

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело», Профиль «Управление разработкой и эксплуатацией нефтяных и газовых месторождений»

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
«Лабораторное моделирование повышения коэффициента нефтеотдачи с помощью композиции щелочь-ПАВ-полимер для нефтяного месторождения Z (ХМАО)»

УДК 622.276.64-047.58(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Г	Шишкина Елена Олеговна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Хомяков И.С.	к.х.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф И.В.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Н.С.	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ОПП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков П.Н.	д.т.н.		

Томск – 2018 г.

Запланированные результаты обучения по основной образовательной программе

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства
P4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов
P5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в международной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
P6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование
P7	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации техно-логических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
P8	Проявлять профессиональную осведомленность о передовом отечественном и зарубежном опыте в моделировании динамически вязких сред и низкопроницаемых коллекторов
P9	Предлагать процедуры оценки эффективности промысловых работ и оптимизации работы оборудования при добыче нефти, газа и газового конденсата, обеспечение энергоэффективности технологических процессов
P10	Обеспечивать внедрение новых методов, материалов и нефтегазового оборудования в осложненных условиях эксплуатации нефтяных и газовых скважин, прогнозировать режимы безопасной работы нефтегазового оборудования по динамическим, локальным и осредненным параметрам
P11	Контролировать выполнение требований регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата и повышение интенсификации притока скважинной продукции
P12	Совершенствовать, разрабатывать мероприятия и/или подготавливать бизнес-предложения по технологическому процессу и технологическим мероприятиям при добыче нефти, газа и газового конденсата на основе производственного менеджмента и планирования работ в сфере нефтегазодобычи
P13	Корректировать программы работ по добыче нефти, газа и газового конденсата, выбирать и принимать решения в нестандартных ситуациях, опираясь на государственные стандарты в области нефтегазодобычи

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело», Профиль «Управление разработкой и эксплуатацией нефтяных и газовых месторождений»

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ОПП

(Подпись) _____ (Дата) Зятиков П.Н.
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

**на выполнение выпускной квалификационной работы
в форме магистерской диссертации**

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
2БМ6Г	Шишкина Елена Олеговна

Тема работы:

«Лабораторное моделирование повышения коэффициента нефтеотдачи с помощью композиции щелочь-ПАВ-полимер для нефтяного месторождения Z (ХМАО)»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе (наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).	Проблема: неудовлетворительная эффективность извлечения нефти из пластов традиционными методами Объект исследования: щелочь-ПАВ-полимерная композиция Предмет исследования: технология щелочь-ПАВ-полимерного заводнения Методы и средства исследования: экспериментальные исследования ПАВ композиции в лабораторных условиях, включающие в себя тесты на фазовое поведение, фильтрационные эксперименты, анализ выходящей жидкости, а именно определение концентрации ПАВ и соды, а также определение pH, определение доли нефти в потоке
---	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, проектирования, процедуры исследования, содержания проектирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</p>	<p><u>Цель диссертации:</u> проведение лабораторных исследований по увеличению коэффициента нефтеизвлечения на образцах горной породы месторождения «Z».</p> <p><u>Задачи диссертации:</u></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Проведение анализа применения технологии ASP по литературным источникам. 2. Проведение тестов на фазовое поведение композиции щелочь-ПАВ-полимер, на совместимость композиции с пластовой водой и нефтью. 3. Проведение фильтрационных исследований по щелочь-ПАВ-полимерному заводнению на образцах керна. 4. Проведение анализа и сопоставления экспериментальных исследований с композициями предыдущих работ и производителей. 5. Сформулировать выводы и рекомендации по применению данной композиции на основании анализа.
<p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<p>Необходимость в графических материалах отсутствует</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)</p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Шарф Ирина Валерьевна, к.э.н., доцент отделения нефтегазового дела</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Абраменко Никита Сергеевич, ассистент отделения контроля и диагностики</p>
<p>Раздел, выполненный на иностранном языке</p>	<p>Уткина Анна Николаевна, к.филос.н, доцент отделения иностранных языков ШБИП</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:</p>	
<p>1. Литературный обзор</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение магистерской диссертации по линейному графику</p>	
---	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Хомяков И.С.	к.х.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Г	Шишкина Елена Олеговна		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Г	Шишкина Елена Олеговна

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело/ Управление разработкой и эксплуатацией нефтяных и газовых месторождений

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материально-технических, энергетических, финансовых и человеческих ресурсов для проведения исследований по определению эффективности воздействия щелочь-ПАВ-полимерной композиции на нефтеотдачу пласта
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	1. Налоговый кодекс РФ 2. ФЗ-212 от 24.07.2009 в редакции от 29.12.2016г.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НИИ	Оценка перспективности применения щелочь-ПАВ-полимерной композиции с целью увеличения нефтеотдачи пласта
2. Разработка устава научно-технического проекта	Составление проекта исследования
3. Планирование процесса управления НИИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Расчет затрат на оборудование, материалы, амортизационные отчисления, заработную плату, страховые взносы, контрагентные услуги и накладные расходы на проведение исследования
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Экономическое обоснование применения щелочь-ПАВ-полимерной композиции на месторождении с целью увеличения нефтеотдачи пласта

Перечень графического материала

1.Таблицы: - Затраты на материалы, оборудование, заработной платы для научно-технического персонала, страховых взносов, амортизационные отчисления, контрагентные услуги и общий бюджет на проведение лабораторного эксперимента с целью рассмотрения эффективности повышения нефтеотдачи композицией щелочь-ПАВ-полимер - Оценочные показатели экономического эффекта применения щелочь-ПАВ-полимерной композиции с целью увеличения нефтеотдачи пласта
--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф Ирина Валерьевна	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Г	Шишкина Елена Олеговна		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Г	Шишкина Елена Олеговна

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело/ Управление разработкой и эксплуатацией нефтяных и газовых месторождений

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера) 	<p>Рабочим местом является лаборатория физики пласта в ОАО «ТомскНИПИнефть».</p> <p>Человек в процессе трудовой деятельности может подвергаться действию вредных и опасных факторов, в том числе:</p> <ul style="list-style-type: none"> – повышенный уровень шума на рабочем месте; – умственное перенапряжение; – монотонность труда; – электрический ток; – пожарная безопасность. <p>В чрезвычайной ситуации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – возникновение пожара
<p>2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</p>	<p>Нормативно-правовые акты Российской Федерации, нормативно-технические документы, «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», ГОСТы по технике безопасности.</p>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) 	<p>В процессе выполнения работы на человека оказывается следующее влияние вредных факторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> – повышенный уровень шума; – токсическое воздействие на организм человека. – проникновение химических реагентов через органы дыхания в организм. – повышенная температура поверхностей оборудования.
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения) 	<p>В процессе выполнения работы человек может находиться под влиянием опасных факторов, например:</p> <ul style="list-style-type: none"> – электрический ток; – пожарная безопасность; <p>Причиной для возгорания могут послужить вышедшее оборудование из строя. Пожарная безопасность обеспечивается системой предотвращения пожара и системой пожарной защиты.</p>

<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> - защита селитебной зоны - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); - разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>Деятельность данной работы связана с проведением лабораторных исследований, но также композиции эффективность которых проверяется в лаборатории, также применяются на месторождении. Вопросы по охране окружающей среды рассмотрены в пункте 5.2.</p>
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> - перечень возможных ЧС на объекте; - выбор наиболее типичной ЧС; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	<p>Возможными чрезвычайными ситуациями при применении технологии щелочь-ПАВ-полимерное заводнения при увеличении интенсификации притока могут быть, например попадание в атмосферу, литосферу и гидросферу в связи с износом оборудованием или неправильным его использованием.</p>
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>Меры безопасности при эксплуатации производственных объектов</p>
Перечень графического материала:	
<p>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</p>	-

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Н.С.	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Г	Шишкина Елена Олеговна		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 116 страниц, 33 рисунок, 25 таблицы, 24 источников, 1 приложение.

Ключевые слова:

МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ, ХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ, ЩЕЛОЧНО-ПАВ-ПОЛИМЕРНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ, ЭКСПЕРИМЕНТЫ, АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ, ОБОРУДОВАНИЕ, ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНОЕ ВЕЩЕСТВО.

Объектом исследования является

щелочно-ПАВ-полимерная композиция для технологии увеличения нефтеотдачи.

Цель данной работы:

проведение лабораторных исследований по увеличению коэффициента нефтеизвлечения на образцах горной породы месторождения «Z».

В процессе исследования проводились:

тесты на фазовое поведение композиции щелочь-ПАВ-полимер и на совместимость композиции с пластовой водой и нефтью, фильтрационные исследования по щелочь-ПАВ-полимерному заводнению на образцах керна, анализ экспериментальных результатов с составами различных производителей.

В результате исследования

составы, при тестировании фазового поведения смесей, демонстрируют высокую активность ПАВ с образованием большого объема микроэмульсии при оптимальной концентрации соли, устойчивой к температурного воздействию, стабильность составов, а также при применении составов эксперименты показали высокий прирост вытеснения.

Теоретическая и практическая значимость работы:

успешные лабораторные испытания щелочно-полимерных композиций показывают перспективу дальнейшего развития метода ASP,

Область применения:

данные полученные при проведении эксперимента могут быть использованы для гидродинамического моделирования ASP заводнения, а также для оценки перспективности использования композиций различных производителей на нефтяных месторождениях.

Список сокращений

МУН – методы увеличения нефтеотдачи

ПАВ – поверхностно-активное вещество

ASP – alkaline surfactant polymer flooding

АСП – щелочь-ПАВ-полимерное заводнение

ШФЛУ – широкая фракция легких углеводородов

AS – alkaline surfactant

ПИД – пропорциональный интегрально-дифференциальный

ЗРК – запорно-регулирующий клапан

Оглавление

Введение.....	14
1 Литературный обзор. Современные технологии методов увеличения нефтеотдачи	16
1.1 Классификация современных методов повышения нефтеотдачи	16
1.2 Классификация третичных методов увеличения нефтеотдачи.....	17
1.3 Классификация физико-химических методов воздействия на пласт.....	20
1.4 Технология щелочь-ПАВ-полимерного заводнения.....	21
1.4.1 Заводнение поверхностно-активными веществами	23
1.4.2 Заводнение композициями полимеров	29
1.4.3 Заводнение щелочами.....	31
1.4 Выводы по главе 1	32
2 Экспериментальная часть.....	33
2.1 Геолого-физические условия месторождения «Z».....	33
2.2 Методика проведения лабораторного эксперимента по определению эффективности воздействия щелочно-ПАВ-полимерной композиции на нефтеотдачу	34
2.3 Оборудование и реагенты для проведения лабораторного эксперимента	35
2.4 Проведение тестов на фазовое поведение и стабильность составов.....	36
2.5 Проведение фильтрационных экспериментов на образцах керна.....	40
2.6 Определение концентрации ПАВ, соды в выходящей жидкости.....	44
3 Анализ результатов экспериментов с использованием пав различных производителей для месторождения "z"	48
3.1 Проведение экспериментальных исследований производителя Shell	

Chemical.....	48
3.1.1 Проведение тестов на фазовое поведение составов	48
3.1.2 Проведение экспериментальных исследований производителя РГУ нефти и газа им. Губкина	60
3.2 Сравнительный анализ экспериментальных данных составов Shell и РГУ им. Губкина.....	67
3.3 Выводы по главе 3.....	68
4 Экономическое обоснование проведения лабораторного эксперимента по определению эффективности воздействия щелочно-ПАВ-полимерной композиции на нефтеотдачу.....	70
4.1 Расчет затрат на проведение исследования.....	71
4.1.1 Расчет материальных затрат НТИ	71
4.1.2 Расчет затрат на специальное оборудование для проведения экспериментального исследования	72
4.1.3 Время, необходимое для исследования	73
4.1.4 Расчет затрат на амортизационные отчисления.....	73
4.1.5 Затраты на оплату труда работников	74
4.1.6 Расчет отчислений во внебюджетные фонды	77
4.1.7 Расчет затрат на контрагентные услуги.....	78
4.1.8 Расчет накладных расходов	78
4.1.9 Формирование бюджета на проведение лабораторного эксперимента ..	79
4.2 Обоснование экономической эффективности применения технологии щелочь-ПАВ-полимерного заводнения	80
4.2.1 Исходные данные для обоснования экономической целесообразности применения щелочь-ПАВ-полимерного заводнения	80

4.2.2 Анализ экономического эффекта	82
5 Социальная ответственность	84
5.1 Производственная безопасность.....	85
5.1.1 Анализ и обоснование мероприятий по защите исследователя от вредных и опасных факторов, способных возникнуть в лаборатории при проведении исследований	86
5.2 Экологическая безопасность.....	89
5.2.1 Анализ влияния процесса исследования на окружающую среду	89
5.2.2 Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду	90
5.2.3 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды	91
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	92
5.3.1 Анализ вероятностных ЧС, которые могут возникнуть в лаборатории при проведении исследований	92
5.3.2 Обоснование мероприятий по предотвращению чрезвычайных ситуаций при проведении лабораторных исследований.....	92
5.4 Правовые вопросы обеспечения безопасности	94
Заключение	96
Список используемых источников.....	97
Приложение I.....	100

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время нефть является одним из основных мировых ресурсов, а в нашей стране занимает в топливно-энергетическом балансе основное место. Для повышения экономической составляющей разработки месторождений и снижения капитальных вложений весь срок разработки подразделяют на три этапа: первый этап используется в рамках максимально естественной энергии пласта для добычи нефти, второй этап реализуется за счет поддержания пластового давления путем закачки воды или газа, и наконец-то третий этап это этап повышения эффективности разработки месторождений, когда применяются методы увеличения нефтеотдачи (МУН).

В современном этапе нефтяной промышленности без применения методов интенсификации добычи из пласта добывается около 25% нефти, а при применении вторичных методов добычи нефти коэффициент извлечения нефти едва достигает 40%. Также большинство месторождений вступает в позднюю стадию разработки, которая характеризуется интенсивным снижением добычи нефти и значительным ростом обводненности, а также неблагоприятными качественными характеристиками запасов нефти в залежах, вновь вводимых в разработку. - в пластах, залегающих на больших глубинах, - свыше 4500 м [1].

Следовательно, актуальным является решение задачи применения новых технологий нефтедобычи, позволяющих значительно увеличить нефтеотдачу уже разрабатываемых пластов, на которых традиционными методами извлечь значительные остаточные запасы нефти уже невозможно, для данных целей активно используют третичные методы повышения нефтеотдачи, а именно химические методы.

Одним из химических методов интенсификации добычи нефти увеличения коэффициента извлечения нефти является ASP технология (alkaline surfactant polymer flood – щелочь-ПАВ-полимерное заводение). В основе данного метода лежит идея закачки в пласт смеси, состоящей из анионного

поверхностно-активного вещества, соды и полимера. Роль ПАВ в таких растворах заключается в том, что ПАВ используется для уменьшения поверхностного натяжения на границе «нефть» - «вода», облегчения проходимости и подвижности нефти и увеличения ее вытеснения водой.

Данная магистерская диссертация посвящена лабораторному исследованию повышения коэффициента увеличения нефтеотдачи при использовании композиции щелочь-ПАВ-полимер.

В первой главе приводится анализ современных технологий методов увеличения нефтеотдачи, а именно классификация методов МУН, выделение перспективных методов, а также рассмотрение технологии щелочь-ПАВ-полимерного заводнения, и необходимых веществ для реализации данной технологии.

Во второй главе проводится описание проведение лабораторного эксперимента, описание методики проведения лабораторного эксперимента по определению эффективности воздействия щелочно-ПАВ-полимерной композиции на нефтеотдачу, применяемого оборудования и реагентов. Также представлены результаты проведения эксперимента и построены графики.

В третьей главе приведен анализ результатов лабораторных исследований с применением ПАВ различных производителей. Кроме того, осуществляется проведение сравнительного анализа результатов проведения эксперимента с составами данных производителей.

В четвертой главе рассчитана смета затрат на проведение лабораторного эксперимента и оценка эффекта применения данной технологии в рамках месторождения.

В пятой главе рассмотрены вопросы безопасности труда, охраны здоровья, действия в чрезвычайных ситуациях.

