуть використовуватися у

складних гірничогеологічних умовах, в тому числі у хомогенних відкладах і підвищених температурах.

Підібрана оптимальна композиція ПАР для первинної обробки біополімерного бурового розчину Біокар на свердловині 96 Яблунівського НГКР (мас. %: жирінокс – 0,3; савенол – 0,5), яка зменшує коефіцієнт міжфазного натягу від 13,3 до 7,9 мН/м. Вивчено її вплив на коефіцієнт міжфазного натягу в умовах реального процесу буріння. Встановлено, що при підвищенні температури зростає ефективність дії композиції ПАР. Показано, що при поступленні вибуреної породи ефективність композиції ПАР понижується внаслідок адсорбції ПАР на шламi. Але це пониження є незначним, що робить технологію цілком придатною до застосування в реальних умовах буріння.

Проведено промислове випробування бурового розчину Біокар з оптимальною композицією ПАР. В умовах реального процесу буріння досліджено динаміку зміни коефіцієнту міжфазного натягу у часі, визначено періодичність відновлення концентрації композиції ПАР у складі бурового розчину Біокар. Доведено, що введення ПАР в концентраціях, що досліджували, закономірно призводить до зменшення коефіцієнту міжфазного натягу і не погіршує інших технологічних властивостей бурового розчину Біокар.

ВИСНОВКИ

Дисертація є закінченою науково-дослідною роботою, у якій для розкриття продуктивних нафтових пластів обґрунтовано оптимальні рецептури бурових розчинів з композиціями ПАР з метою зменшення міжфазного натягу на границі розділу фаз фільтрат бурового розчину – нафта. Одержано наступні основні результати.

1. Удосконалено модель та обґрунтовано критерії оптимальності вибору рецептур бурових розчинів для якісного розкриття продуктивних нафтових пластів. Запропонована двоетапна процедура вибору оптимальної рецептури бурового розчину: спочатку на основі розв'язку допоміжної задачі обґрунтовують базову рецептуру, а потім підбирають оптимальну рецептуру для розкриття продуктивних нафтових пластів.

2. На прикладі деяких біополімерних систем вивчено вплив найбільш поширених в бурінні ПАР на коефіцієнт міжфазного натягу та визначено їх ККМ. Встановлено, що при застосовуванні неіоногенних та аніонних ПАР, а також їх композицій вагомо знижується коефіцієнт міжфазного натягу.

За критерієм мінімального міжфазного натягу підібрано оптимальні рецептури ГББР та ББР для розкриття продуктивних нафтових пластів, дана оцінка їх впливу на відновлення проникності кернів. Для ГББР з оптимальною композицією ПАР показано можливість повного вилучення вуглеводневої рідини з керну.

3. Вивчено реологічні властивості емульсій фільтратів ГББР і ББР з нафтами Мільківського і Бугруватівського родовищ. Залежно від вмісту фільтрату в емульсії найбільш адекватними є реологічні моделі Ньютонна, Оствальда і Шведова – Бінгама, а для певних складів і концентрацій фільтратів спостерігаються високі значення в'язкісних властивостей. Оптимальні добавки композицій ПАР істотно (в 10 раз) зменшують в'язкісні властивості емульсій.

Вивчено структуру емульсій і побудовано емпіричні розподіли часток за фракціями. Для вмісту фільтрату 40 – 60% структура емульсії характеризується

високою дисперсністю і практично не розшаровується, а при тривалому знаходженні її в стані спокою проявляються тиксотропні властивості.

4. За результатами виконаних досліджень розроблено рецептури біополімерних бурових розчинів для розкриття продуктивних нафтових пластів, які можуть використовуватися у складних гірничогеологічних умовах, в тому числі у хомогенних відкладах і підвищених температурах. Підібрана оптимальна композиція ПАР для первинної обробки біополімерного бурового розчину Біокар на свердловині 96 Яблунівського НГКР.

5. Проведено промислове випробування рецептури бурового розчину Біокар з оптимальною композицією ПАР. Вивчено її вплив на коефіцієнт міжфазного натягу в умовах процесу буріння. Встановлено, що при підвищенні температури зростає ефективність дії композиції ПАР. Показано, що при поступленні вибуреної породи ефективність композиції ПАР зменшується внаслідок адсорбції ПАР на шлам, але це зменшення є незначним, що робить технологію придатною до застосування в реальних умовах буріння.

Досліджено динаміку зміни коефіцієнту міжфазного натягу в часі та періодичність відновлення концентрацій композиції ПАР у складі бурового розчину. Доведено, що введення ПАР в рекомендованих концентраціях закономірно призводить до зменшення коефіцієнту міжфазного натягу і не погіршує технологічні властивості бурового розчину Біокар.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Абрамзон А.А. Поверхностно-активные вещества / Абрамзон А.А. – Л.: Химия, 1975. – с.153-160.
2. Абрамзон А. А. Поверхностно-активные вещества. Синтез, анализ, свойства, применение: Учеб. пособие для вузов / А.А. Абрамзон, Л.П. Зайченко, С. И. Файнгольд; под ред. А. А. Абрамзона. – Л.: Химия, 1988. – 200 с.
3. Абрамзон А.А. Поверхностно-активные вещества: Справочник / А.А. Абрамзон, Г.М. Гаевой – Л.: Химия, 1979. – 328 с.
4. Аветисов А.Г. Оптимизация процессов промывки и крепления скважин / А.Г. Аветисов, В.И. Боднарев, А.И. Булатов, Е.И. Сукуренок. – М.: Недра, 1980. – 221 с.
5. Аветисян Н.Г. Выбор типа бурового раствора для бурения в неустойчивых породах / Н.Г. Аветисян. – М.: ВНИИОЭНГ, 1983. – 32 с.
6. Агадуллин И.И. Первичное вскрытие и разобщение пластов с использованием гидрофобных буровых и тампонажных растворов / И.И. Агадуллин, В.Ю. Артамонов, В.Н. Игнатъев, В.В. Маслов, Р.Ю. Сухоруков // Электронный научный журнал – Нефтегазовое дело. – 2011. – №5. – С. 37-40.
7. Агзамов Ф.А. Анализ технологии вскрытия продуктивных пластов на депрессии / Ф.А. Агзамов, Р.Н. Дияшев, А.С. Якимов, Н.И. Крысин // Нефтеное хозяйство. – 2007. – №10. – С. 125-129.
8. Акульшин А.А. Исследование вытеснения нефти из трещиноватопорового пласта с использованием полимера Поликар / А.А. Акульшин // Нефтеное хозяйство. – 2000. – №1. – С. 36-38.
9. Андрусак А.М. Застосування поверхнево-активних речовин в процесах закінчення свердловин / А.М. Андрусак // Матеріали конференції "Підвищення ефективності використання поверхнево-активних речовин у нафтогазовидобутку". – Івано-Франківськ – 2000. – С. 21-25.
10. Андронов С.Н. Способ вскрытия пласта и устройство для его осуществления / Андронов С.Н., Нуриев И.А., Нурмухаметов Р.С., Хазиев Р.Ф.,

Курочкин Б.М. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2009. – №9. – С. 12-15.

11. Аникин В.В. Внедрение технологии вскрытия продуктивного пласта Бавлинского месторождения в условиях депрессии / В.В. Аникин // Нефтеное хозяйство. – 2005. – №4. – С. 25-27.

12. Амиян В. А. Вскрытие и освоение нефтегазовых пластов / В. А. Амиян, Н. П. Васильева. – М. : Недра, 1972. – 336 с.

13. Бабалян Г.А. Физико-химия контактных взаимодействий в процессах разрушения горных пород при бурении скважин. В сб. "Разрушение горных пород при бурении" / Г.А. Бабалян – Уфа, 1973. – С.60-467.

14. Баренблатт Г. И. Движение жидкостей и газов в природных пластах / Г. И. Баренблатт, В. М. Ентов, В. М. Рыжик. – М.: Недра, 1984. – 211 с.

15. Бейзик О.С. Підвищення якості розкриття продуктивних горизонтів на родовищах Прикарпаття. / О.С Бейзик // Автореферат дисертаційної роботи на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук. – Івано-Франківськ, 2011. – 20 с.

16. Бейзик О.С. Буровий розчин для якісного розкриття продуктивних горизонтів / О.С. Бейзик, М.І. Оринчак // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2009. – № 1. – С. 88-92.

17. Блаженко О. Бурение горизонтальной скважины на Яблуновском месторождении /О. Блаженко, Б.Синюк, Я.Яремийчук и др. // Бурение и нефть. – 2005. – № 1. – С.23-28.

18. Богославец В. В. Вплив поверхнево-активних речовин на характер зміни міжфазного натягу на границі розділу фаз нафта-фільтрат біополімерного бурового розчину / Тези доповідей міжнародної науково-технічної конференції «Інноваційні технології буріння свердловин, видобування нафти і газу та підготовки фахівців нафтогазової галузі» 3 – 6 жовтня 2012 р., – Івано-Франківськ – 2012. – С. 45-47.

19. Богославец В.В. Застосування поверхнево-активних речовин при обробці біополімерного бурового розчину / В.В. Богославец, Є.В. Хівренко //

Materiály XI mezinárodní vědecko-praktická konference. Aktuální vymoženosti vědy-2013 – Praha. Publishing House “Education and Science” s.r.o , 27.06 – 05.07.2013. – С. 56-60.

20. Боднар Р.Т. Контроль поверхневого натягу відбором з рухомих розчинів поверхнво-активних речовин / Боднар Р.Т., Кисіль І.С. // Тези доповідей науково-технічної конференції «Підвищення ефективності буріння свердловин та інтенсифікації нафтогазовидобутку на родовищах України» 16 – 18 листопада 2010 р., – Івано-Франківськ – 2010. – С. 171-175.

21. Бойко В.С. Тлумачно-терміналогічний словник-довідник з нафти і газу. У 2-х томах. – Том 1. А-К близько 4800 статей / В.С. Бойко, Р.В. Бойко. – Київ. Міжнародна економічна фундація, 2004 – 560 с.

22. Бойко В.С. Тлумачно-терміналогічний словник-довідник з нафти і газу. У 2-х томах. – Том 2. Л-Я близько 5831 статей / В.С. Бойко, Р.В. Бойко. – Львів. Міжнародна економічна фундація, 2006 – 800 с.

23. Бойко В.С. Дослідження реологічних характеристик високов'язких нафт водонафтогазоконденсатних сумішей / В.С.Бойко, Р.В.Грибовський, Р.Ф.Лагуш, Т.М.Пастухова, І.В.Проців, В.С.Орлів // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. –2006 .– № 1 , – С.70-74.

24. Борисов С. И. Механизм действия ПАВ как деэмульгаторов нефтяных эмульсий / С. И. Борисов, М. В. Катеев, Е. С. Калинин и др. // Нефтяное хозяйство. – 2004. – №4. – С.74-77.

25. Боровик М.В. Полімерні флокулянти в бурінні і системи бурових розчинів на їх основі / М.В. Боровик, А.О. Васильченко // Буріння газових свердловин Вип. XXXVIII – 2010. – 75-79 с.

26. Булатов А.И. Теория и практика заканчивания скважин: В 5 т. / А.И. Булатов, П.П. Макаренко, В.Ф. Будников, Ю.М. Басарыгин, Л.Б. Хусид. – М.: ОАО «Издательство Недра», 1997. – Т.1. – 395 с.

27. Булатов А.И. Справочник по промывке скважин / А.И. Булатов, А.И. Пеньков, Ю.М. Проселков. – М.: Недра, 1984. – 319 с.