1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

1.1 Классификация современных методов повышения нефтеотдачи

Еще в конце прошлого столетия многие исследователи занимались разработками, связанными с методами увеличения нефтеотдачи (МУН). В то же время были разработаны МУН первого поколения, предназначенные для разработки месторождений на начальных стадиях. В связи с заводнением пластов, постепенно начали появляться МУН второго поколения, нацеленные на месторождения в условиях высокой обводненности. Современный опыт применения МУН показывает, что большинство месторождений находятся в таких геолого-физических условиях, что для них необходимо применять третичные МУН. На рисунке 1 показана схема МУН, которые обычно применяются в промышленности по добыче нефти.

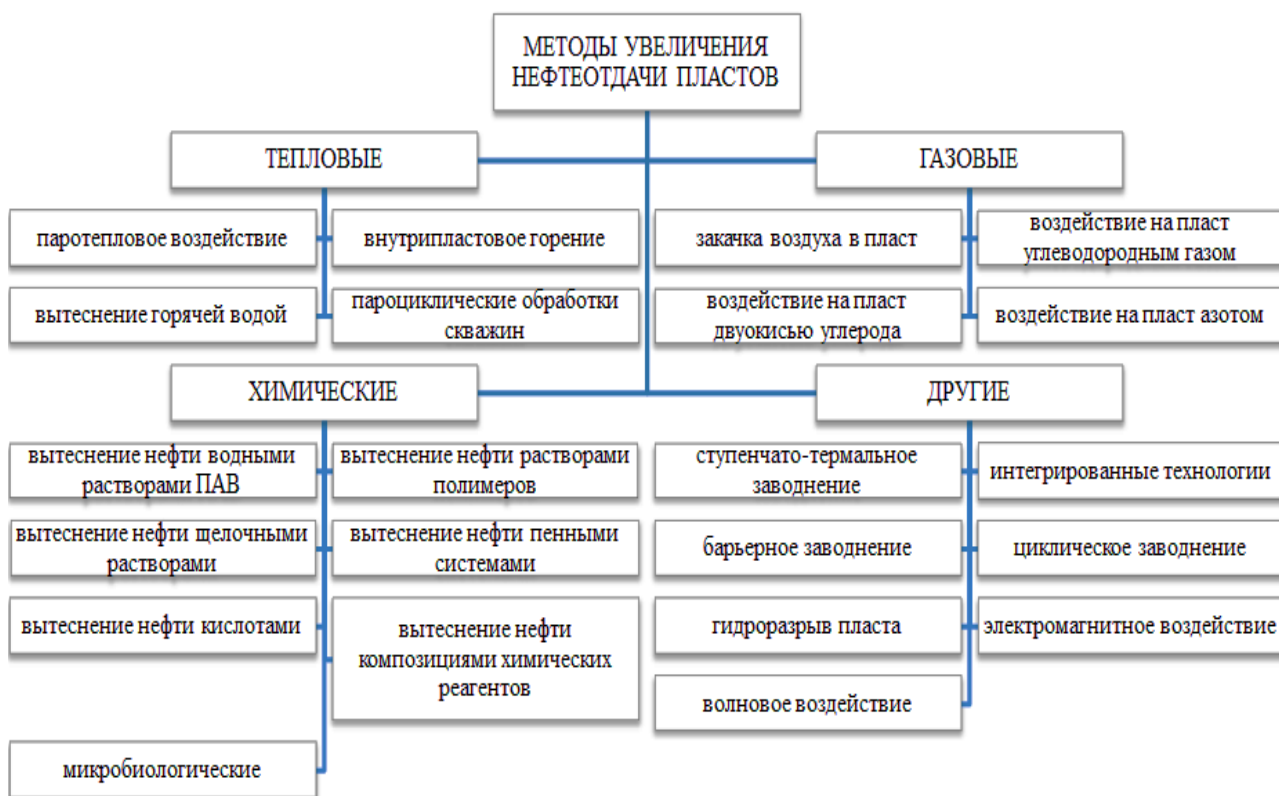


Рисунок 1 – Методы извлечения углеводородов

Рассмотрим подробнее опыт применения МУН.

Первый этап добычи нефти обычно характерен при использовании пластового давления или естественной энергии месторождения, и разрабатываются на естественных режимах, но, как правило, этим термином в настоящее время не пользуются, данный вид энергии включает энергию растворенного газа, упругую энергию, энергию законтурных вод, а также энергии газовой шапки и потенциальную энергию гравитационных сил.

Второй этап включает реализацию различных методов поддержания пластового давления с применением различных методов заводнения: законтурного, приконтурного и внутриконтурного. Вторичные методы обычно на практике подразделяют на две категории, а именно традиционные и современные. Традиционные методы применяют на начальных этапах внедрения заводнения, а под современными методами в свою очередь понимают более прогрессивные методы, так называемые гидродинамические [1].

Для третьего этапа характерно высокие степени обводненности и истощенности и методы на данном этапе называют третичными. Третичными МУН являются методы для улучшения вытесняющих свойств закачиваемой воды, а также применение других методов объемного воздействия на залежи с целью улучшения геолого-физических свойств пластов и для полноты нефтевытеснения.

1.2 Классификация третичных методов увеличения нефтеотдачи

Современные третичные методы увеличения нефтеотдачи подразделяются на три типа:

1. Физико-химические методы. Данный метод является одним из самых перспективных направлений среди всех процессов разработки нефтяных месторождений. Научные организации данной отрасли разработали, испытали и

сдали уже более шестидесяти различных технологий, в которых используется физико-химическое воздействие.

На первом месте среди физико-химических способов воздействия находится полимерное заводнение.

Главным назначением полимеров в процессе увеличения нефтеотдачи пластов является повышение охвата при заводнении и выравнивание неоднородности пластов.

Существуют такие технологии, в которых используются полимеры:

- комплексное воздействие полимерными гелеобразующими системами совместно с интенсифицирующими реагентами (щёлочи, кислоты, ПАВы) используется на позднем этапе разработки;

- полимерное заводнение или закачка оторочки на находящихся на начальном этапе разработки неоднородных по проницаемости объектах с высоковязкой нефтью;

- циклическое полимерное заводнение с применением раствора сшитого полиакриламида с содержанием неионогенного ПАВ;

- полимерное воздействие во время закачки в пласт углекислоты;

- щёлочно-полимерное заводнение.

2. Газовые методы. При данном методе закачка углекислого газа является наиболее распространённым способом. Углекислый газ в пластовых условиях положительно влияет на физико-химические свойства нефти, воды и пористой среды, способствует улучшению фильтрационных свойств пластовой системы.

При закачке оторочки углекислого газа происходит взаимное растворение углекислоты в нефти. В результате происходят уменьшение вязкости нефти, снижение межфазного натяжения на границе с водой.

Применение углекислого газа при повышении нефтеотдачи имеет ряд недостатков:

1. Снижение охвата пластов по сравнению с заводнением;

2. Чистый CO_2 без влаги не опасен в отношении коррозии, но при чередовании с водой становится коррозионно-активным;

3. При перекачке жидкого CO_2 проблемой является транспорт;

4. Большое поглощение пластом – потери достигают до 75 % от общего объема закачки [2].

3. Термические методы. Впервые конкретные и обоснованные предложения об испытании и применении термического способа воздействия на нефтяной пласт были предложены в СССР в 30-х гг. прошлого столетия.

Эффективность термических методов воздействия на нефтяной пласт зависит от геолого-физических условий: глубины залегания; типа коллектора и его физических свойств; характера нефте-, водо- и газонасыщенности; физико-химических свойств нефти.

Существуют следующие виды термических методов воздействия на нефтяной пласт:

- Закачка пара

В качестве рабочего агента, используемого для увеличения нефтеотдачи, используется насыщенный водяной пар высоких давлений (8...15 МПа).

- Закачка горячей воды

В качестве рабочего агента используется горячая вода. При нагнетании в пласт горячей воды снижается вязкость нефти, изменяются молекулярно-поверхностные силы, происходит расширение нефти и горных пород, а также улучшение смачивающих свойств воды [3].

- Внутрипластовое горение

Внутрипластовое горение применяется с 50-х гг. прошлого столетия, в основном на месторождениях с вязкой и высоковязкой нефтью.

Внутрипластовое горение может осуществляться в виде сухого, влажного и сверхвлажного внутрипластового горения.

При сухом и влажном процессах на фронте горения температура в среднем достигает 350...500 °С, а процесс сверхвлажного горения протекает

при температурах 200...300 °С.

При внутривластовом горении тепло для воздействия на нефтяной пласт образуется за счет сжигания части пластовой нефти (до 15 %).

Обычно сгорают наиболее тяжелые, менее ценные компоненты нефти в виде коксообразного остатка, образующегося в результате испарения, крекинга и пиролиза пластовой нефти, происходящих в поровых каналах продуктивного пласта в процессе горения.

- Термогазовый метод

Данный метод основан на закачке воздуха в пласт, где в результате низкотемпературных окислительных реакций непосредственно в пласте генерируется высокоэффективный вытесняющий газовый агент, содержащий азот, углекислый газ и ШФЛУ.

1.3 Классификация физико-химических методов воздействия на пласт

Физико-химические методы применяют в целях увеличения коэффициентов вытеснения и охвата пласта заводнением, вследствие этого они связаны с закачкой различных реагентов в добывающие и нагнетательные скважины. Данные методы из всех применяемых на месторождениях в России нашли наибольшее применение.

Физико-химические методы увеличения можно разделить на три этапа:

- методы, направленные на увеличение коэффициента охвата пласта воздействием (полимерное заводнение, закачка гелеобразующих составов);
- методы, направленные на увеличение вытеснения (закачка поверхностно-активных веществ, щелочное заводнение);
- Комбинированные методы, направленные на одновременное увеличение коэффициентов вытеснения и охвата пласта воздействием, данные технологии могут быть использованы в различных сочетаниях, таких как

щелочно-полимерный (AP), поверхностно-активное вещество-полимер (SP) и щелочь-ПАВ-полимер композиция (ASP).

Снижение поверхностного натяжения, вызываемое поверхностно-активным веществом, изучается уже в течение последних 50 лет в качестве перспективного метода, который позволяет увеличить нефтеотдачу пластов. В последние годы все больше внимания привлекают технологий ASP и химии поверхностно-активных веществ, и считаются наиболее перспективными комбинированными МУН.

1.4 Технология щелочь-ПАВ-полимерного заводнения

Использование щелочей, полимеров и поверхностно-активных веществ является более новой формой химического метода увеличения нефтеотдачи. Данный вид заводнения с использованием одновременно щелочей, ПАВ и полимеров известен под названием, как АСП-заводнение или Alkaline Surfactant Polymer flooding (ASP).

Стоит отметить, что в качестве щелочных агентов могут пониматься такие соединения, как, например, карбонат натрия, гидрокарбонат натрия или любые другие соединения, водные растворы которых имеют $\text{pH} > 7$.

Для АСП-заводнения (ASP) применяется раствор, содержащий в себе полимер, щелочь и поверхностно-активное вещество, для месторождений с низкой нефтеотдачей с целью достижения оптимального коэффициента извлечения нефти.

Заводнение щелочь-ПАВ-полимер (ASP) улучшает микроскопические свойства в пласте и эффективность вытеснения за счет уменьшения поверхностного натяжения между водой и нефтью путем добавления поверхностно-активного вещества к воде, в то время как подвижность нефти и воды с помощью добавления полимера [7].

Щелочь также добавляется в воду для уменьшения адсорбции

поверхностно-активных веществ на пористых породах и контролировать минерализацию для обеспечения минимального изменения смачиваемости [7-9].

При ASP заводнении обработка пласта представляет собой последовательную закачку так называемых оторочек [4]. В пласт закачивается раствор щелочного агента (карбоната натрия). Это необходимо для предотвращения адсорбции ПАВ на породе. Затем в пласт закачивается раствор ПАВ, который способствует снижению поверхностного натяжения на границе «вода-нефть». Лишь затем закачивается раствор полимера, который вытесняет нефть из пласта.

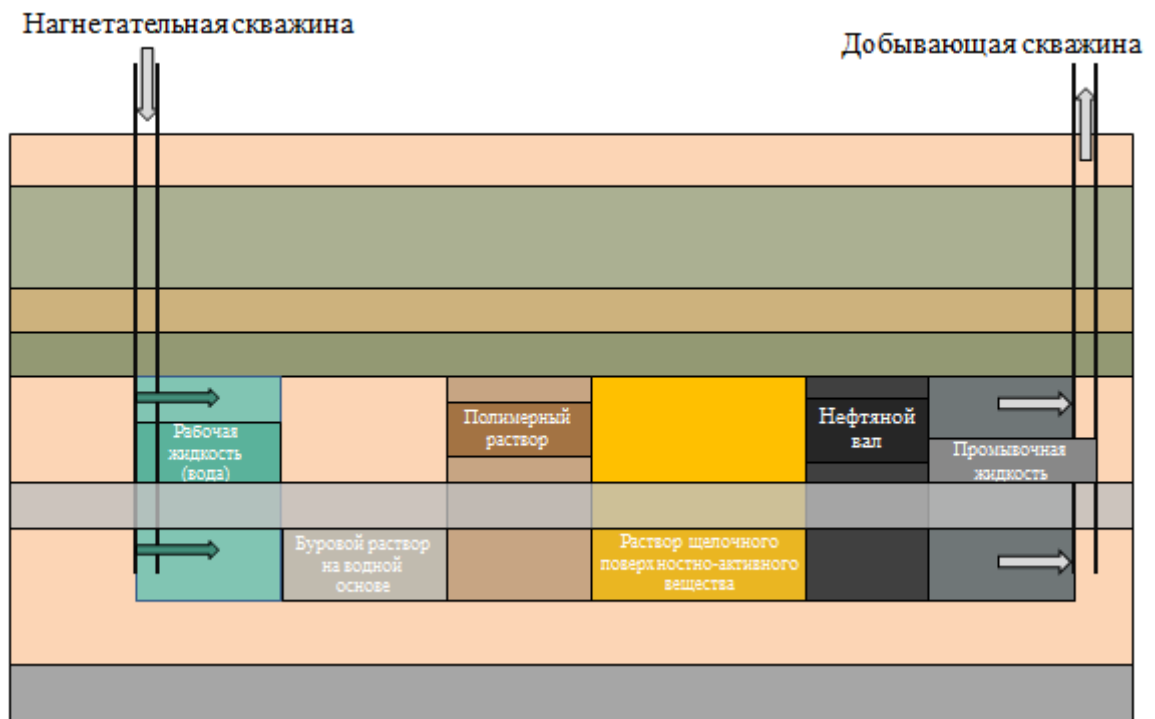


Рисунок 2 – Процесс ASP заводнения

Применение ПАВ в растворах для АСП-заводнения способствует уменьшению поверхностного натяжения на границе вода/нефть. Молекулы ПАВ адсорбируются на границе раздела двух фаз, за счёт чего происходит уменьшение свободной энергии на данной границе и поверхностное натяжение на границе двух фаз уменьшается. В результате нефть становится более

подвижной, и коэффициент извлечения нефти увеличивается.

Метод АСП-заводнения позволяет увеличить коэффициент извлечения нефти до 60-70% [5].

Исследования последних лет показывают, что композиции ПАВ, состоящие из двух и более поверхностно-активных веществ, более эффективны, чем любой одиночный ПАВ. Два и более отличных друг от друга, но совместимых ПАВ при смешивании образуют другой ПАВ, который проявляет не «усредненную характеристику», а может обладать довольно непредсказуемыми свойствами за счет того, что образуются мицеллы смешанного строения, в которых молекулы одного ПАВ могут дополнять молекулы другого ПАВ. Иными словами, ПАВ в составе смеси могут проявлять синергизм и анти-синергизм в отношении друг друга [6].

Таким образом, можно оптимизировать состав ПАВ за счет использования смесей ПАВ с разными структурами и размерами.

Применение щёлочи в растворах для АСП-заводнения обосновано также тем, что щелочные агенты (карбонат натрия), взаимодействуя с молекулами жирных кислот в нефти, образуют дополнительное количество ПАВ в пласте. Образующиеся в результате этого ПАВ имеют оптимальную длину хвоста для образования микроэмульсии с данной нефтью.