28. Вакула А. Первичное вскрытие продуктивных пластов с применением технологии бурения на депрессии / А. Вакула, М. Гвоздь, Р. Мубаракوف // Бурение & нефть. – 2006. – №4. – С.19-21.
29. Вартумян Г.Т. Вскрытие продуктивных пластов на управляемой депрессии / Г.Т. Вартумян, Е.И. Захарченко, Е.Н. Даценко, И.О. Орлова, О.С. Лисовский // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2012. – №4. – С.65-69.
30. Васильченко А.О. Новые технологии в строительстве нефтяных и газовых скважин. Основы концепции, методы / А.О. Васильченко // Lab Lambert Academic Publishing, Saarbrucken, Germany. – 2012. – 104 с.
31. Васильченко А.О. Результати порівняльних випробувань зарубіжного та вітчизняного безглинистих біополімерних бурових розчинів / А.О. Васильченко // Нафтова і газова промисловість – 2010. – №5. – С. 16-18.
32. Васильченко А.О. До вибору системи бурового розчину / А.О. Васильченко, О.В. Кустурова, М.А. Мислюк // Нафтова і газова промисловість. – 2008. – № 6. – С. 10-12.
33. Гайворонский И. Н. Вскрытие продуктивных пластов бурением и перфорацией и подготовка скважин к эксплуатации: учеб.пособие / И. Н. Гайворонский, Р. Г. Ахмедов, А. А. Мордвинов. – М. : Пермский университет, 1985. – 80 с.
34. Ганиев Р. Р. Обоснование технологии применения ПАВ для разработки неоднородных по разрезу пластов. : Автореф. дис. на соиск. уч. ст. К.Т.Н. / Р. Р. Ганиев. – Уфа : УНИ, 1989. – 23 с.
35. Глухов С. Бурение горизонтальных скважин со вскрытием продуктивной части на депрессии / С. Глухов, В. Баянов, В. Шестаков // Бурение и нефть. – 2005. – №4. – С.43-48.
36. Грей Дж.Р. Состав и свойства буровых агентов (промысловых жидкостей): Пер. с англ. / Дж.Р. Грей, Г.С.Г. Дарли. – М.: Недра, 1985. – 509 с.
37. Григорян А. М. Вскрытие пластов многозабойными и горизонтальными скважинами / А. М. Григорян. – М. : Недра, 1969. – 192 с.

38. Грязнов И.В. Ингибирующие биополимерные буровые растворы / И.В. Грязнов, В.И. Балаба, В.П. Изюмский, Е.А. Коновалов, В.В. Минибаев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2012. – № 4. – С. 34-37.
39. Гуцуляк Б.М. Фізична і колодна хімія. Поверхневі явища, що супроводжують зменшення поверхневого натягу: Конспект лекцій / Б.М. Гуцуляк, О.Д. Мельник. – Івано-Франківськ: Факел, 2001. – 90 с.
40. Дамьянова Є.А. Физико – химические основы применения поверхностно-активных промывочных жидкостей для вскрытия пласта / Є.А. Дамьянова – М. : Госгеотехиздат, 1963. – 45 с.
41. Деминская Н.Г. Исследование закономерностей проникновения фильтрата бурового раствора в призабойную зону пласта горизонтальной скважины / Н.Г. Деминская, Я.В. Чеславський // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2012. – №9. – С.36-40.
42. Деркач С.Р. Использование ПАВ для интенсификации нефтедобычи при первичном и вторичном вскрытии пластов / С.Р. Деркач, Г.И. Берестова, Т.А. Мотылева // Вестник МГТУ. – Т. 13. – № 4/1. – 2010. – С. 784-792.
43. Жигач К.Ф. Применение поверхностно-активных веществ в нефтяной промышленности / К.Ф. Жигач. – М.: Гостоптехиздат, 1961, – 69с.
44. Зарубін Ю.О. Можливості довгострокового прогнозу видобутку нафти і газу в Україні / Ю.О. Зарубін, Д.О. Єгер, О.В. Таран // Нафтова і газова промисловість. – 2009. – № 1. – С. 52-58.
45. Зедгинидзе И.Г. Планирование эксперимента для исследования многокомпонентных систем / И.Г. Зедгинидзе. – М.: Наука, 1976. – 390 с.
46. Золотарева А.И. Оценка некоторых свойств поверхностно-активных веществ / А.И. Золотарева, О.А. Сиротюк, Н.С. Бессонова // Нефтяная и газовая промышленность. – 1971. – № 3. – с. 21–22.
47. Калинин В.Ф. Применение обращенных эмульсий для вскрытия продуктивных пластов на месторождениях ОАО “Саратовнефтегаз” / В.Ф. Калинин // Нефтяное хозяйство. – 1998. – №12. – С.11–13.

48. Капитонов В. А. Повышение эффективности первичного вскрытия и освоения продуктивных пластов на основе применения биополимерных растворов. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / В. А. Капитонов. – Санкт-Петербург, 2007. – 20 с.
49. Карп І.М. Стан та перспективи розвитку нафтогазового комплексу України / І.М. Карп, Д.Ю. Єгер, Ю.О. Зарубін та ін. – К; Наукова думка, 2006. – 310с.
50. Киселев К. В. Критерии применения закачек составов, содержащих ПАВ на месторождениях ОАО "Сургутнефтегаз" / К. В. Киселев, К. Н. Липчинский // Нефтяное хозяйство. – 2006. – №4. – С.44-48.
51. Кисаев В.В. Повышение эффективности физико-химических методов заводнения с использованием ПАВ и щелочи. Спец. 05.15.06 - разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений : Автореф. дис. на соиск. уч. ст. К.Т.Н. / В. В. Кисаев. – Грозный : ГНИ, 1984. – 19 с.
52. Кісіль І.С. Вимірювання динамічного міжфазного натягу розчинів поверхнево-активних речовин методикою фіксованої обертової краплі / Кісіль І.С., Михайлюк В.Д., Біліщук В.Б., Хемій І.Ю // Нафтова і газова промисловість. – 2010. – № 6. – С. 33-36.
53. Кондрашев О.Ф. Физико-химические основы регулирования изолирующих свойств безглинистых полисахаридных буровых растворов. Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук. – Уфа. – 2005. – 49 с.
54. Конесев Г.В. Улучшение свойств буровых растворов для первичного вскрытия продуктивных пластов / Г.В. Конесев// Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2012. – №1. – С. 44–47.
55. Коцкулич Я.С. Бурові промивні рідини. Підручник / Я.С. Коцкулич, М.І. Оринчак, М.М. Оринчак. – Івано-Франківськ: Факел, 2008. – 500 с.

56. Коцкулич Я.С. Закінчування свердловин: Підруч. для студ. Вищ. Навч. Закл. Проф. спрямування «Буріння» / Я.С. Коцкулич, О.В.Тищенко – К.: «Інтерпрес ЛТД», 2004. – 366 с.
57. Коцкулич Я.С. Буріння нафтових і газових свердловин: Підручник / Я.С. Коцкулич, Я.М. Кочкодан. – Коломия: ВПТ „ВІК”, 1999. – 504 с.
58. Коцкулич Я.С. Стан якості розкриття продуктивних пластів з аномально низькими тисками / Я.С. Коцкулич, Є.Я. Коцкулич // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 2008. – №2. – С.18-22.
59. Коцкулич Я. С. Повышение качества продуктивных пластов в условиях аномально низких пластовых давлениях / Я. С. Коцкулич, Б. А. Тершак, А. Н. Андрусак, Е. Я. Коцкулич // Нефть и газ Западной Сибири: материалы Международной научно-технической конференции, посвященной 55-летию Тюменского государственного нефтегазового университета. Т.1; отв. ред. О. Ф. Данилов. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2011. – С. 106-108.
60. Кошелев В.Н. Новые типы безглинистых структурированных буровых растворов – альтернатива биополимерным растворам / В.Н. Кошелев, А.И. Пеньков // Сб. науч. тр.: ОАО НПО Бурение. – Вып. 6. – Краснодар, 2001. – С.25-36.
61. Кравченко И.И. Физико-химические основы применения поверхностно-активных веществ (ПАВ) в технологических процессах нефтедобычи : Автореф. дис. на соиск. уч. ст. Д.Т.Н. / И. И. Кравченко. – М. : МИНХ и ГП, 1967. – 22 с.
62. Крижанівський Є.І. Енергетична безпека держави: високоефективні технології видобування, постачання і використання природного газу / Є.І. Крижанівський, В.Я. Грудз та ін. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2006 – 282 с.
63. Крылов, В. И. Вопросы выбора жидкости для заканчивания горизонтальных скважин / В.И. Крылов, В.В. Крецул // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2004. – № 2. – С. 24-28.
64. Крылов В. И. Промывочные жидкости нового поколения, ингибированные высокими силикатами / В.И. Крылов, В.В. Крецул //

Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2003. – № 10. – С. 26-30.

65. Крылов В. И. Реологические особенности буровых биополимерных жидкостей / В.И. Крылов, В.В. Крецул // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 9. – С. 54-56.

66. Крецул В.В. Особенности технологии вскрытия продуктивных пластов в условиях депрессии / В.В. Крецул В.И. Крылов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2007. – №10. – С.37-43.

67. Крецул В.В. Влияние твердой фазы на фильтрационные характеристики промывочных жидкостей для первичного вскрытия / В.В. Крецул, В.И. Крылов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2006. – № 10. – С. 32-36.

68. Крецул В.В. Повышение качества первичного вскрытия продуктивных пластов горизонтальными скважинами. Автореф. дис. канд. техн. наук / Крецул В.В. – М. – 2003. – 25 с.

69. Кунцяк Я.В. Буріння бокового горизонтального стовбура за вітчизняною технологією / Я.В. Кунцяк, В.Д. Новиков // Нафтова і газова промисловість. – 2002. – № 1. – С.20-21.

70. Кустурова О. В. Розробка гуматно-біополімерного бурового розчину з низьким вмістом твердої фази для буріння свердловин в умовах родовищ Дніпровсько-Донецької западини : дис. канд. техн. наук / О. В. Кустурова – Івано-Франківськ. – 2007. – 146 с.

71. Кустурова О.В. Розробка гуматно-біополімерного бурового розчину з низьким вмістом твердої фази для буріння свердловин в умовах родовищ Дніпровсько-Донецької западини : Автореф. дис. на здоб. наук. ст. канд. техн. наук / О. В. Кустурова. – Івано-Франківськ, 2007. – 22с.

72. Кустурова О.В. Розробка і дослідження гуматно-біополімерного бурового розчину для буріння похило скерованих і горизонтальних свердловин на родовищах Дніпровсько-Донецької западини / О.В. Кустурова // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 2005. – №1. – С.16-21.

73. Лубан Ю.В. Біокар – безглиниста промивальна рідина для буріння похило – скерованих і горизонтальних свердловин та розкриття продуктивних горизонтів / Ю.В. Лубан, Я.В. Кунцяк, С.В. Лубан, О.А. Білека, Д.М. Круль, Я.І. Кулик // Нафтова і газова промисловість. – 2008. – № 4. – С.18-21.
74. Лубан Ю.В. Про вплив промивальних рідин, інгібованих хлоридом магнію, на якість розкриття продуктивних горизонтів / Ю.В. Лубан // Нафтова і газова промисловість. – 1998. – №6. – С.21-23.
75. Мавлютов М.Р. Вскрытие продуктивных пластов с использованием полимерсолевых растворов с регулируемой кольтатацией / М.Р. Мавлютов // Нефтеное хозяйство. –1999. – №3. – С.20-23.
76. Межлумов А. О. Бурение скважин и вскрытие продуктивных пластов с использованием газообразных агентов, газожидкостных систем и традиционных буровых растворов на депрессии / А. О. Межлумов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2003. – №5. – С. 65-69.
77. Меркулов А.А. Об оценке протяженности зоны ухудшенной проницаемости вокруг скважины / А.А. Меркулов, Ю.Г. Улунцев, А.Ф. Гимаев // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 3. – С.165-168.
78. Минхайров К.Л. Исследование влияния промывочных жидкостей с добавками ПАВ и некоторых электролитов на качество вскрытия продуктивных пластов / К.Л. Минхайров, Л.К. Лидсин, К.Ф. Жигач // Тр. 3-го Всесоюз. совещ. По применению ПАВ в нефтяной промышленности. – М.: ВНИИОЭНГ, 1986. – с.36.
79. Миненков В. М. Гидрофобизирующий раствор “Силик” для бурения скважин и вскрытия продуктивных пластов / В. М. Миненков, В.Н. Кошелев, В.И. Урманчев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2006. – № 11. – С. 28-31.
80. Мислюк М.А. Буріння свердловин: Довідник: У 5т. Т.2: Промивання свердловин. Відробка доліт / М.А. Мислюк, І.Й. Рибчич, Р.С. Яремійчук. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2002. – 303 с.