При добавлении полимера в раствор ПАВ вязкость раствора увеличивается. Более вязкий раствор ПАВ способствует увеличению зоны охвата продуктивной зоны пласта при обработке таким раствором. Вследствие этого эффективность обработки увеличивается.

Кроме того, вязкий раствор способствует более лёгкому вытеснению и продвижению нефти в пласте.

1.4.1 Заводнение поверхностно-активными веществами

Молекула поверхностно-активного вещества (поверхностный активный

агент) имеет две функциональные группы, а именно гидрофильную (водорастворимую) и гидрофобную (маслорастворимую), или иными словами полярная и неполярная группа (рисунок 3 и 4).

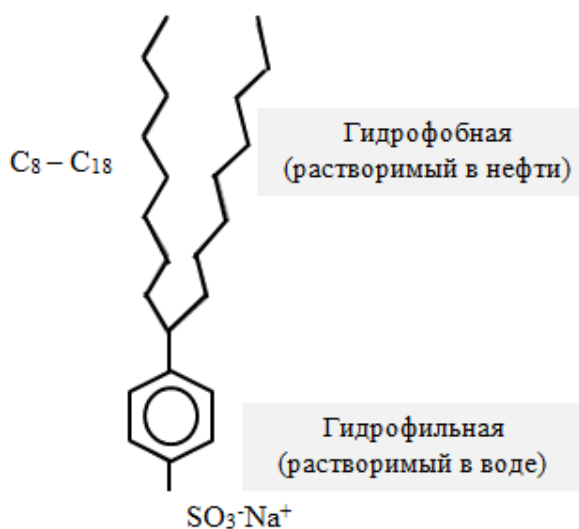


Рисунок 3 – Молекула поверхностно-активного вещества

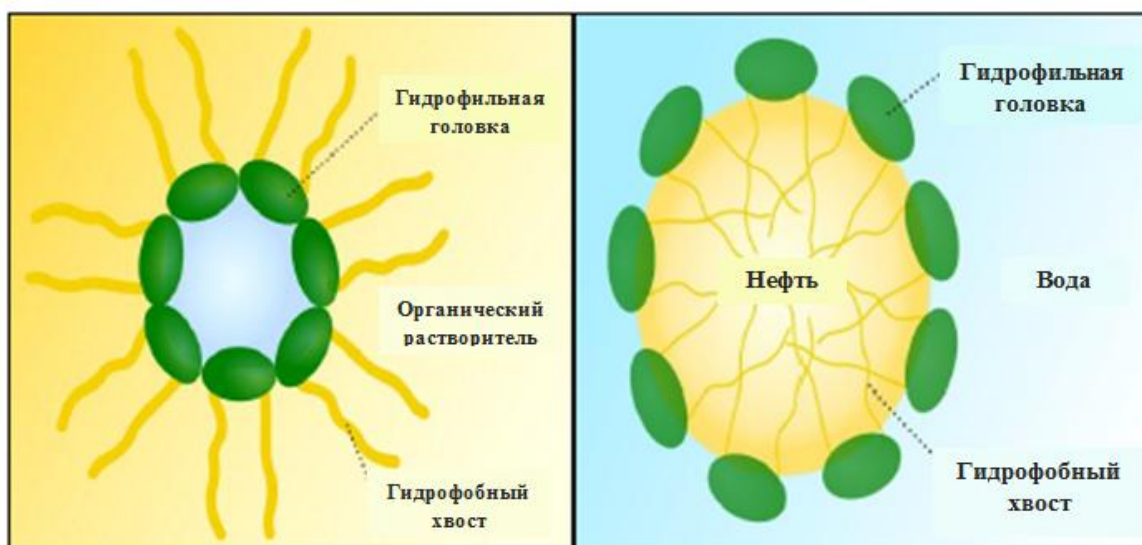


Рисунок 4 – Поверхностно активный агент с указанием гидрофобной и гидрофильной групп

Гидрофобная группа обычно представляет собой длинную углеводородную цепь (C₈-C₁₈), которая может быть, как разветвленной, так и неразветвленной, тогда как гидрофильные группы обычно представлены

соединениями типа: карбоксилаты, сульфаты, сульфонаты (анионные), спирты, полиоксиэтилированные цепи (неионные) и четвертичные соли аммония (катионные).

В стандартной терминологии при описании молекулы поверхностно-активного вещества гидрофильную группу называют «голова», а гидрофобную группу называют «хвостом». Пример молекулы изображен на рисунке 5.

Поверхностно-активные вещества головы и хвоста атакуют границу раздела между двумя несмешивающимися поверхностями, уменьшая межфазные силы между двумя поверхностями.

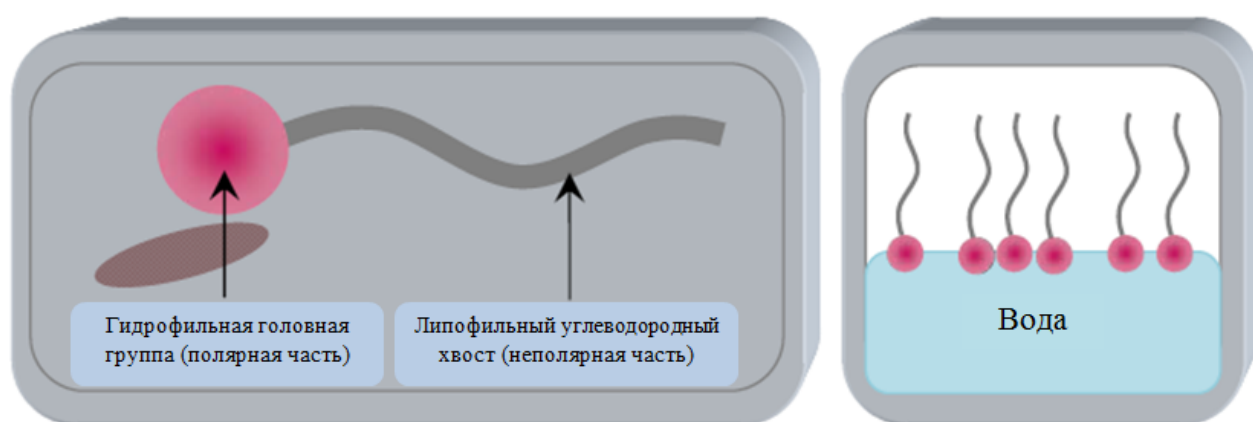


Рисунок 5 – Взаимодействие поверхностно-активных веществ между двумя несмешивающимися поверхностями

Целью заводнения поверхностно-активными веществами является восстановление капиллярно-захваченной остаточной нефти после заводнения. При введении раствора поверхностно-активного вещества, остаточная нефть может быть высвобождена за счет сильного снижения межфазного напряжения между нефтью и водой.

Сырая нефть содержит органические кислоты и соли, спирты и другие природные поверхностно-активные вещества агенты, когда сырая нефть приводится в контакт водой, природные поверхностно-активные вещества накапливаются на границе раздела и образуют адсорбированную пленку,

которая снижает межфазное натяжение на границе сырой нефти / воды.

В зависимости от свойств сырой нефти (например, API (Американский нефтяной институт) гравитация, сера, соль и содержание металлов, вязкость, температура застывания и т. д.), структура пленки может значительно различаться [10]. Поэтому молекулярная упаковка, поверхностная вязкость, поверхностная эластичность и поверхностный заряд адсорбированной пленки являются очень важными параметрами, которые определяют различные явления, таких как слияние капель эмульсии, а также увеличение движения нефти в пористых средах.

1.4.1.1 ПАВ, применяемые для технологии увеличения нефтеотдачи

Поверхностно-активные вещества часто классифицируются по ионной природе головной группы, как анионные, катионные, неионные или цвиттерионные (рисунок 6).

Каждый тип обладает определенными характеристиками в зависимости от того, как молекулы поверхностно-активных веществ ионизируются в водных растворах.

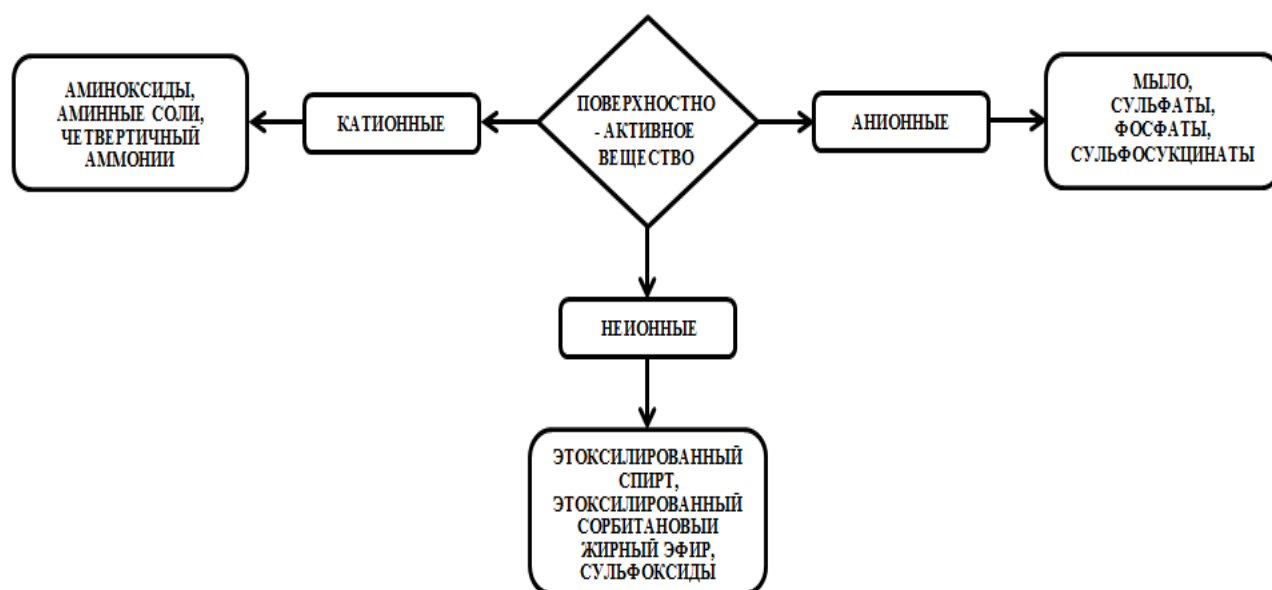


Рисунок 6 –Классификация поверхностно-активных веществ

В таблице 1 представлен список распространенных молекул поверхностно-активного вещества с различными типами заряда: анионный, катионный и неионный [11].

Обычно используемыми поверхностно-активными веществами для EOR являются сульфированные углеводороды, такие как спиртопроксилат сульфат или пропоксилатный сульфонат спирта.

Таблица 1 – Распространенные молекулы поверхностно-активного вещества с различными типами заряда

Тип заряда	Формула молекулы поверхностно-активного вещества
<i>Анионный</i>	
Додецилсульфат натрия	$CH_3(CH_2)_{11}SO_4^-Na^+$
Натрия додецилбензолсульфонат	$CH_3(CH_2)_{11}C_6H_4SO_3^-Na^+$
<i>Катионный</i>	
Бромид цетилтриметиламмония	$CH_3(CH_2)_{15}N(CH_3)_3^+Br^-$
Додециламина гидрохлорид	$CH_3(CH_2)_{11}NH_3^+Cl^-$
<i>Неионный</i>	
Полиэтиленоксиды	$CH_3(CH_2)_7(OCH_2CH_2)_8OH$

Требования к поверхностно-активным веществам многочисленны и отличаются тем, какие механизмы являются наиболее доминирующими, к примеру, оцениваются условия процесса, такие как высокая температура и высокое давление в условиях коллектора.

1.4.1.1.1 Анионные поверхностно-активные вещества

Анионные поверхностно-активные вещества отрицательно заряжены. Они обычно используются для различных промышленных целей, в качестве детергентов (алкилбензолсульфонаты), мыла (жирные кислоты), вспенивающих агентов (лаурилсульфат) и смачивающих агентов (диалкилсульфосукцинат).

Анионные поверхностно-активные вещества являются наиболее часто используемыми веществами при увеличении нефтеотдачи пластов. Они обладают хорошими свойствами поверхностно-активных веществ, такими как снижение поверхностного натяжения, их способность создавать самоорганизующиеся структуры, относительно стабильны [12].

Анионные поверхностно-активные вещества диссоциируют в воде с образованием амфифильного аниона (отрицательно заряженного) и катиона (положительно заряженный), который обычно представляет собой щелочной металл, такой как натрий (Na^+) или калий (K^+).

1.4.1.1.2 Катионные поверхностно-активные вещества

Катионные поверхностно-активные вещества имеют положительно заряженную головную группу. Катионные поверхностно-активные вещества диссоциируют в воде, образуя амфифильный катион и анион, обычно галогенид (Br^- , Cl^- и т. д.).

Катионные поверхностно-активные вещества производят во время синтеза, они подвергаются реакции гидрирования под высоким давлением, данная операция является более дорогой по сравнению с анионными поверхностно-активными веществами.

Катионные поверхностно-активные вещества не так широко используются как анионные и неионные поверхностно-активные вещества.

Однако сообщается, что катионные поверхностно-активные вещества могут быть использованы для улучшения закачки воды в пласт.

Водосодержащие поверхностно-активные вещества типа бромид алкилтриметиламмония или хлорид [14].

Катионные поверхностно-активные вещества, растворяются в нефтяной фазе между поверхностно-активным веществом и карбоксилатов при создании ионных пар. Таким образом, поверхность становится более влажной, и водная

фаза может лучше взаимодействовать с капиллярными силами.

1.4.1.1.3 Неионные поверхностно-активные вещества

Неионные поверхностно-активные вещества не имеют заряженной головной группы. Они также применяются для использования в МУН, [13], главным образом в качестве со-поверхностно-активных веществ для продвижения процесса поверхностно-активных веществ.

Их гидрофильная группа недиссоциирующего типа, не ионизирующая в водных растворах. Примерами веществ, которые содержат неионные поверхностно-активные вещества являются спирты, фенолы, простые эфиры, сложные эфиры или амиды.

1.4.2 Заводнение композициями полимеров

Заводнение полимеров представляет собой усовершенствованный метод извлечения нефти, который использует полимерные растворы для увеличения извлечение нефти за счет увеличения вязкости вытесняющей воды для уменьшения количества воды / нефти их коэффициента мобильности.

Во время заводнения полимерами к закачиваемому водорастворимому полимеру добавляют воду для повышения вязкости воды.

В зависимости от типа используемого полимера, эффективная проницаемость для воды может быть уменьшена в зонах охвата в разной степени.

Добавление водорастворимого полимера к водозаводнению позволяет воде перемещаться по большей части горной породы, что приводит к увеличению процента добычи нефти. Полимерный гель также используется для отключения зон с высокой проницаемостью. В процессе, площадь увеличивается, и нефть более эффективно поступает к добывающим

скважинам.

Важнейшими предпосылками для заводнения полимерами являются температура пласта и химические свойства коллектора. При высокой температуре или высокой солености воды в коллекторе, полимер не может быть устойчивым, а концентрация полимера будет снижаться [15].

1.4.2.1 Полимеры, применяемые для увеличения нефтеотдачи

В основном существуют два типа полимеров, которые могут быть эффективными для снижения соотношения подвижностей воды и нефти:

- Полиакриламиды - конденсационные полимеры и их эффективность зависят от молекулярного веса и степени гидролиза. При частичном гидролизе некоторые акриламиды замещенные или превращенные в акриловую кислоту. Это приводит к увеличению вязкости пресной воды, но снижает вязкость жестких вод. Полиакриламиды могут поглощать многократно массу в воде, в то время как ионные вещества, такие как соль, вызывают полимеризацию, выделяя часть его воды.

Они относительно дешевы, развивают хорошие вязкости в пресной воде и адсорбируют на породе, чтобы дать долгосрочную проницаемость. Основными недостатками являются их тенденция к ухудшению сдвига при высоких скоростях потока, а также к их плохим характеристикам в солевом растворе с высокой минерализацией.

- Биополимеры. Биополимеры получают из процесса ферментации. Он имеет меньший молекулярный вес, чем полиакриламид. Его молекулярная структура дает молекуле большую жесткость, характеристика, которая дает биополимеру превосходную силу загущения в сильно минерализованных водах. Однако они обладают меньшей вязкостью, чем полиакриламид в свежей воде. Они обладают хорошей загущающей способностью в воде с высокой минерализацией и хорошей устойчивостью к сдвигу деградации.