81. Мислюк М.А. Буріння свердловин: Довідник: У 5т. Т.4: Завершення свердловин/ М.А. Мислюк, І.Й. Рибчич. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2012. – 608 с.
82. Мислюк М.А. Ротаційна віскозиметрія: нові підходи до обробки даних / М.А. Мислюк, Ю.М. Салижин // Нафтова і газова промисловість. – № 6. 2007– С. 17-21.
83. Мислюк М.А. Попередження забруднення продуктивних пластів під час їх розкриття / М.А. Мислюк, А.О. Васильченко // Нафтова і газова промисловість. – 2009. – № 1. – С. 23-25.
84. Мислюк М.А. До оцінки первинного розкриття продуктивних горизонтів на родовищах України / Ковбасюк І.М., Стасенко В.М., Гунда М.В. // Нафтова і газова промисловість. –2005. – № 6. – С. 17-19.
85. Мислюк М.А. Деякі напрями удосконалення технологій спорудження свердловин на сланцевий газ/ З.Д. Хоминець, Ю.М. Салижин, В.В. Богославець, Ю.Д. Волошин // Нафтова галузь України. – 2013. – №1. – С. 40-45.
86. Мислюк М.А. Принципи створення системи керування якістю спорудження нафтових і газових свердловин / М.А. Мислюк, І.Й. Рибчич, Д.О. Єгер, Ю.О. Зарубін, І.М. Ковбасюк, В.М. Мислюк // Нафтова і газова промисловість. – 2007. – № 1. – С. 9-13.
87. Мислюк М.А. Система «Реометрія 2» для дослідження реологічних властивостей бурових технологічних рідин / М.А. Мислюк, Ю.М. Салижин // Тези доповідей науково-технічної конференції «Підвищення ефективності буріння свердловин та інтенсифікації нафтогазовидобутку на родовищах України» 16 – 18 листопада 2010 р., м. Івано-Франківськ, 2010. – С. 7-11.
88. Мислюк М.А. До вибору рецептури бурового розчину для розкриття продуктивних нафтонасичених пластів / М.А. Мислюк, Ю.М. Салижин, В.В. Богославець // Тези доповідей науково-технічної конференції «Підвищення ефективності буріння свердловин та інтенсифікації нафтогазовидобутку на родовищах України» 16 – 18 листопада 2010 р., м. Івано-Франківськ, 2010. – С. 44-48.

89. Мислюк М.А. Моделювання прийняття технологічних рішень в бурінні Нафтова і газова промисловість. – 2010. – № 3. – С.11-15.
90. Мислюк М.А. Система вибору оптимальних рецептур обробки бурових розчинів / М.А. Мислюк, Ю.М. Салижин // Нафтова і газова промисловість. – 2007. – № 5. – С. 25-28.
91. Мислюк М.А. Моделювання явищ і процесів у нафтогазпромисловій справі / М.А. Мислюк, Ю.О. Зарубін. – Івано-Франківськ: Екор, 1999. – 496 с.
92. Мыслюк М.А. Об ухудшении коллекторских свойств продуктивных пластов / М.А., Мыслюк, Ю.М. Салыжин, В.В.Богославец // Нефтеное хозяйство – 2014. – № 1. – С. 35-40.
93. Мыслюк М.А. Выбор оптимальной рецептуры бурового раствора для вскрытия продуктивных пластов / М.А. Мыслюк, Ю.М. Салижын, В.В. Богославец // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2012. – №3. – С. 34-39.
94. Мыслюк М.А. О применении биополимерной системы «Биокар» для вскрытия низкопроницаемых продуктивных пластов /М.А. Мыслюк, Ю.М. Салыжин, В.В. Богославец, Ю.В. Лубан // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 3. – С.35-40.
95. Мыслюк М.А. О выборе рецептуры обработки бурового раствора с учетом термостойкости / М.А. Мыслюк, Салыжин Ю.М., А.А. Васильченко, Е.В. Кустурова. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2006. – №8. – С. 47-52.
96. Мыслюк М.А. О выборе оптимальной рецептуры обработки бурового раствора / М.А. Мыслюк, Салыжин Ю.М. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2003. – №4. – С. 35-38.
97. Мыслюк М.А. Пакет программ для обработки данных ротационной вискозиметрии / М.А.Мыслюк, И.И.Рыбчич, Ю.М.Салыжин и др. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2002. – № 10. – С. 24-26.

98. Мислюк М.А. Гідравлічна програма цементування свердловин: сучасний стан і перспективи удосконалення / М.А. Мислюк, Ю.М. Салижин, В.В. Богославец // Нафтова і газова промисловість. – 2011. – №.4 – С. 25-28.
99. Михайлюк В.Д. Використання поверхнево-активних речовин в процесах нафтовидобутку на родовищах ВАТ “Укрнафта”/ під заг. ред В.Д. Михайлюка, М.І. Рудого. – Івано-Франківськ – 2009. – 400 с.
100. Моделирование процесса очистки гидроимпульсное воздействие [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.ipdn.ru/rics/vk/_private/vk10/4-9.pdf
101. Мойса Ю.Н. Солестойкая смазочная добавка – ПАВ для бурения и вскрытия продуктивных пластов / Ю. Мойса, П. Касирум, С. Рябоконт, Е. Камбулов // Бурение & нефть. – 2006. – №3. – С.22-24.
102. Мойса С.А. Проектирование свойств биополимерных растворов для истощенных коллекторов / С.А. Мойса, Ю.Н. Камбулов, Е.Ю. Щербаева, О.М. Пенкин, А.В. Махоров. // Нефтеное хозяйство. – 2005. – №9. – С.170-175.
103. Нестеренко С. М. Идентификация процесса бурения скважин и вскрытие продуктивных пластов-коллекторов на основе комплексирования геолого-геофизической, технологической и гидродинамической информации / С. М. Нестеренко, В. Г. Савко // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2005. – №8. – С.15-24.
104. Наконечна Г.А. Бактерицидний захист промивних рідин / Г.А. Наконечна, Ю.В. Лубан // Нафтова і газова промисловість. – 2006. – №6. – С.12-15.
105. Нифантов В. И. Тагиров К. М., Бурение скважин и вскрытие нефтегазовых пластов на депрессии / В. И. Нифантов, К. М. Тагиров. – М.: ООО. Недра-Бизнесцентр, 2003. – 160 с.
106. Определение метрических параметров двухфазной дисперсной системы [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.exponenta.ru/educat/referat/XIkonkurs/student37>