Кроме того, они не сохраняются на поверхности горных пород и, таким образом, легко распространяются, в чем полиакриламид, который может уменьшить количество полимера, необходимого для заводнения [16].

Ключевыми параметрами, которые необходимо учитывать при выборе полимера, являются:

- инъецируемость в резервуар;
- способность двигаться через пласт;
- вязкость.

1.4.3 Заводнение щелочами

Щелочное заводнения - очень сложный процесс, который улучшает добычу нефти с использованием поверхностно-активных веществ, полученных в результате реакции щелочей и природных органических кислот.

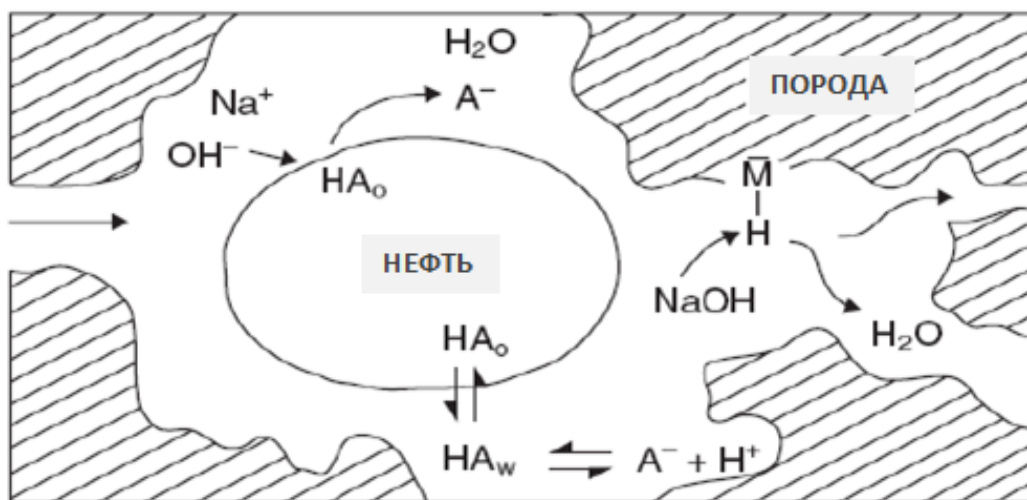


Рисунок 7 – Пример процесса щелочного заводнения в пласте

Существует три возможных механизма щелочного заводнения для улучшения добычи нефти, которые включают в себя дисперсию и увлечение нефти, изменение смачиваемости, эмульгирование и охват нефти. Отмечается, что каждый механизм работает под разными условиями относительно нефти, пластовой породы и свойств впрыскиваемой воды, и поэтому каждый процесс

должен быть разработан для улучшения добычи нефти для каждого конкретного случая.

Во-первых, щелочь снижает адсорбцию поверхностно-активного вещества за счет увеличения отрицательной плотности заряда поверхности породы, что делает его предпочтительным [17,9,19].

Во-вторых, щелочь реагирует с кислотами в сырой нефти для производства поверхностно-активных веществ, что, в свою очередь, расширяет оптимальный диапазон солености. ПАВ генерирует микроэмульсию, которая может сосуществовать с нефтью и водой, тем самым расширяя трехфазную область (или сверхнизкую область межфазного натяжения) [17, 18, 7, 20].

Наконец, щелочь относительно недорогая. Обычные щелочные агенты включают гидроксид натрия (NaOH или каустическая сода), карбонат натрия (Na_2CO_3 или кальцинированная сода), гидрокарбонат натрия (NaHCO_3) и метаборат натрия (NaBO_2).

1.4 Выводы по главе 1

Анализ литературных источников по увеличению нефтеотдачи показали, что существует множество методов, но химические методы являются наиболее перспективными и эффективными. Химические методы могут быть направлены на увеличение коэффициента охвата пласта воздействием, а также на увеличение вытеснения. Но одновременное увеличение коэффициентов вытеснения и охвата пласта воздействием, позволят увеличить коэффициент вытеснения нефти из пласта, данным сочетанием является технология щелочь-ПАВ-полимерного заводнения, помогающего снизить межфазное натяжение на границе нефть-вода, образуя микроэмульсию, которая вытесняется лучше, чем чистая нефть.

2 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

2.1 Геолого-физические условия месторождения «Z»

Мамонтовское нефтяное месторождение является уникальным по величине начальных запасов нефти (1.4 млрд.т). По состоянию на конец 2015 года остаточные извлекаемые запасы Мамонтовского месторождения по категории АВС1+С2 составляют более 400 млн. тонн нефти, что свидетельствует о большой значимости эффективной доработки месторождения для экономики страны. К сегодняшнему дню Мамонтовское месторождение находится на четвертой – последней стадии разработки.

Особого внимания на Мамонтовском месторождении заслуживает пласт БС10. Площадь нефтеносности пласта составляет 81 % всей площади месторождения.

Основным объектом разработки на Мамонтовском месторождении является горизонт БС10. Залегает на глубине 2450 метров, характеризуется значениями пластового давления 24,8 МПа и температуры 80 °С, имеет залежи пластовосводного типа, частично или полностью отделенных друг от друга непроницаемыми разделами. Наличие столь сложного строения осложняет выработку запасов из многопластового объекта. Водонефтяная зона занимает 31 % площади объекта.

Нефти Мамонтовского месторождения относятся к маловязким, вязкость 9-15 мПа*с с незначительным газосодержанием 36 - 56 м3/сут, давлением насыщения 6,9 - 9,7 МПа. Нефти сернистые, парафинистые, смолистые, тяжёлые (807-845кг/м3). Пластовые воды напорные, термальные, солёные, практически безсульфатные.

2.2 Методика проведения лабораторного эксперимента по определению эффективности воздействия щелочно-ПАВ-полимерной композиции на нефтеотдачу

Ход проведения лабораторных экспериментов по определению эффективности воздействия щелочно-ПАВ-полимерной композиции подразделяются на три этапа:

- Первый этап. На первом этапе проведения исследований проводятся тесты на фазовое поведение и стабильность. На данном этапе исследование поведения фаз заключается в том, что раствор воды+ПАВ+щелочь смешиваются с дегазированной нефтью в пробирке. При проведении фазовых тестов обычно полимер не используется. Температуру при проведении опытов устанавливают согласно температуре на месторождении. Исследование может занимать несколько дней для достижения равновесия. Если система ПАВ является активной, между нефтью и раствором воды образуется средняя фаза микроэмульсии. Для проведения успешных экспериментов необходимо провести тесты на стабильность, а именно, тесты на стабильность поверхностно-активного вещества при температуре соответствующей месторождению (некоторые виды ПАВ являются стабильными лишь до 60°C); тесты на совместимость поверхностно-активного вещества с щелочным агентом (Na_2CO_3), так как некоторые виды катионного ПАВ могут образовывать осадок при высоком pH; а также тесты на совместимость поверхностно-активного вещества (ПАВ) с пластовой водой и раствором воды для приготовления раствора AS (Alkaline-Surfactant).

- Второй этап. На втором этапе проводятся фильтрационные эксперименты, включающие в себя следующие операции:

1. До начала выполнения исследований выполняется процедура восстановления смачиваемости керна в течение 16 часов;
2. Вытеснение нефти моделью пластовой воды в размере трех поровых

объемов;

3. закачку оторочки воды с пониженной минерализацией подобранной в результате тестов в размере трех поровых объемов;

4. закачку оторочки щелочно-ПАВ-полимерной композиции в размере трех поровых объемов; закачку оторочки полимерной смеси в размере 7 поровых объемов;

5. Фильтрацию моделью пластовой воды.

Также в процессе каждого фильтрационного эксперимента выходящая из кернодержателя жидкость собирается в пробирки по 6-8 мл.

- Третий этап. В ходе третьего этапа лабораторных экспериментов на жидкости собранной после проведения фильтрационного эксперимента определяют долю нефти; pH; концентрацию ПАВ и щелочи от количества прокаченных объемов.

2.3 Оборудование и реагенты для проведения лабораторного эксперимента

Для проведения лабораторного эксперимента необходимо следующее оборудование и реагенты:

- Фильтрационная установка;
- Образцы керна;
- Мерные пробирки с завинчивающейся крышкой объемом порядка 10-20мл. Пробирки и крышки должны быть жаропрочными (По крайней мере, может понадобится 20-30 пробирок);
- Жаропрочный держатель пробирок;
- Автоклав, обеспечивающий пластовую температуру;
- Основное лабораторное оборудование для приготовления раствора ASP: весы (точность 1 мг), магнитная мешалка, плита;
- Химия: ПАВ, раствор вторичного бутилового спирта или 2-бутанола,

карбонат натрия, Na_2CO_3 (щелочь), соль (NaCl), полимер (полимер обычно не используется в исследованиях фаз).

2.4 Проведение тестов на фазовое поведение и стабильность составов

Эксперименты на фазовое поведение заключаются в выполнении некоторых критериев, а именно проведении тестов на:

- Стабильность поверхностно-активного вещества при температуре соответствующей температуре на месторождении (некоторые виды ПАВ являются стабильными лишь до 60°C).

- Совместимость поверхностно-активного вещества с щелочным агентом (Na_2CO_3), так как некоторые виды катионного ПАВ могут образовывать осадок при высоком pH.

- Совместимость поверхностно-активного вещества (ПАВ) с пластовой водой и раствором воды для приготовления раствора AS (Alkaline-Surfactant).

- Раствор AS при тестах на фазовое поведение должен быть прозрачным, без образования каких либо осадков для любой испытываемой солености.

- Абсолютное значение оптимальной солености раствора AS. Это важный параметр, так как он определяет диапазон оптимальной солености для системы ПАВ. Например, в некоторых проектах для приготовления раствора AS используется вода с низкой соленостью. Так, в растворе AS предусматривается концентрация соли NaCl 1% и щелочного агента (Na_2CO_3) 1%, таким образом, общая соленость достигает 2%. То есть раствор ПАВ имеет оптимальную соленость около 2%. Если система ПАВ имеет оптимальную соленость, скажем, 10%, то теоретически ее также можно использовать, однако в случае промышленного применения нужно будет замешивать 9% соли и 1% Na_2CO_3 в раствор, что делает процесс трудоемким, непрактичным и дорогим. Следовательно, для промышленного применения предпочитается использовать

тот источник воды для раствора ПАВ, который будет близок к оптимальной солености. Значение оптимальной солености может быть в той или иной степени подобрано смешиванием двух типов ПАВ, изменяя их количественное соотношение.

Исследование на фазовое поведение композиций проводится для определения оптимальной солености композиции ПАВ/раствор воды/нефть, а также для оценки активности раствора ПАВ-щелочь до стадии его фильтрации через образцы керна.

Эффективные ПАВ снижают межфазное натяжение до значений порядка 10^{-3} мН/м. Прямое измерение межфазного натяжения возможно, например, используя метод вращающейся капли, однако этот метод трудоемкий и отнимает много времени. Кроме этого, точность, как правило, оставляет желать лучшего. По этой причине используется эксперимент на фазовое поведение, где раствор воды+щелочь+ПАВ смешиваются с нефтью в пробирке.

Система ПАВ будет активной, когда между нефтью и раствором воды образуется средняя фаза – микроэмульсия. Для формирования микроэмульсии концентрации соли является критическим параметром, так как для уменьшения поверхностного натяжения в системе нефть/раствор/(ионы) ПАВ является сильно зависимой от солености.

Для той или иной концентрации ПАВ и щелочи выполняется ряд так называемых сканирующих экспериментов по диапазону концентрации соли (в качестве соли может выступать как NaCl, так и KCl). При оптимальной концентрации соли величина поверхностного натяжения на границе раздела раствор ПАВ/нефть минимальная. А также в пробирках с испытуемыми растворами должен наблюдаться постепенный переход поведения фазы от типа Винзор 1 к Винзор 3 и затем к Винзор 2. Остановимся подробнее на каждом из указанных типов.

Система «Винзор 1» изображена на рисунке 8, которая образуется при солености раствора ниже оптимального («среднефазного») значения

концентрации. При этом молекулы ПАВ окружают капельки нефти, образуя, таким образом эмульсию «нефть в воде». В этих условиях сверхнизкое значение поверхностного натяжения ИФТ не достигается. Вода окрашивается в один из оттенков нефти.

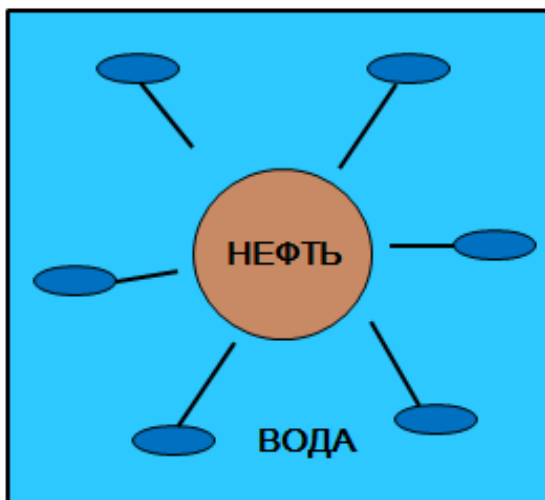


Рисунок 8 - Вид фазового поведения: тип Винзор 1 или эмульсия нефть в воде

Тип Винзор 2 показанный на рисунке 9 образуется при солёности раствора выше оптимального («среднефазного») значения концентрации. Молекулы воды переходят в нефть, образуется микроэмульсия «вода в нефти». При концентрациях лишь несколько выше оптимальных, цвет нефти становится похожим на цвет кофе «капучино».

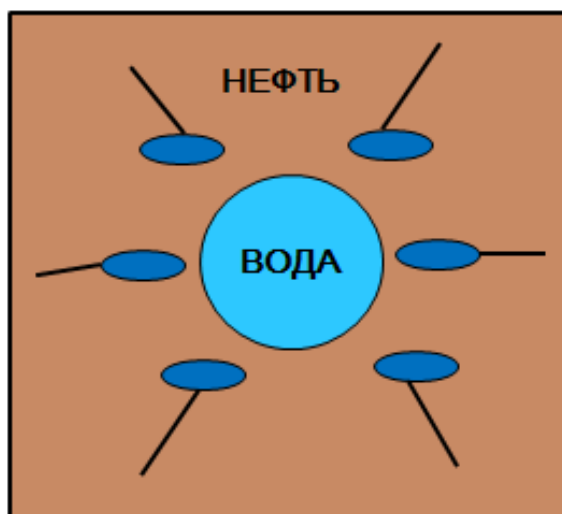


Рисунок 9 - Вид фазового поведения: тип Винзор 2, вода в нефти

Тип микроэмульсии Винзор 3 представленный на рисунке 10 образуется как отдельная субстанция, то есть образуется третья фаза с непрерывным постепенным переходом на границах, как с водой, так и с нефтью. Указанное явление возникает при оптимальной концентрации соли, при этом достигаются сверхнизкие значения поверхностного натяжения – порядка 0.001 dyne/sm. Именно наличие фазы микроэмульсии по типу Винзор 3 определяет успешность ASP как химического метода МУН.

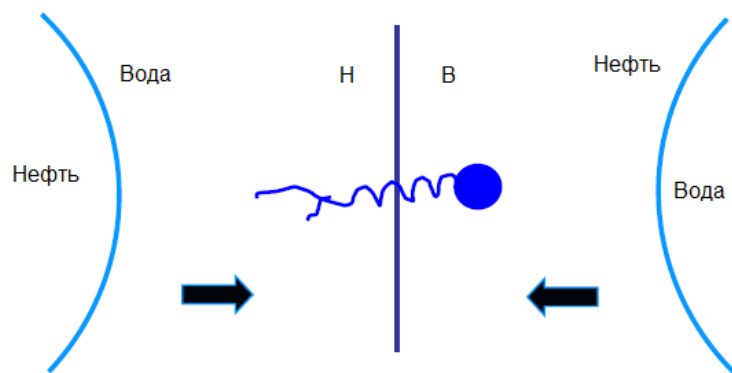


Рисунок 10 - Схема фазового поведения, тип Винзор 3

Также на рисунке 11 можно увидеть типы микроэмульсий по классификации Винзора.

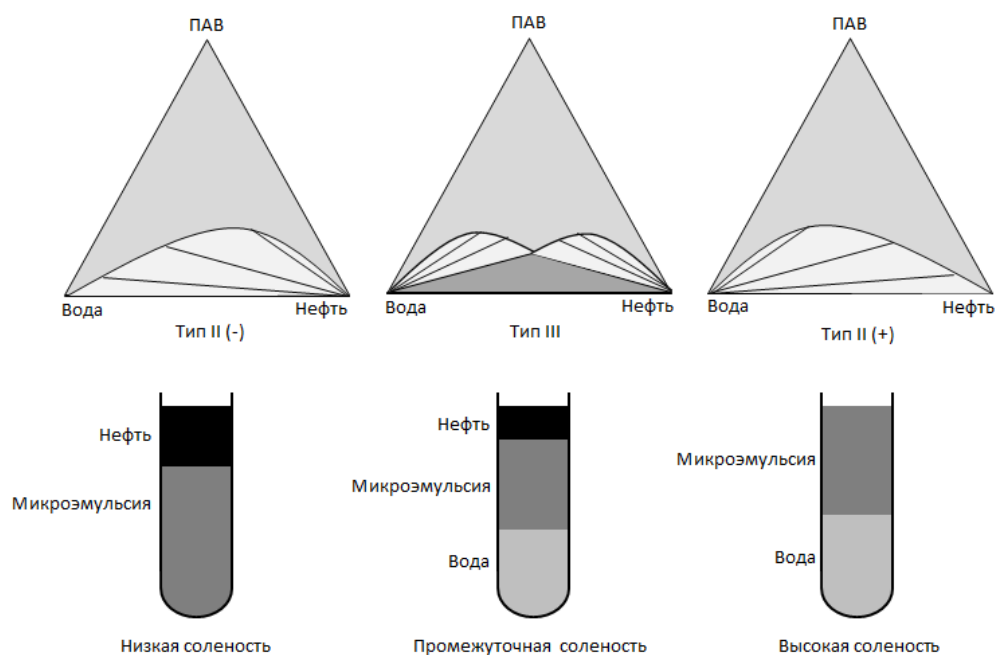


Рисунок 11 - Типы микроэмульсий по классификации Винзора

Таким образом, чтобы найти лучший состав раствора ПАВ может выполняться ряд сканирующих экспериментов различных видов ПАВ и их комбинаций.

При тестировании фазового поведения вода+ПАВ+щелочь+соль смешивается с дегазированной нефтью в пробирках в соотношении 1:1, шаг изменения концентрации соли 0,1%. Таким образом, проводится «сканирование» по солености раствора ПАВ с качественной оценкой активности раствора. Раствор ПАВ с нефтью перемешивается и выдерживается при температуре 80 °С в течение 3 суток. Для оценки стабильности пробирки со смесью выдерживаются при пластовой температуре в течении месяца.

2.5 Проведение фильтрационных экспериментов на образцах керна

Фильтрационные эксперименты проводятся с образцами керна месторождения «Z» проводятся на фильтрационной установке ПИК-2003/АЭИ. Фото установки и гидравлическая схема установки приведены на рисунках 12 и 13.

Основные узлы установки представлены плунжерными насосами, емкостями для тестируемых жидкостей и кернодержателем.

Кернодержатель представляет собой углепластиковую трубу (толщины стенки 10 мм) с алюминиевой обечайкой. Внутри углепластиковой трубы помещается винтовой рукав с цилиндрическими образцами горной породы внутри. Образцы составляются соосно в колонку таким образом, чтобы проницаемость по газу единичных образцов уменьшалась к выходу из кернодержателя. Для создания и поддержания давления в системе используется прецизионные плунжерные насосы. Контроллер насоса позволяет оператору задавать различные режимы насосов: подача/прием и жидкости при постоянном расходе, либо поддержание постоянного давления на выходе. Скорость подачи жидкости регулируется в диапазоне (0,001-50) мл/мин. Тестируемый состав

ПАВ, полимер, минерализованная вода либо нефть подаются на вход колонки образцов из емкостей с разделительными поршнями. Жидкость из емкостей поступает через входной плунжер в образец по трубкам с внутренним диаметром 3 мм. Для равномерного распределения жидкости по торцу первого в колонке образца на входном плунжере прорезана спиралевидная канавка. Для равномерного выхода жидкости из колонки на выходном плунжере также прорезана собирающая жидкость канавка. Для предотвращения коррозии подводящие трубки, емкости, детали кернодержателя контактирующие с жидкостью, выполнены из нержавеющей стали.



Рисунок 12 – Фильтрационная установка ПИК-2003/АЭИ

Эксперименты на установке проводятся при пластовых условиях, из этого следует, что образцы подвергаются всестороннему сжатию, фильтрация жидкостей производится при пластовой температуре. Давление обжима (пластовое давление) создается пневматическим насосом горного давления, нагнетающего масло между винтовой манжетой и углепластиковой трубой. Подача масла и поддержание постоянного давления управляются компьютером. Температура в системе во время эксперимента регулируется

пропорциональными интегрально-дифференциальными (ПИД) терморегуляторами. Нагревательные элементы расположены на «входе», середине и «выходе» кернодержателя, а также осуществляется нагрев поступающей жидкости в подводящих трубках. Измерение температуры производится термопарой, расположенной возле образцов керна в середине колонки.

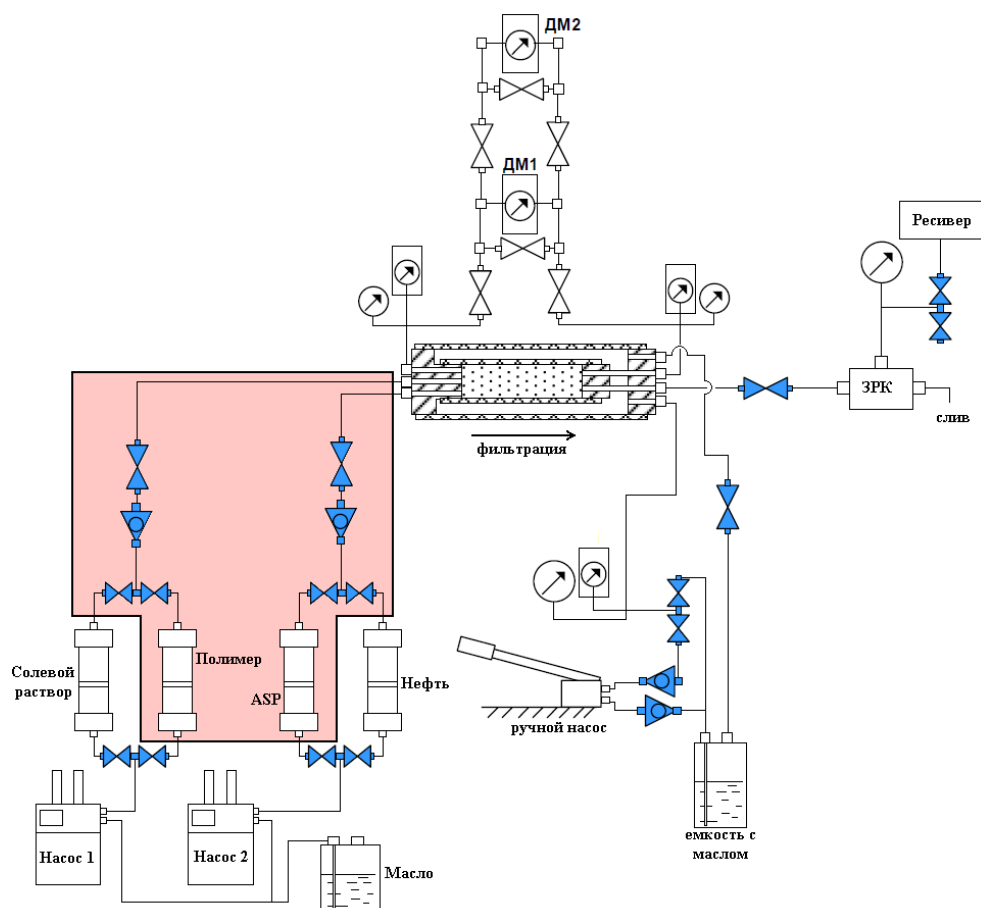


Рисунок 13 – Блок-схема фильтрационной установки ПИК-2003/АЭИ

Перепад давления на колонке из образцов в фильтрационных экспериментах измеряется двумя датчиками разности давления «Метран» с диапазонами измерения от 0 до 0,1 МПа и от 0,0 до 1,0 МПа. Точность измерения разности давления составляет 0,075 %. Сброс жидкости из системы происходит через запорно-регулирующий клапан (ЗРК) в мерную пробирку с ценой деления 0,1 см³.

Исследования проводят с пластовой дегазированной нефтью

месторождения «Z». Перед экспериментами нефть (эмульсию с водой) пропускали через образцы керн с проницаемостью близкой к исследуемому керну месторождения «Z». В случае если при закачке наблюдался рост перепада давления, фильтрацию нефти повторяли.

На первом этапе образцы насыщались моделью пластовой воды на 100 % в сатураторе MS-530. В соответствии с ГОСТ 26450.1-85 определялся объем открытых пор единичных образцов в колонке. Остаточная водонасыщенность в образцах задавалась методом центрифугирования. После центрифугирования и взвешивания, образцы помещались в емкость с керосином на 20-24 часа для заполнения порового пространства керосином. Затем образцы помещались в кернодержатель, создавалось давление обжима и фильтровался керосин в количестве не менее 3 поровых объемов. После фильтрации керосина в модель пласта подавалась месторождения «Z» (около 5 поровых объемов). После насыщается нефтью модель пласта прогревалась до пластовой температуры и выдерживалась при пластовых условиях около 24 часов для восстановления смачиваемости поверхности порового пространства.

Эксперимент по исследованию эффективности воздействия щелочно-ПАВ-полимерных композиций на нефтеотдачу проводился в два этапа:

1. Вытеснение нефти моделью пластовой воды. На этом этапе определялась динамика водонасыщенности образцов керн методом баланса жидкостей и средняя по колонке остаточная нефтенасыщенность.

2. Закачка щелочно-ПАВ-полимерной смеси в количестве 0,4 поровых объема; закачка 0,4 поровых объемов полимера и повторная фильтрация модели пластовой воды.

Расход подаваемых жидкостей для всех режимов поддержания постоянным (линейная скорость фильтрации около 2 м/сутки). Последовательная закачка щелочно-ПАВ-полимерной композиции и полимера проводится без остановки подачи жидкости. На этапе вытеснения нефти, с началом фильтрации ПАВ, выходящая из кернодержателя жидкость собирается

в мерные пробирки по 6-8 мл.

В собранной жидкости определяется:

- доля нефти;

- рН;

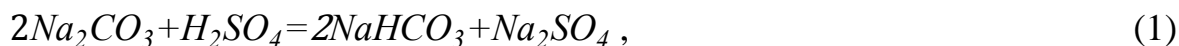
- концентрация ПАВ и щелочи в зависимости от количества прокаченных поровых объемов.

Остаточная нефтенасыщенность в образцах керна определяется методом баланса фаз, а также выпариванием жидкости из единичных образцов в реторте после окончания фильтрационного эксперимента.

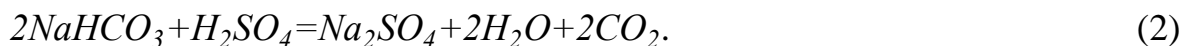
2.6 Определение концентрации ПАВ, соды в выходящей жидкости

Содержание карбоната- и гидрокарбоната натрия при совместном присутствии определяется методом титрования 1Н рабочим раствором H_2SO_4 , реакция нейтрализации в данном случае протекает в две стадии.

Первая стадия представляет собой переход карбонат-ионов в гидрокарбонат-ионов показанная формулой 1:



Вторая стадия заключается в том, что гидрокарбонат-ионы титруются до сульфата натрия, углекислого газа и воды, смотреть формулу 2:



При этом на кривой титрования будет наблюдаться две точки эквивалентности:

- рН в первой точке эквивалентности $\sim 8,3$ (нейтрализация карбоната до гидрокарбоната),

- рН во второй точке эквивалентности $\sim 4,5$ (нейтрализация суммы гидрокарбонат - ионов).

Определение содержания поверхностно-активных веществ осуществляется методом потенциометрического двухфазного титрования. Для

данного метода используется автоматический титратор с Refill-электродом для определения ПАВ в растворе, показанный на рисунке 14, данное оборудование включает в себя:

- автоматический титратор Metrohm 848 с магнитной мешалкой,
- Refill-электрод (Surfactrode Refill),
- хлор-серебряный электрод сравнения,
- комбинированный рН электрод.



Рисунок 14 – Оборудование для потенциметрического метода двухфазной титрации

Методика определения содержания поверхностно-активных веществ заключается в следующем:

1. Навеска исследуемого вещества (раствора) помещается в химический стакан.
2. Навеска разбавляется водой в 40 раз.

3. pH разбавленного раствора доводится до 3, добавлением раствора кислоты.

4. В подготовленный раствор добавляется 20 мл смеси метил-изобутил кетона и этилового спирта (1:1), и 2 мкл гомогенизатора (TEGGO add).

5. Полученную смесь помещают на магнитную мешалку и тщательно перемешивают в течение 1-2 минут, до получения гомогенного раствора.

6. Не прекращая перемешивания, титруют 0,005 M раствором катионного ПАВ додецилсульфат натрия) до установления точки эквивалентности.

7. Концентрация ПАВ в исходном растворе рассчитывается по формуле 3:

$$C_{исх}(a-ПАВ) = \frac{V(\kappa-ПАВ) * Titer(\kappa-ПАВ)}{m(навески)} * 1000, \text{ мМоль/л}, \quad (3)$$

8. Далее рассчитывается молекулярная масса используемого ПАВ, формула 4:

$$\mu(a-ПАВ) = \frac{m(навески) * C(a-ПАВ \text{ в растворе}) * 10}{V(\kappa-ПАВ) * Titer(\kappa-ПАВ)}, \text{ г/Моль}, \quad (4)$$

9. Затем рассчитываем концентрацию а-ПАВ в исследуемых пробах по формуле 5:

$$C(a-ПАВ) = \frac{V(\kappa-ПАВ) * \mu(a-ПАВ) * Titer(\kappa-ПАВ)}{m(навески) * 10}, \text{ \% вес}, \quad (5)$$

После проведенного эксперимента и расчетов производится оценка адсорбции ПАВ по формуле 6:

$$A(ПАВ) = 100 - \frac{m(a-ПАВ \text{ на выходе})}{m(a-ПАВ \text{ закаченной})} * 100, \text{ \%}, \quad (6)$$

2.7 Выводы по главе 2

Во второй главе подробно описан процесс проведения лабораторных экспериментов по воздействию щелочь-ПАВ-полимерной композиции на

образцы керна месторождения «Z». Методика проведения лабораторных экспериментов включала в себя:

- подбор оптимальной рецептуры применяемого раствора ПАВ и полимера,

- фильтрационный эксперимент на колонке образцов керна,

- анализ степени адсорбции закачиваемых компонентов.

4 ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРОВЕДЕНИЯ ЛАБОРАТОРНОГО ЭКСПЕРИМЕНТА ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВОЗДЕЙСТВИЯ ЩЕЛОЧНО-ПАВ-ПОЛИМЕРНОЙ КОМПОЗИЦИИ НА НЕФТЕОТДАЧУ

Для моделирования ПАВ - полимерного заводнения в лаборатории физики пласта ОАО «ТомскНИПИнефть» была реализована схема эксперимента, позволяющая выполнить комплексное исследование, включающее подбор оптимальной рецептуры применяемого раствора ПАВ и полимера, проведение фильтрационного эксперимента на колонке образцов керна и анализ степени адсорбции закачиваемых компонентов.

Данная глава посвящена обоснованию экономической эффективности проведения лабораторного эксперимента по определению эффективности воздействия щелочно-ПАВ-полимерной композиции на нефтеотдачу.

Также в данной главе отражены и проведены расчеты всех видов расходов, направленных на проведение экспериментального исследования.