107. Овчинников В.П. Заканчивание скважин: Учебное пособие для вузов / В. П. Овчинников, В.Г.Кузнецов, О.В. Нагарев, Т.А. Ованесянц. – Тюмень, 2008. – 346 с.
108. Патент 58316 А Україна, МПК 7 E21B33 / 13. Спосіб первинного розкриття продуктивних пластів / Васильченко А.О., Гордійчук М. В., Саломатіна О. В. – Опубл.15.07.03., Бюл. № 7.
109. Петров Н. А. Совершенствование техники и технологии вскрытия продуктивных пластов применением катионоактивных ПАВ и гидроперфорации. Диссертация на соискание ученой степени кандидат технических наук / Н. А. Петров – Уфа. – 2003 – с. 224.
110. Подгорнов В.М. Формирование призабойной зоны скважины: учебное пособие для вузов / В. М. Подгорнов. – М.: РГУ им. И. М. Губкина, 2005. – 81 с.
111. Пат. 5649 Україна, МПК5 C09K7/02. Безглинистый вапняний буровий розчин / О.В.Кустурова, А.О.Васильченко, М.В.Гордійчук, В.Л.Кушнар'єв, Я.С.Яремійчук (Україна): Заявл.26.07.04; Опубл.15.03.05, Бюл.№3. – 3 с.
112. Пат. 5148 Україна, МПК5 C09K7/02. Біополімерний буровий розчин / О.В.Кустурова, А.О.Васильченко, М.В.Гордійчук, В.Л.Кушнар'єв (Україна): Заявл.12.07.04; Опубл.15.02.05, Бюл.№.2. – 3 с.
113. Пат. 5324 Україна, МПК5 C09K7/02. Буровий розчин / А.О.Васильченко, М.В.Гордійчук, О.В.Саломатіна, О.В.Кустурова, Я.С.Яремійчук (Україна): Заявл. 08.01.04; Опубл. 15.03.05, Бюл.№.3. – 3 с.
114. Пат.9695 Україна, МПК5 C09K7/02. Біополімерний буровий розчин / О.В.Кустурова, О.А.Жуган, А.О.Васильченко, М.В.Гордійчук, В.Л.Кушнар'єв (Україна): Заявл. 09.03.05; Опубл. 17.10.05, Бюл.№10. – 4 с.
115. Пат. 2289603 Россия, МПК5 C09K7/02. Биополимерный буровой раствор / Е.В.Кустурова, О.А.Жуган, А.А.Васильченко, Н.В.Гордийчук, В.Л.Кушнар'єв (Украина): Заявл. 13.04.05; Опубл. 20.12.06, Бюл.№35. – 6 с.
116. Пат.78086 Україна, МПК C09K8/02. Біополімерний буровий розчин / О.В.Кустурова, О.А.Жуган, А.О.Васильченко, М.В.Гордійчук, В.Л.Кушнар'єв (Україна): Заявл. 01.03.05; Опубл. 15.02.07, Бюл.№2. – 4 с.

117. Пат.42746 Україна, МПК 2009 С09К8/00. Безглинистий крохмально-калієвий буровий розчин/ Оринчак М.І. Бейзик О.С.(Україна): Заявл. 29.10.08; Опубл. 27.07.09, Бюл.№14. – 4 с.
118. Пат.71935 Україна, МПК С09К 8/02. Біополімерний буровий розчин / В.В.Богославець, М.А.Мислюк, Ю.М. Салижин (Україна): Заявл. 29.02.12; Опубл. 25.07.12, Бюл.№14. – 6 с.
119. Пат.80925 Україна, МПК С09К 8/02. Біополімерний буровий розчин для первинного розкриття продуктивних пластів / Я.С. Білецький, М.С. Білецький, М.В. Сенюшкович, В.М. Соколик, В.В. Богославець, Т.Я. Шимко (Україна): Заявл. 18.01.13; Опубл. 10.06.13, Бюл.№11. – 6 с.
120. Петров Н.А. Обработка бурового раствора при бурении скважин с горизонтальным окончанием / Н.А. Петров, А.В Кореняко, Давыдова И.Н., Комлева С.Ф. Нефтегазовое дело, 2007. – 1-10 с.
121. Поздеев Ж.А. Оценка качества первичного и вторичного вскрытия в скважинах Ноябрьского нефтяного района по данным ГИС / Ж.А. Поздеев // Нефтепромысловое дело. – 1999. – №6. – С.25-29.
122. Ребиндер П.А. Физико-химическая механика - новая область знания / П.А. Ребиндер. – М.: Знание. – 1958. – 68 с.
123. Российский биополимерный реагент АСГ-1 для бурения скважин / Ю.Н.Мойса, Ю.Е.Камбулов, Е.Н.Молканова, Г.Н.Морщакова, Т.Л. Стрельникова, Л.Н. Капотина // Нефтеное хозяйство. – 2001. – №7. – С.17-21.
124. Русанов А.И. Межфазная тензометрия / А.И. Русанов, В.А. Прохоров. – Санкт-Петербург, 1994. – 397 с.
125. Рязанов Я.А. Справочник по буровым растворам / Я.А. Рязанов – М.: Недра, 1979. – 215с.
126. Салижин Ю. М. Розробка експертної системи для вибору оптимальних рецептур обробки бурових розчинів : дис. канд. техн. наук : спец. 05.15.10 "Буріння свердловин" / Ю. М. Салижин. – Івано-Франківськ, 2006. – 149 с.
127. Салихов Р.Г. Эффективность вскрытия продуктивных пластов на депрессии / Р.Г. Салихов, В.А. Фусс, А.П. Пермяков и др. // Строительство

нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ВНИИОЭНГ, 2004. – № 12. – С. 47-51.

128. Сидоровский, В. А. Вскрытие пластов и повышение продуктивности скважин / В. А. Сидоровский. – М.: Недра, 1978. – 256 с.

129. Сидоров Н. А. Полимерные буровые растворы. Выпуск 18 / Н. А. Сидоров, Л. П. Вахрушев, И. А. Серенко, Г. В. Шишкова. – М.: ВНИИОЭНГ, 1988. – 69 с.

130. Силин М. А. Исследование и разработка составов вязкоупругих технологических жидкостей на основе ПАВ / М. А. Силин, Л. А. Магадова, В. В. Пономарева // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. – №10. – С. 30-33.

131. Сенюшкович М. В. Первинне розкриття та випробування продуктивних пластів: Конспект лекцій. – Івано-Франківськ: Факел, 2003. – 267 с.

132. Соловьев Е. М. Заканчиванию скважин. Учебник для вузов. - М., Недра, 1979. – 360 с.

133. Степанянц А. К. Вскрытие продуктивных пластов / А. К. Степанянц. – М.: Недра, 1968. – 416 с.

134. Сучасний стан та перспективи розробки нафтових та нафтогазових родовищ Дніпровсько-Донецької западини із важковидобувними та виснаженими запасами [Електронний ресурс]. – Режим доступу: http://archive.nbuv.gov.ua/portal/natural/pnp/2008_6/book_n_6/GEO/G_04.pdf

135. Тимошенко В. М. Використання багатосоплових піногенеруючих пристроїв для виготовлення пінистих розчинів при розкритті пластів з АНПТ / Тимошенко В. М., Савик В. М., Троцький В. П., Лях М. М. // Буріння газових свердловин. – 2010. – Вип. XXXVIII. – С. 60-63.