Затраты на выполнение научно-исследовательского проекта включают в себя следующие элементы:

- затраты на приобретение оборудования для проведения эксперимента,
- затраты на вспомогательное оборудование и компоненты,
- затраты на оплату труда,
- затраты на страховые взносы,
- затраты на контрагентные услуги,
- накладные расходы,
- затраты на амортизационные отчисления.

4.1 Расчет затрат на проведение исследования

4.1.1 Расчет материальных затрат НИИ

Величина расходов, затраченных на приобретение материалов, используемых в проведении лабораторного эксперимента по определению эффективности воздействия композиции щелочь-ПАВ-полимер, рассчитывается по формуле:

$$Z_m = (1 + k_T) * \sum_{i=1}^m C_i * N_{расхи}, \quad (7)$$

где: m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении лабораторного эксперимента;

$N_{расхи}$ – количество материальных ресурсов i -го вида .планируемых к использованию при выполнении лабораторного исследования (шт.);

C_i – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт);

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Коэффициент k_T , описывающий транспортные расходы на доставку материалов принимается минимальным, равным 15% (т.е. $k_T = 0,15$) от самой стоимости этих материалов.

Таблица 11 – Стоимость материалов для проведения эксперимента

Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Цена за ед., руб.	Общая стоимость оборудования, Зм, руб.
Соль	кг.	1	25	25
Спиртобензольная смесь	л.	2	700	1400
Перчатки резиновые	Шт.	100	34,4	344
Очки	Шт.	4	528	2112
Пробирка мерная	Шт.	30	21,7	651
Бумажные салфетки	Пачки	5	1370	6850
Эксикатор	Шт.	2	2454	4908
Шкаф сушильный	Шт.	1	31,687	31687
Суммарная стоимость				47977
Итого, с учетом транспортных расходов				55173,55

Согласно правилам п. 5 ПБУ 6/01 «Учет основных средств» разрешено отражать основные средства, первоначальная стоимость которых не превышает установленного лимита, в составе материально-производственных запасов. Величина лимита составляет 40 тысяч рублей. Это значит, что объекты до 40 тысяч рублей можно принять к учету одним из двух способов: либо как основные средства, либо как МПЗ, поэтому в данной работе шкаф сушильный, как оборудование стоимостью меньше 100 тысяч рублей, приравнено к основным средствам.

4.1.2 Расчет затрат на специальное оборудование для проведения экспериментального исследования

Данная статья включает все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, установок и др.), которое необходимо для проведения работ по данной тематике.

Определение стоимости специального оборудования производится по действующим прейскурантам.

Расчет стоимости затрат приведен в таблице 12.

Таблица 12 – Стоимость оборудования для проведения эксперимента

Наименование	Кол-во	Цена за ед., тыс. руб.	Общая стоимость оборудования, Зд, тыс. руб.
Система рентгеновская автоматическая	1	11087,977	11087,977
Весы	1	132,134	132,134
Автоматический титратор для определения ПАВ и щелочи	1	377,700	377,700
Перемешивающее устройство	1	43,485	43,485
Вискозиметр	1	768,440	768,440
Итоговая стоимость специального оборудования			12409,746

Общие единоразовые вложения на приобретение различного рода специального оборудования составили 12409,746 тыс. руб.

4.1.3 Время, необходимое для исследования

Для проведения исследования лабораторного эксперимента по определению эффективности воздействия композиции щелочь-ПАВ-полимер на образцах керна необходимо 89 календарных дней или 3 месяца.

Исходя из необходимого времени на проведение эксперимента, необходимого оборудования и участников этого исследования, будут рассчитаны амортизационные отчисления и зарплаты работников.

4.1.4 Расчет затрат на амортизационные отчисления

Затраты определяются исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию активной части.

Нормы амортизации определяем в соответствии с постановлением Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. от 07.07.2016) "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы".

Расчет амортизационных отчислений при проведении лабораторного эксперимента с целью рассмотрения эффективности повышения нефтеотдачи композицией щелочь-ПАВ-полимер приведен в таблице 13.

Расчет амортизационных отчислений проводится по формуле (8) линейной амортизации:

$$A_m = C_{перв.}/СПИ/12, \quad (8)$$

где: $C_{перв.}$ – первоначальная стоимость оборудования, руб.;

СПИ – срок полезного использования, год;

Таблица 13 – Расчет амортизационных отчислений при проведении лабораторного эксперимента с целью рассмотрения эффективности повышения нефтеотдачи композицией щелочь-ПАВ-полимер

Объект	Стоимость, тыс. руб.	Амортизационная группа	Срок службы, месяцы	Сумма амортизации в месяц, руб.
Система рентгеновская автоматическая	11087,977	4	84	131999,7
Весы лабор-ные	132,134	3	60	2202,3
Автоматический титратор для определения ПАВ и щелочи	377,700	5	84	4496,4
Перемешивающее устройство	43,485	2	36	1207,91
Вискозиметр	768,440	3	60	12807,3
Итоговая сумма амортизационных отчислений				152713,61

В соответствии со сроками проведения лабораторного исследования, а именно необходимо 3 месяца на проведение эксперимента, амортизационные отчисления будут составлять 458140,83 рублей.

4.1.5 Затраты на оплату труда работников

Данный подраздел включает расчет основной заработной платы всех участников, принимающих участие в проведении эксперимента. В лабораторном эксперименте принимают участие такой инженерно-технический персонал, как руководитель, два инженера 1 категории, 2 два инженера 2 категории, 4 ведущих инженера.

Месячный должностной оклад работника составляет:

$$Z_m = Z_{mc} * (1 + \kappa_{np} + \kappa_d) * \kappa_p, \quad (9)$$

где: Z_{tc} – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$K_{пр}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3;

K_d – коэффициент доплат и надбавок составляет 0,3;

K_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Таблица 14 – Рассчитанные должностные месячные оклады

Исполнители	Разряд	Зтс, руб.	Зм, руб.
Руководитель	12	10104,3	21017
Ведущий инженер	11	9857,12	20503
Инженер 1 категории	10	9112,45	18954
Инженер 2 категории	8	8508,65	17698

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m * M}{F_d},$$

(10)

где: Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при работе в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя;

при работе в 48 раб. дней $M = 10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. показаны в таблице 15.

Таблица 15 – Годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала в 2017 г.

Показатели рабочего времени	Руководитель	Ведущий инженер	Инженер 1 категории	Инженер 2 категории
Календарное число дней	365			
Количество нерабочих дней -выходные и праздничные дни	118	118	118	118
Потери рабочего времени - отпуск	28	28	28	28
- невыходы по болезни	5	14	10	3
Действительный годовой фонд рабочего времени, дни	214	205	209	216

Произведя расчет по формуле 10 с учетом годового фонда рабочего

времени, получим среднедневную заработную плату для каждого рабочего показанную в таблице 16.

Таблица 16 – Среднедневная заработная плата для научно-технического персонала

Исполнитель	Руководитель	Ведущий инженер	Инженер 1 категории	Инженер 2 категории
Среднедневная ЗП, руб.	1099,9	1120,2	1015,7	917,7

Основная заработная плата рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} * T_p \quad (11)$$

где: $Z_{осн}$ – основная заработная плата одного работника, руб.;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. (таблица 17);

$Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Таблица 17 – Продолжительность работ, выполняемых научно-техническим персоналом

Показатели рабочего времени		Руководитель	Ведущий инженер	Инженер 1 категории	Инженер 2 категории
Календарное число дней	с 01.02. по 01.05 2018 г.	89			
Количество нерабочих дней -выходные и праздничные дни	с 01.02. по 01.05 2018 г.	29			
Потери рабочего времени - отпуск - невыходы по болезни	с 01.02. по 01.05 2018 г.	7	-	-	-
Продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником в период с , раб. дн.		53	60	60	60

Произведя расчет по формуле 11 с учетом продолжительности работ каждого научно-технического работника, получим основную заработную плату работника, показанную в таблице 18, за период с 01.02.2018 по 01.05.2018 год.

Таблица 18 – Основная заработная плата для научно-технического персонала за период с 01.02.2018 по 01.05.2018 год

Исполнитель	Руководитель	Ведущий инженер	Инженер 1 категории	Инженер 2 категории
Основная ЗП, руб.	58294,7	67212	60942	55062

Общие затраты на основную заработную плату научно-технического персонала, участвующего в проводимых работах, составляют 241510,7 (двести сорок одна тысяча пятьсот десять рублей 7 копеек).

4.1.6 Расчет отчислений во внебюджетные фонды

В данной статье расходов отражаются затраты на страховые взносы в пенсионный фонд, фонд социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве при проведении экспериментов представлены в таблице 19. Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс III с тарифом 0,4 для предоставления прочих услуг в области добычи нефти и природного газа (код по ОКВЭД – 09.10.9).

Таблица 19 – Расчет страховых взносов при проведении лабораторного эксперимента

Показатель	Руководитель	Ведущий инженер	Инженер 1 кат.	Инженер 2 кат.
Основная ЗП, руб.	58294,7	67212	60942	55062
Пенсионный фонд (22 %)	12824,8	14786,6	13407,24	12113,64
Фонд медицинского страхования (5,1 %)	2973	3427,8	3108	2808,2
Фонд социального страхования (2,9%)	1690,5	1949,1	1767,3	1596,8

Продолжение Таблица 19 – Расчет страховых взносов при проведении лабораторного эксперимента

Показатель	Руководитель	Ведущий инженер	Инженер 1 кат.	Инженер 2 кат.
Суммарные страховые взносы с учетом количества человек	17721,5	20432,3	18526,34	16738,84
Суммарные страховые взносы для всего персонала				73418,98

4.1.7 Расчет затрат на контрагентные услуги

Для определения эффективности применения композиции щелочь-ПАВ-полимер необходимо проведение некоторых операций предшествующих эксперименту. Данные услуги выполняются сторонними организациями по договору. Перечень работ, выполняемых работ сторонними организациями по договору, стоимости их проведения, представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Перечень работ и их стоимость, относящихся к контрагентным расходам

Наименование	Кол-во	Стоимость операции за шт., руб.	Общая стоимость операции, руб.
Экстракция образцов керна	6	252,4	1514,4
Определение пористости и проницаемости по газу	6	517,97	3107,82
Определение водонасыщенности	6	1641,71	9850,25
Восстановление смачиваемости	6	1485,27	8911,62
Результирующая сумма			23384,09

Выплаты четырем работникам, а именно ведущий инженер (2человека), инженер 1 категории, инженер 2 категории, выполняющим операции по контрагентным услугам составляют 245000 рублей.

Сумма выплат по контрагентным услугам составляет 268384,09 рублей.

4.1.8 Расчет накладных расходов

Величина накладных затрат обуславливается расходами, не попавшими

в предыдущие статьи расходов, такие как печать, ксерокопирование материалов исследований, оплата услуг связи, электроэнергии и т.д. Она рассчитывается согласно формуле:

$$Z_{\text{накл}} = \kappa_{\text{нр}} * \sum_6^1 Z_i, \quad (12)$$

где: $\kappa_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величина коэффициента накладных расходов принимается в размере 20% (т.е. 0,20).

$$\begin{aligned} Z_{\text{накл}} &= 0,20 * (18,7335 + 12441,43 + 241,510 + 73,418 + 153,593 + 268,384) = \\ &= 2639,38 \text{ тыс.руб.} \end{aligned} \quad (13)$$

4.1.9 Формирование бюджета на проведение лабораторного эксперимента

Величина рассчитываемых затрат на проведение лабораторного эксперимента является минимальным пределом для формирования бюджета затрат, которым руководствуется организация при формировании договоров с заказчиками.

Бюджет формируется с учетом величины всех ранее необходимых затрат, для проведения научных исследований. Определение бюджета затрат приведено в таблице 21 расчет бюджета затрат на проведение эксперимента.

Таблица 21 – Расчет бюджета затрат на проведение эксперимента

Наименование статьи	Сумма, тыс. руб.	Примечание
1. Материальные затраты	55,17355	Пункт 4.1.1
2. Затраты на специальное оборудование	12409,746	Пункт 4.1.2
3. Затраты по основной заработной плате	241,510	Пункт 4.1.3
4. Отчисления во внебюджетные фонды	73,418	Пункт 4.1.4
5. Амортизационные отчисления	458,141	Пункт 4.1.5
6. Затраты на контрагентные услуги	268,384	Пункт 4.1.6
7. Накладные расходы	2639,38	Пункт 4.1.7
8. Итоговая величина затрат	16145,753	Сумма ст. 1-7

Бюджетный фонд, который сформирован для проведения лабораторного эксперимента по определению эффективности воздействия щелочно-ПАВ-полимерной композиции на нефтеотдачу составил 16145,753 тысяч рублей.

4.2 Обоснование экономической эффективности применения технологии щелочь-ПАВ-полимерного заводнения

В данном подразделе приведено экономическое обоснование технологического мероприятия по щелочь-ПАВ-полимерному заводнению нефтяных пластов. Целью экономического обоснования является установление экономической целесообразности использования щелочь-ПАВ-полимерного заводнения на нефтяных месторождениях.

Для экономического обоснования произведен расчет показателей экономического эффекта и оценке экономических результатов на основе анализа полной себестоимости товарной добычи 1 тонны нефти (до и после мероприятия), а также расчет годового прироста прибыли от снижения производственных издержек.

4.2.1 Исходные данные для обоснования экономической целесообразности применения щелочь-ПАВ-полимерного заводнения

Исходные данные для рассматриваемого периода при реализации щелочь-ПАВ-полимерного заводнения приведены в таблице 22.

Таблица 22 – Исходные данные для расчета себестоимости 1 т. нефти по ЦДНГ

№ п/п	Наименование статей затрат	Обозначения	Затраты	
			На годовой объем добычи, тыс.руб	руб/тн
1	Расходы на электроэнергию по извлечению нефти	З ₃	273582	78,24

Продолжение Таблица 22 – Исходные данные для расчета себестоимости 1 т. нефти по ЦДНГ

№ п/п	Наименование статей затрат	Обозначения	Затраты		
			На годовой объем добычи, тыс.руб	руб/тн	
2	Расходы по искусственному воздействию на пласт	$Z_{и}$	358745,36	136,4	
3	Основная заработанная плата произведенных работ	$Z_{о}$	24863,2	9,18	
4	Отчисления на социальные нужды	$H_{соц}$	3942,1	1,012	
5	Амортизация скважин	$A_{скв}$	45369,52	12,45	
6	Расходы по сбору и транспортировки нефти	$Z_{ст}$	401563,45	123,36	
7	Расходы по технологической подготовке нефти	$Z_{тп}$	198536,78	65,74	
8	Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования	$Z_{сэ}$	785412,36	213,5	
9	Цеховые расходы	$Z_{ц}$	145523,96	156,2	
10	Прочие производственные расходы	$Z_{пр}$	485326,21	114,1	
11	Производственная себестоимость а) производственная себестоимость валовой добычи нефти [$\sum \text{Затрат}(1 \div 10)$] б) производственная себестоимость товарной добычи нефти [$C_{пр(вал)} - C_{нп}$], где $C_{нп}$ - себестоимость нефти, используемой на собственные нужды, и нефти, теряемой в процессе подготовки и хранения	$C_{пр(вал)}$	2476864,94	1144	
			$C_{нп}$	1056314,5	958
			$C_{пр(тов)}$	1420550,44	1085
12	Коммерческие расходы	$Z_{к}$	26587,3	24,2	
13	Управленческие расходы	$Z_{у}$	312542,02	298,3	
14	Полная себестоимость товарной добычи нефти [$C_{нп(тов)} + (Z_{к} + Z_{у})$]	$C_{п}$	1 759 679,76	945	

В таблице 23 приведены сведения по добычи нефти по цеху добычи нефти и газа и на эксплуатационном объекте.

Таблица 23 – Сведения по добычи нефти по цеху добычи нефти и газа и на эксплуатационном объекте

Показатели	По ЦДНГ		По эксплуатационному объекту	
	Обозначение	Величина	Обозначение	Величина
Годовой объем добычи жидкости, тыс.т.	$Q_{ж}$	15862,3	$q_{ж}$	623,2
Годовой объем добычи нефти, тыс.т.	$Q_{н}$	4120,7	$q_{н}$	72,145
Действующий фонд скважин, ед.	Φ	985	$\Phi_{об}$	93
Доля условно-постоянных расходов в полной себестоимости нефти	$\alpha_{упр}$	0,41	-	-
Годовой прирост добычи нефти, тыс.т.	-	-	$Dq_{н}$	9,86

4.2.2 Анализ экономического эффекта

Для расчета, а, следовательно, и анализа относительных значений оценочных показателей применяют следующую схему расчета:

1. Годовой прирост добычи нефти на ЭО в результате технологического мероприятия ($\Delta q_{н}$), %:

$$\Delta q_{н} = (q'_{н}/q_{н} - 1) \cdot 100, \quad (14)$$

$$\Delta q_{н} = (82,005/72,145 - 1) \cdot 100 = 13,67 (\%)$$

2. Снижение полной себестоимости товарной добычи 1т. нефти по ЭО после реализации технологического мероприятия ($\Delta C_{обп}(1тн)$), %:

$$\Delta C_{п(1тн)}^{об} = (1 - C_{п(1тн)2}^{об}/C_{п(1тн)1}^{об}) \cdot 100, \quad (15)$$

$$\Delta C_{п(1тн)}^{об} = (1 - 996,361/1048,025) \cdot 100 = 4,93 (\%)$$

3. Годовой прирост прибыли в результате реализации технологического мероприятия на ЭО ($\Delta П$), т. руб.

$$\Delta П = (C_{п(1тн)1}^{об} - C_{п(1тн)2}^{об}) \cdot q'_{н}, \quad (16)$$

$$\Delta\Pi = (1048,025 - 996,361) * 82,005 = 4236,747 \text{ (руб.)}$$

В таблице 24 сведены основные оценочные показатели экономического эффекта при реализации мероприятия.

Таблица 24 – Оценочные показатели экономического эффекта

Наименование	Обозначение	Ед. изм.	Значения оценочных показателей	
			До реализации мероприятия	После мероприятия
Эксплуатационный объект	-	-	-	
Годовой объем добычи нефти на объекте	q_n , q_n	тыс.т	72,145	82,005
Полная себестоимость добычи одной тонны нефти по объекту	$C_{n(1тн)1}^{об}$, $C_{n(1тн)2}^{об}$	руб.	1048,025	996,361
Годовой прирост прибыли	$\Delta\Pi$	тыс.руб.	-	4236,75

В результате реализации щелочь-ПАВ-полимерного заводнения пластов годовой объем добычи нефти увеличился на 13,67% и составил величину 82,005 тыс.т.н. ($\Delta q_n = 9,86$ тыс.т.н.). При этом снижение полной себестоимости товарной добычи 1т нефти на эксплуатационном объекте с 1048,025 руб. до 996,361 руб. (на 4,93 %) и гарантирует годовой прирост прибыли в размере 4236,75 тыс. руб.

Проведенное экономическое обоснование и оценка результатов расчета показывают, что реализация настоящего технологического мероприятия по интенсификации процесса экономически целесообразна годовой прирост прибыли составляет 4236,75 тыс. руб.

Это позволяет рекомендовать рассматриваемое технологическое мероприятие к внедрению на типовых нефтегазовых месторождениях.

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Раздел социальной ответственности в данной работе посвящен производственной и экологической безопасности при проведении лабораторных исследований для анализа эффективности увеличения нефтеотдачи при воздействии композиции щелочь-ПАВ-полимер.

С каждым годом все более острой становится проблема разработки месторождений, остаточная нефть достигает 55...75 % от первоначальных запасов геологических запасов, что составляет сотни миллиардов тонн нефти оставшихся в пласте.

В развитии науки и техники Российской и мировой сложились некоторые методы увеличения нефтеотдачи. Классификация методов увеличения нефтеотдачи включает в себя такие методы как физические, химические, гидродинамические и тепловые.

Среди всех известных методов химические методы являются наиболее перспективными методами. При помощи данных методов удастся устранить одну из главных причин снижения эффективности вытеснения нефти, то есть капиллярного удержания ее в порах, неблагоприятного соотношения подвижностей вытесняющего агента и вытесняемой нефти, неоднородности продуктивного коллектора [21], при помощи регулирования снижения поверхностного натяжения на границе нефть-вода за счет воздействия щелочь-ПАВ-полимерных композиций.

Прежде чем применять композиции щелочь-ПАВ-полимер на нефтяных месторождениях, необходимо проверять их эффективность в лабораторных условиях.

Лабораторные исследования помогают рассмотреть процесс заводнения на образцах керна скважин. Такие исследования включают комплекс мероприятий, специальное оборудование, реагенты и задействованных лиц.

5.1 Производственная безопасность

При проведении лабораторных исследований существует ряд вредных и опасных факторов, способных негативно воздействовать на участников исследований. ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [24] является основным документом необходимым для полного представления обо всех существующих факторов (вредных и опасных) и их выборе.

В таблице 25 представлены опасные и вредные факторы, возникающие при выполнении работ по анализу эффективности увеличения нефтеотдачи при воздействии композиции щелочь-ПАВ-полимер.

Таблица 25 – Опасные и вредные факторы, возникающие при выполнении работ по анализу эффективности увеличения нефтеотдачи при воздействии композиции щелочь-ПАВ-полимер

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Исследование физико-химических свойств. 2. Проведение фильтрационного эксперимента. 3. Анализ адсорбции ПАВ и соды в пробирках.	1. Повышенный уровень шума. 2. Токсическое воздействие на организм человека. 3. Проникновение химических реагентов через органы дыхания в организм. 4. Повышенная температура поверхностей оборудования.	1. Оборудование под давлением. 2. Электрический ток. 3. Противопожарный фактор.	1. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. 2. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты до шума. 3. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. 4. ПНД Ф 12.13.1-03. Методические рекомендации. Техника безопасности при работе в аналитических лабораториях.

5.1.1 Анализ и обоснование мероприятий по защите исследователя от вредных и опасных факторов, способных возникнуть в лаборатории при проведении исследований

При проведении экспериментов вредными факторами являются:

1. Повышенный уровень шума.

Среда, в которой человек воспринимает нежелательные и неприятные шумы, отрицательно сказывается на его организме. Если происходит длительное воздействие шума на организм человека, то за собой данное действие влечет такие нежелательные явления как снижение остроты слуха, повышение кровяного давления, понижение внимания. Также сильный шум может быть причиной заболеваний сердечнососудистой и нервной систем.

Допустимые шумовые характеристики рабочих мест регламентируются гигиеническими нормативами «Допустимые уровни шума на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки» (СН 2.2.4/2.1.8.562-96). Средства борьбы с шумом «ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация» ГОСТ 12.1.029-80.

Основные мероприятия по борьбе с шумом - это технические мероприятия, которые проводятся по трем главным направлениям:

- устранение причин возникновения шума или снижение его в источнике;
- ослабление шума на путях передачи;
- непосредственная защита работающих.

Эффективным путем решения проблемы борьбы с шумом является снижение его уровня в самом источнике за счет изменения технологии и конструкции оборудования.

2. Токсическое воздействие на организм человека.

Вредные химические вещества способны попадать в организм человека через дыхательные пути, а также через кожу и пищу, если, к примеру, человек

употребляет ее на рабочем месте. При воздействии данных веществ у человека возникает отравление, последствия которого зависят от продолжительности воздействия, вида и концентрации вещества.

Химические вещества также способны влиять на репродуктивную функцию вызывают возникновение врожденных пороков развития и отклонений от нормальной структуры у потомства, влияют на развитие плода в матке и послеродовое развитие, и здоровье потомства.

К основным способам защиты населения от химически опасных веществ в чрезвычайных ситуациях относятся:

- Индивидуальные средства защиты: средства защиты органов дыхания, средства защиты кожи, средства профилактики и экстренной помощи.

- Средства защиты органов дыхания: фильтрующие противогазы, изолирующие противогазы, респираторы противогазовые.

- Средства защиты кожи: специальные (изолированные (воздухонепроницаемые) фильтрующие (воздухопроницаемые)), подручные.

- Средства профилактики и экстренной помощи: индивидуальные аптечки, индивидуальный противохимический пакет, индивидуальный перевязочный пакет

Также при работе могут возникнуть опасные факторы, негативно влияющие на организм человека, в качестве опасных факторов выступают:

1. Электрический ток - один из опасных факторов производства, который не предупреждает о своем наличии (нет явных признаков таких как: запах, свечение и т.д.). Опасность электрического тока возникает при ряде нарушений:

- нарушение изоляции проводов;
- неправильное или отсутствие заземления;
- обрыв проводки.

Различают несколько видов электрических ожогов:

- покраснение кожи;

- образование на поверхности кожи пузырей и волдырей;
- обугливание кожи.

Ожоговые раны очень долго затягиваются, а поражение 2/3 поверхности кожи всего тела, практически в 85% случаев приводит к летальному исходу.

Для предотвращения поражения человека от электрического тока, на производстве применяют:

- коллективные средства электробезопасности, в которые входят: оснащение всех опасных электроприборов специальными предупредительными табличками; оборудование электронными системами защиты; изоляция основных электроопасных узлов; контроль за состоянием;
- индивидуальные средства защиты, в которые входят: резиновые перчатки (электропоглощающие); диэлектрическая обувь; изолированные подставки под оборудование и т.д.

Для работы с электроприборами допускаются люди специально обученные и имеющие удостоверение по электробезопасности.

2. Противопожарный фактор.

В лабораториях, как в другом любом помещении существуют опасности возникновения пожара, поэтому необходимо, чтобы все лаборатории соответствовали требованиям пожарной безопасности по ГОСТ и имели средства пожаротушения.

Лаборатория должна быть оснащена пожарными кранами (не менее одного на этаж) с пожарными рукавами.

В каждом рабочем помещении должны быть в наличии огнетушители и песок, а в помещениях с огнеопасными и легковоспламеняющимися веществами - дополнительные средства пожаротушения. Также, на рабочем месте у каждого работника должна быть маска защитная, которой он воспользуется в случае пожара.

Необходимым условие является размещение в помещении лаборатории на видном месте плана эвакуации сотрудников в случае возникновения пожара.

5.2 Экологическая безопасность

Проведение мероприятий по добыче нефти и газа является сложным технологическим процессом, непосредственно взаимодействующим с окружающей средой. Нефтяные месторождения, как правило, находятся на площадях окруженных лесами, водоемами и землями, которые в свою очередь подвергаются интенсивному воздействию. Компании недропользователи, использующие данные ресурсы, вследствие вмешательства в естественные природные процессы должны обеспечивать охрану окружающей среды.

5.2.1 Анализ влияния процесса исследования на окружающую среду

На сегодняшний день в мире добываются тысячи тонн нефти каждую минуту, но в тоже время большинство месторождений находятся на поздней стадии разработки, что является отрицательным фактором для добычи нефти и газа. Как один из методов увеличения нефтеотдачи и для извлечения остаточной нефти из пласта применяют щелочь-ПАВ-полимерное заводнение, относящийся к классу химических методов. Не смотря на то, что данный метод заводнения способствует повышению темпов извлечения углеводородов из пласта, а самое главное росту коэффициента извлечения нефти по сравнению с естественными режимами, но любой неестественный процесс негативно влияет на окружающую среду.

Процесс добычи углеводородного сырья щелочь-ПАВ-полимерным заводнением является технически трудоемким процессом, а вследствие этого сооружаются технологические установки, также оказывающие влияние на окружающую среду на протяжении всего цикла проведения операций.

Эксплуатация технологического оборудования несет в себе ряд возникновения чрезвычайных происшествий, технических инцидентов и аварий. Подобные происшествия способны разрушать как устройства и

механизмы, так и способствовать выбросу токсичных веществ, которые не поддаются контролю и приводят к нарушению растительного и почвенного слоев, происходят необратимые деформации земной поверхности, а также загрязнение поверхностных и подземных вод.

В качестве основных причин, вызывающих подобные негативные явления при эксплуатации такого опасного оборудования являются:

- Повреждения и дефекты в конструкции зданий ОПО, а также технические проблемы с оборудованием.
- Отклонения от проектных решений в процессе строительства и монтажа опасного производственного объекта.
- Высокий износ оборудования.
- Активность коррозионных процессов, влияющих на качественное состояние технических и технологических частей опасного производственного объекта.

5.2.2 Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду

Щелочь-ПАВ-полимерное заводнение предполагает поочередную закачку в пласт, таких загрязняющих атмосферу веществ, как щелочные растворы, полимеры и поверхностно-активные вещества. Данные компоненты способствуют движению нефти в пласте. Но, ПАВ и другие химические реагенты, применяемые в нефтяной промышленности, являются наиболее распространенными загрязнениями объектов окружающей среды. Химические реагенты вследствие закачки в пласт способны адсорбироваться на поверхности скелета породы и оставаться в недрах земли. В тоже время, используемые в процессе работы реагенты, при разгерметизации затрубного пространства нагнетательных скважин, при аварийных порывах водоводов, подающих растворы ПАВ к нагнетательным скважинам, а также за счет разливов на дозаторных установках, попадая в почву, грунтовые и поверхностные воды

могут отрицательно влиять на качество подземных питьевых вод, самоочищающую способность водоемов и организм человека.

5.2.3 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды

Чрезвычайные мероприятия по добыче нефти и газа наносят существенный ущерб природным средам в нефтедобывающих объектах Российской Федерации. Нефть и вещества, необходимые для добычи, являются одним из наиболее сложных и многоплановых проблем загрязнения природной среды. Величина ущерба при авариях, утечки химических реагентов и нефти не может сравниться ни с одним другим загрязнителем.

Нарушение технологического процесса, содержания оборудования в ненадлежащем состоянии и зачастую несвоевременным проведением технологических работ, для предупреждения аварий и проведения своевременных мероприятий по защите окружающей среды необходим эффективный контроль над соблюдением требований промышленной безопасности.

Также многочисленные аварии на предприятиях добычи углеводородов зачастую связаны с непониманием или незнанием, в тоже время может быть и игнорированием утверждённого нормативного регламента промышленной безопасности участников производства. Следовательно, необходимо проводить постоянные тренинги, отрабатывать возможные технические инциденты, которые могут произойти на предприятиях нефтегазовой отрасли.

Создание специальных центров подготовки специалистов в области защиты окружающей среды поможет в организации процесса обучения.

Для регулирования отношений в сфере взаимодействия компании и природы, возникающих при нефтедобычи, используется федеральный закон "Об охране окружающей среды" от 10.01.2002 N 7-ФЗ [23].

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Обеспечение безопасности в чрезвычайных ситуациях является неотъемлемой частью процесса работ и регламентируется ГОСТ Р 22.0.01-94 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Основные положения» [24].

5.3.1 Анализ вероятностных ЧС, которые могут возникнуть в лаборатории при проведении исследований

Проведение исследований в лаборатории является технологически сложным процессом, при котором могут возникнуть ряд чрезвычайных ситуаций.

Во время проведения работ могут возникать такие чрезвычайные ситуации как:

- пожар, взрыв;
- поражение электрическим током;
- выделение или образование едких, ядовитых, огне- или взрывоопасных веществ.

5.3.2 Обоснование мероприятий по предотвращению чрезвычайных ситуаций при проведении лабораторных исследований

В случае возникновения пожара необходимо организовать эвакуацию людей. Каждый гражданин при обнаружении пожара или признаков горения (задымление, запах гари, повышение температуры и т. п.) обязан:

- сообщить руководителю подразделения о возникновении чрезвычайной ситуации;
- немедленно сообщить об этом по телефону 01 в единую службу спасения (при этом необходимо сообщить адрес объекта, место возникновения

пожара, а также сообщить свою фамилию);

- принять по возможности меры по эвакуации людей, тушению пожара и сохранности материальных ценностей.

Производится оповещение людей о пожаре, которое осуществляется с помощью подачи звуковых и (или) световых сигналов во все помещения здания одновременную с постоянным или временным пребыванием людей (1-й тип оповещения - звонки, тонированный сигнал и др.).