136. Тейхроб Р. Как изменяется технология бурения с отрицательным дифференциальным давлением / Р. Тейхроб, Д. Бейлларджен // Нефтегазовые технологии. – 2000. – № 6. – С. 43-57.

137. Турицына М.В. Газожидкостные промывочные смеси для первичного вскрытия пластов в условиях аномально низких пластовых давлений / М.В. Турицына, А.В. Ковалев и др. // Нефтяное хозяйство. – 2012. – №9. – С.58-59.
138. Фатхутдинов И. Х. Использование комплексного ПАВ при заканчивании скважин с целью сохранения естественных фильтрационных свойств (ЕФС) продуктивных пластов в терригенных и карбонатных коллекторах / И. Х. Фатхутдинов, И. И. Абдуллин, И. М. Абдуллин и др. // Бурение & нефть. – 2010. – №5. – С. 30-33.
139. Фаткуллин А.А. Влияние вязкоупругих систем на восстановление проницаемости продуктивных пластов при обработке призабойной зоны с переменным давлением // Нефтяное хозяйство. 1995. – №1–2. – С.48-49.
140. Федорова Л.А. Актуальность изучения процессов загрязнения призабойной зоны пласта нагнетательных скважин. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: sno.gubkin.ru/.../62-Fedorova_L.A.-RGU.) – С. 1-10.
141. Фефелов Ю.В. К вопросу методического обоснования выбора бурового раствора для вскрытия продуктивных пластов/ Ю.В. Фефелов, Г.П. Хижняк, А.М. Нацепинская, О.В. Гаршина // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. – №5. – С. 27-31.
142. Фридман Г. Б. Композиции ПАВ с высоким моющим действием для увеличения приемистости скважин и нефтеотдачи пластов / Г. Б. Фридман, О. Б. Собанова, И. Л. Федорова, А. Н. Шакиров // Бурение и нефть. – 2003. – июль-август. – С. 30-32.
143. Цифровая обработка сигналов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://matlab.exponenta.ru/conf2004/proceedings/section_6_.pdf
144. Шерстнев Н. М. Применение композиций ПАВ при эксплуатации скважин / Н. М. Шерстнев, Л. М. Гурвич, И. Г. Булина, др. – М. : Недра, 1988. – 184 с.
145. Щербаева О.М. Биостабильность биополимерных растворов в присутствии бактерицидов / О.М. Щербаева, Ю.Н. Мойса, Е.Ю. Камбулов,

В.А.Шаветов. [Электронный ресурс]. – Режим доступа:
<http://sunnyrus.net/letters/udk-622-244-442.pdf>

146. Ягафаров А. К. К вопросу применения неионогенных ПАВ низких концентраций в нефтепромысловом деле / А. К. Ягафаров, Н. П. Кузнецов, И. А. Кудрявцев // Нефтепромысловое дело. – 2004. – №11. – С.16-17.

147. Яненко В.И. Совершенствование технологии первичного вскрытия продуктивных горизонтов с применением катионных ПАВ и электролитов : Автореф. дис. на соиск. уч. ст. к.т.н. / В. И. Яненко. – М. : ВНИИКРнефть, 1989. – 18 с.

148. Яненко В. И. Применение синтетических ПАВ в качестве добавки к буровым растворам при вскрытии продуктивных пластов : Обзорная информация. Вып. 14(133) / В. И. Яненко, А. П. Крезуб, Л. Н. Дегтярева. – М. : ВНИИОЭНГ, 1987. – 48 с.

149. American Oil Company (AMOCO) Corporation. Drilling Fluids Manual. AMOCO Production. – 1994. – 444p.

150. Myslyuk M. The evaluation rheological parameters of non-Newtonian fluids by rotational viscosimetry / M. Myslyuk, I. Salyzhyn // Applied Rheology. – 2012. – 223. – Pp. 32381 (7 pages).

ДОДАТКИ

Додаток А

Директор
ТОВ «Навігатор комплект»
Р.Я. Кунцяк
2013 р.

**АКТ**

промислової апробації оптимальної рецептури бурового розчину «Біокар» з композицією поверхнево-активних речовин (ПАР) для розкриття продуктивного пласта на свердловині №96 Яблунівського родовища

Комісія в складі: технічного директора ТОВ «Навігатор комплект» Бражини Григорія Йосиповича, заступника генерального директора по бурінню ПрАТ «НДІКБ Бі» Булатова Костянтина Варфоломійовича, завідувача науково-дослідної лабораторії промивальних рідин ПрАТ «НДІКБ Бі» Лубана Юрія Володимировича, аспіранта кафедри буріння нафтових і газових свердловин Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу Богославця Володимира Васильовича склали цей акт про промислову апробацію оптимальної рецептури бурового розчину «Біокар» з композицією ПАР для розкриття продуктивного горизонту Б-6 на свердловині №96 Яблунівського родовища.

Суть промислової апробації полягає в покращанні якості розкриття продуктивних пластів обробкою бурового розчину «Біокар» композицією ПАР з метою зменшення коефіцієнту міжфазного натягу на межі розділу фаз «фільтрат бурового розчину Біокар – нафта».

В процесі промислової апробації вирішувалися наступні задачі:

- Підбір оптимальної композиції ПАР, визначення концентрацій компонентів для обробки реального бурового розчину в процесі поглиблення свердловини, практична перевірка теоретичних положень дисертаційної роботи;
- Визначення впливу застосованої композиції ПАР на коефіцієнт міжфазного натягу в умовах реального процесу буріння;
- Визначення впливу застосованої композиції ПАР на інші технологічні параметри бурового розчину;

- Визначення динаміки зміни коефіцієнту міжфазного натягу у часі¹⁶² в умовах реального процесу буріння, визначення періодичності відновлення концентрації композиції ПАР у складі бурового розчину;

Свердловина №96 Яблунівська запроектована з метою експлуатації покладів нафти з горизонту Б-6 башкирського ярусу нижнього карбону. Пробурений стовбур свердловини №96 Яблунівська обводнений внаслідок негерметичності експлуатаційної колони. Програмою робіт передбачений капітальний ремонт свердловини шляхом вирізання «вікна» в експлуатаційній колоні на глибині 3090 м та бурінні через нього бічного стовбуру, із субгоризонтальним закінченням в продуктивному горизонті Б-6, до проектної глибини по стовбуру 3720 м.

На першому етапі, в лабораторних умовах були визначені типи ПАР та їх концентрації, що впливають на зменшення коефіцієнту міжфазного натягу на межі розділу фаз «фільтрат модельного бурового розчину Біокар – нафта Яблунівського родовища (густиною 830 кг/м³)». Дослідженнями встановлено, що найбільшу ефективність виявляють неіоногенні ПАР – жирінокс і савенол, а також їх композиція. Оптимальна концентрація композиції ПАР, мас. %: жирінокс – 0,3; савенол – 0,5. Прогнозне значення (за програмою «Experimenter») коефіцієнту міжфазного натягу 7,038 мН/м, за результатами перевірного експерименту 7,173 мН/м.

В процесі буріння бічного стовбура свердловини, перед розкриттям продуктивного пласта, на глибині 3495 м була відібрана проба бурового розчину «Біокар». Параметри бурового розчину склали: $\rho = 1250 \text{ кг/м}^3$; $T = 105 \text{ с}$; $\Phi = 4 \text{ см}^3/30\text{хв}$; $\text{СНЗ}_{1/10} = 100/110 \text{ дПа}$; реологічна модель Гершеля-Балклі: $\tau_0 = 3,472 \text{ Па}$, $k = 2,554 \text{ Па}\cdot\text{с}^n$, $n = 0,039$; $\text{pH} = 8,0$; $\text{КТК} = 0,138$. Параметри фільтрату: густина $\rho_{\text{ф}} = 1163 \text{ кг/м}^3$; вміст $\text{KCl} = 5,1\%$; вміст $\text{Ca}^{2+} = 1,58\%$; загальна мінералізація 22%; міжфазний натяг $\sigma = 13,251 \text{ мН/м}$. Після обробки даного розчину визначеною композицією ПАР отримано коефіцієнт міжфазного натягу $\sigma = 7,364 \text{ мН/м}$.

29.09.2013 р., при глибині свердловини 3551 м (по стовбуру) виконано обробку бурового розчину «Біокар» композицією ПАР і отримано коефіцієнт міжфазного натягу $\sigma = 7,877 \text{ мН/м}$. Контроль за параметрами та коефіцієнтом міжфазного натягу здійснювали протягом 7 днів. Вимірювання параметрів

бурового розчину проводили через кожних 2 год., що дорівнює тривалості циклу циркуляції.¹⁶³

В процесі спостережень виявлена висока стабільність коефіцієнта міжфазного натягу. Його помітне зростання, до величини $\sigma = 9,933$ мН/м, було відмічене лише один раз, внаслідок зменшення концентрації ПАР після поповнення об'єму циркулюючого бурового розчину (об'єм поповнення склав близько 10%).

З метою відновлення коефіцієнта міжфазного натягу, в лабораторних умовах було підібрано концентрацію композиції ПАР для повторних обробок, мас %: савенол 0,08; жирінокс 0,06. При цьому значення коефіцієнта міжфазного натягу зменшувалося до $\sigma = 7,251$ мН/м.

Після проведення повторної обробки бурового розчину композицією ПАР, значення коефіцієнта міжфазного натягу на свердловині залишалися незмінними. У подальшому, при поповненні об'єму, до бурового розчину постійно додавали ПАР у визначених концентраціях, мас %: савенол 0,08; жирінокс 0,06. Такий підхід дозволив досягти проектної глибини свердловини з коефіцієнтом міжфазного натягу $\sigma = 8,652$ мН/м.

Під час розкриття продуктивного горизонту Б-6 в інтервалі 3551 – 3720 м буровим розчином «Біокар» з композицією ПАР ускладнень стовбура свердловини не спостерігалось. Суттєвого впливу композиції ПАР на інші технологічні параметри розчину «Біокар» не виявлено. Загальні витрати ПАР на проведення робіт склали: савенол – 1 т; жирінокс 0,8 т.

Таким чином промисловою апробацією оптимальної рецептури бурового розчину «Біокар» з композицією поверхнево-активних речовин (ПАР) для розкриття продуктивного пласта на свердловині №96 Яблунівського родовища встановлено:

1. Використання композиції ПАР савенол – жирінокс призводить до зменшення коефіцієнта міжфазного натягу на межі розділу фаз «фільтрат бурового розчину – нафта» і не погіршує інших технологічних властивостей бурового розчину «Біокар».

2. Оптимальна концентрація композиції ПАР для первинної обробки бурового розчину, мас. %: жирінокс – 0,3; савенол – 0,5. Введення такої кількості ПАР забезпечує зменшення коефіцієнта міжфазного натягу в 1,7 рази (від $\sigma = 13,251$ мН/м до $\sigma = 7,877$ мН/м)
3. Одержані, внаслідок дії композиції ПАР, значення коефіцієнта міжфазного натягу практично не змінюються в часі. Надходження шламу вибуреної породи, пластова температура та мінералізація розчину на ефективність дії композиції ПАР майже не впливають.
4. Суттєве збільшення коефіцієнта міжфазного натягу спостерігається при різкому зменшенні концентрації ПАР в буровому розчині, зокрема, при поповненнях його об'єму. Для підтримування значень коефіцієнта міжфазного натягу, при поповненнях об'єму бурового розчину необхідно проводити додаткові обробки композицією ПАР в кількості, мас %: савенол 0,08; жирінокс 0,06.
5. Під час буріння свердловини потрібно постійно контролювати коефіцієнт міжфазного натягу для своєчасного підтримування необхідної концентрації ПАР у буровому розчині.

Комісія вважає доцільним при подальшому бурінні свердловин на Яблунівському родовищі, використовувати в інтервалах залягання продуктивних горизонтів розроблену оптимальну рецептуру бурового розчину «Біокар» з композицією поверхнево-активних речовин у визначених концентраціях.

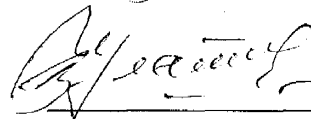
Від ТОВ «Навігатор комплект»

Технічний директор

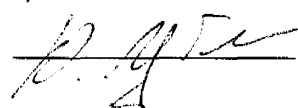
 Г. Й. Бражина

Від ПрАТ «НДКБ Бі»

Заступник генерального директора по бурінню

 К.В. Булатов

Завідувач НДЛ промивальних рідин, к.т.н.

 Ю.В. Лубан

Від ІФНТУНГ

Аспірант кафедри

буріння нафтових і газових свердловин

 В.В. Богославец