Руководители и должностные лица, в установленном порядке назначенные ответственными за обеспечение пожарной безопасности, прибывшие к месту пожара обязаны: продублировать сообщение о возникновении пожара в единую службу спасения 01 и поставить в известность вышестоящее руководство, диспетчера, ответственного дежурного по объекту; проверить включение в работу автоматических систем противопожарной защиты; при необходимости, отключить электроэнергию (за исключением систем противопожарной защиты), остановить работу транспортирующих устройств, агрегатов, аппаратов, перекрыть сырьевые, газовые, паровые и водяные коммуникации, остановить работу систем вентиляции в аварийном и смежном с ним помещениях, выполнить другие мероприятия, способствующие предотвращению развития пожара и задымления помещений здания; удалить за пределы опасной зоны всех работников, не участвующих в тушении пожара; осуществить общее руководство по тушению пожара (с учетом специфических особенностей объекта) до прибытия подразделений пожарной охраны; организовать встречу подразделений пожарной охраны и оказать помощь в выборе кратчайшего пути подъезда к очагу пожара.

По прибытию пожарного подразделения руководитель предприятия (или лицо, его заменяющее) обязан проинформировать РТП (руководитель тушения пожара) о конструктивных и технологических особенностях объекта, прилегающих строений и сооружений, количества и пожароопасных свойствах хранимых и применяемых веществ, материалов, изделий и других сведениях,

необходимых для успешной ликвидации пожара, а также организовать привлечение сил и средств объекта к существованию необходимых мероприятий, связанных с ликвидацией пожара и предупреждения его развития.

5.4 Правовые вопросы обеспечения безопасности

Охрана труда и техника безопасности это – система сохранения жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности, включающая в себя правовые, социально-экономические, организационно-технические, санитарно-гигиенические, лечебно-профилактические, реабилитационные и иные мероприятия (статья № 1 Федерального закона «Об основах охраны труда в Российской Федерации», 17.07.1999 г. №181-ФЗ), образующие механизм реализации конституционного права граждан на труд (ст. 37 Конституции РФ) в условиях, отвечающих требованиям безопасности и гигиены. (Это право закреплено также в ст. 7 международного пакта об экономических, социальных и культурных правах).

Статья 37 Конституции Российской Федерации гарантирует свободу труда, а также право на труд, в условиях, отвечающих требованиям безопасности и гигиены.

Федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по контролю и надзору в сфере труда, является Федеральная служба по труду и занятости Министерства здравоохранения и социального развития Правительства Российской Федерации.

Основными задачами трудового законодательства являются создание необходимых правовых условий для достижения оптимального согласования интересов сторон трудовых отношений, интересов государства, а также правовое регулирование трудовых отношений и иных непосредственно связанных с ними отношений.

Помимо обеспечения безопасных условий труда гражданина, законодательство налагает ответственность на каждого за состояние окружающей природной среды. Так Конституция Российской Федерации статьей 58 обязывает каждого «сохранять природу и окружающую среду, бережно относиться к природным богатствам».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе изучения проблематики повышения коэффициента нефтеизвлечения из продуктивных пластов был проведен анализ литературы, по имеющимся методам увеличения нефтеотдачи. В результате этого было выявлено, что методы направленные на одновременное увеличение коэффициентов вытеснения и охвата пласта воздействием более эффективные, а перспективным методом является метод щелочь-ПАВ-полимерного заводнения, помогающего снизить поверхностное натяжение на границе нефть-вода, образуя микроэмульсию, вытесняющуюся лучше из пласта, чем чистая нефть.

В ходе экспериментальных исследований по эффективности воздействия щелочь-ПАВ-полимерной смеси на образцы керн было получено:

- тестирование фазового поведения смесей продемонстрировало высокую активность ПАВ с образованием большого объема микроэмульсии при оптимальной концентрации соли, устойчивой к температурного воздействию, стабильность составов,
- фильтрационные эксперименты показали процесс вытеснения остаточной нефти из образцов керн, а также анализ результатов выявили высокий прирост вытеснения при применении составов как одного, так производителей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Муслимов Р.Х. Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее: учебное пособие / Р.Х. Муслимов. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2014. – 750 с.
2. Ильина, Г.Ф. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири / Г.Ф. Ильина, Л.К. Алтунина. – Т.: ТПУ, 2006. – 166 с.
3. Гиматудинов, Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта: Учебник / Ш.К. Гиматудинов. – М.: Недра, 1971. – 312 с.
4. Ballard M. Chemical Flooding the Lansing-Kansas City Formation in Kansas. / M. Ballard. // Search and Discovery Article № 41242. – 2013.
5. Увеличение нефтеотдачи на основе АСП. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://salympetroleum.ru/technologies/newoil/asp/>.
6. Puerto, M.C. Surfactant Systems for EOR in High Temperature, High Salinities Environment. / M.C. Puerto, G.J. Hirasaki, C.A. Miller [et al.] // SPE Journal, – 2012 – pp. 11-19.
7. Hirasaki G.J. Recent advances in surfactant EOR. / G.J. Hirasaki, C.A. Miller, M. C. Puerto // Soc Pet Eng J, – 2011.
8. Wagner O.R. Improving oil displacement efficiency by wettability adjustment. , O.R. Wagner , Leach RO. // Trans AIME, – 1959.
9. Ehrlich R. Alkaline waterflooding for wettability alteration-evaluating a potential field application / R. Ehrlich, H.H. Hasiba, P. Raimondi // J Pet Technol , – 1974.
10. Gary J.H. Petroleum refining: technology and economics. / J.H. Gary, G.E. Handwerk // 3rd ed. New York: Marcel Dekker, – 1994.
11. Pashley List of common surfactant molecules with different types of charge: anionic, cationic and nonionic / Pashley, Karaman // 2004, – p.63.
12. Green D.W. Enhanced Oil Recovery./ D.W. Green, G.P. Willhite // 3rd

Edition, Society of Petroleum Engineers, The Woodlands., – 1998, p. 241.

13. Gupta, R. Temperature Effects on Surfactant-Aided Imbibition into Fractured Cores. / R. Gupta, K.K. Mohanty // SPE-11204, Annual Technical Conference and Exhibition held in Anaheim, U.S.A, – 2007.

14. Standnes D.C. Mechanism for Wettability Alteration from Oil-Wet to Water-Wet Using Surfactants / D.C. Standnes, T. Austad // Journal of Petroleum Science and Engineering, 28, – 2002, – pp.123-143.

15. Abadli Farid Investigation of Polymer Flooding for Improved oil Recovery. Semester Project / Farid Abadli. // NTNU, – December 2011.

16. Du Y. Field-Scale Polymer Flooding: Lessons Learnt and Experiences Gained During Past 40 Years / Y. Du, L. Guan. // SPE, New Mexico Institute of Mining and Technology, Texas A&M University, SPE 91787.

17. Wyatt K. Mature waterfloods renew oil production by alkali-surfactant-polymer flooding. / K. Wyatt, M. Pitts, H. Surkalo // SPE Paper No. 78711, presented at SPE Eastern Regional Meeting, Lexington, Kentucky, USA, – 2002.

18. Lake LW. Enhanced oil recovery. / L.W. Lake // Englewood Cliffs, New Jersey: Prentice Hall, – 1989.

19. Manrique E.J. EOR field experiences in carbonate / E.J. Manrique, V.E. Muci, M.E. Gurfinkel // SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and reservoirs in the United States , SPE Reserv Eval Eng 2007;10(6) , – p.86.

20. Ibrahim Z.B. Laboratory aspect of chemical EOR processes evaluation for Malaysian oilfields / Z.B. Ibrahim, A.A.A. Manap, P.A. Hamid, V.Y. Hon, P.H. Lim, K. Wyatt // In: SPE Exhibition, Adelaide, Australia, – 2006.

21. Хавкин А.Я. Основы нефтегазодобычи / А.Я. Хавкин. – Москва, - 2012. – 339с.

22 ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».

23. Федеральный закон "Об охране окружающей среды" от 10.01.2002 N 7-ФЗ.

24. ГОСТ Р22.0.01-94 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Основные положения».

Приложение I

(справочное)

Literature review. Modern technologies of enhanced oil recovery methods.

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Г	Шишкина Елена Олеговна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Хомяков И.С.	к.х.н.		

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Уткина А.Н.	к.филол.н.		

1 Literature review. Modern technologies of enhanced oil recovery methods

1.1 Classification of modern methods of enhanced oil recovery

EOR methods include two general titled methods of non-thermal and thermal with specific mechanisms for each one. Mainly, non-thermal production methods are widely used for conventional reservoirs. Fig. 1 shows a diagram of EOR, are commonly used in industry for extraction of oil.

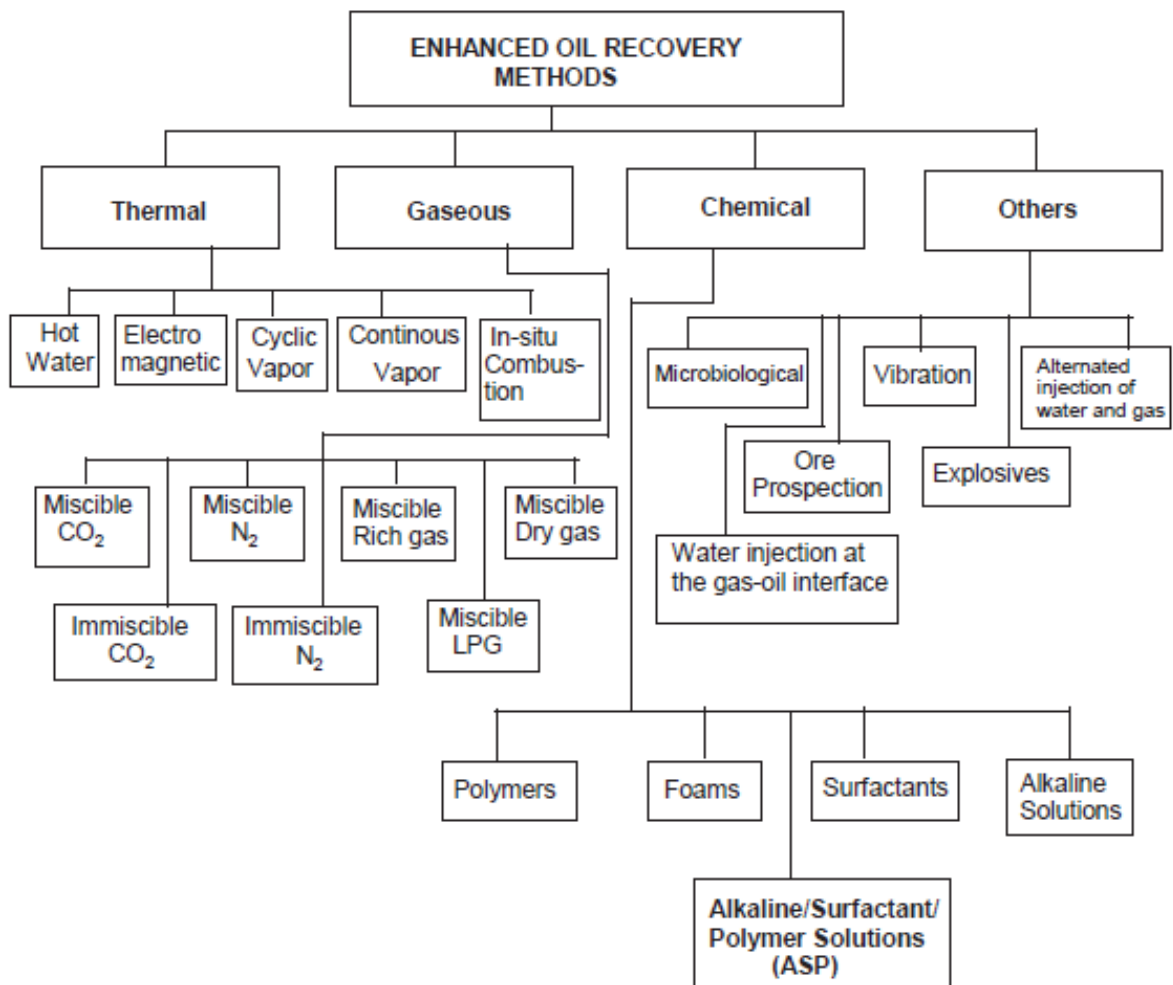


Fig. 1 Methods hydrocarbon recovery

Much work has been performed in the area of fluid injection with the objective of improving oil recovery by the natural drive mechanism. The most widely

used technique is waterflooding, which has been applied for more than 60 years. The oil left in the swept zone after waterflooding then becomes the main target for tertiary oil recovery, (Morrow, 1991, p.6-10).

The primary goals in EOR operations are to displace or alter the mobility of the remaining oil in the reservoir. Using conventional waterflooding techniques is preferable as long as it is economically feasible. Remaining oil left after primary and secondary recovery operations over long time periods is usually distributed in pores in the reservoir, where the oil is trapped, mainly due to capillary forces and viscous forces. EOR techniques will contribute to a longer lifetime of already existing reservoirs. Unfortunately the application of EOR does not only bring advantages. Using EOR is correlated with higher risks and increases the requirement for additional facilities and investments.

The common classifications of different EOR processes are (Green and Willhite, 1998, p.1-10):

- Mobility-control;
- Chemical processes;
- Miscible processes;
- Thermal Processes;
- Other (e.g. microbial EOR).

In general the EOR processes involve injection of gas or fluids into the oil reservoir, displacing crude oil from the reservoir towards a production well. The injection processes supplement the natural energy present in the reservoir. The injected fluid also interacts with rock and oil trapped in the reservoir creating advantageous conditions for oil recovery.

Mobility-control is a process based on maintaining favorable mobility ratios between crude oil and water, by increasing water viscosity and decreasing water relative permeability. It can improve sweep efficiency over waterflooding during surfactant processes.

Chemical processes are injection of a specific liquid chemical that effectively

creates desirable phase behavior properties, to improve oil displacement.

Miscible processes are based on the injection of a gas or fluid, which is miscible with the crude oil at reservoir conditions, in order to mobilize the crude oil in the reservoir. This process relies on the modification of the components either in the injected phase or in the reservoir oil phase. Modification of either injected fluid or gas or the reservoir oil is achieved through multiple contacts between the injected phase and the oil phase with mass transfer of components between the phases, (Green & Willhite, 1998, p.7). E.g. injection of CO₂ as a liquid will entail extraction of the heavier hydrocarbons from the reservoir oil, which will allow the displacement front to become miscible, (Holm, 1986).

Thermal processes are typically applied to heavy oils. Thermal recovery processes rely on the use of thermal energy. A hot phase of e.g. steam, hot water or a combustible gas is injected into the reservoir in order to increase the temperature of the trapped oil and gas and thereby reduce oil viscosity, (Green and Willhite, 1998, p.301). The injected hot stream facilitates the flow to the production wells by increasing the pressure and reducing the resistance to flow.

1.2 Classification of chemical methods of stimulation

Chemical EOR method holds promise for future improvements in oil production, especially in mature and waterflooded fields. Chemical EOR can be classified into three categories, polymer, surfactants and alkaline agents; in addition, combinations of the three categories can be used, such as alkali-polymer (AP), surfactant-polymer (SP) and alkali-surfactantpolymer (ASP).

Chemical recovery has been tested in a limited number of fields. Micellar polymer flooding was used in light and medium crude oil reservoirs until the early 1990s.

Although it showed promising results, the high concentrations and cost of surfactants and co-surfactants, combined with the low oil prices during the mid-

1980s, limited its use.

Surfactant-induced wettability alteration has been studied intensively for the past 50 years as a promising method by which to reduce the remaining oil saturation in reservoirs. This method continues to undergo much laboratory investigation (Wang et al., 2011). Developments in ASP technology and surfactant chemistry have focused renewed attention on chemical EOR in recent years.

1.3 Technology alkali-surfactant-polymer flooding

A newer form of chemical flooding involves the use of alkaline agents in surfactant/polymer flooding. This form of chemical EOR is known as Alkaline Surfactant Polymer flooding (ASP). The interaction between alkali and specific components in acidic crude oil produce surface-active components capable of lowering interfacial tension.

This reduces the amount of additional surfactant added to injected solution. The addition of alkali greatly improves the performance of surfactant and polymer. High oil recovery of a surfactant flood depends on the maintenance of low interfacial tension between the residual oil, surfactant slug and polymer drive. Mechanisms for surfactant retention include adsorption, precipitation, partitioning into residual oil phase and entrapment of immiscible microemulsion phase.

The pH increase due to addition of alkali reduces the adsorption of anionic surfactants. High pH causes a change of the surface charge of the rock from positive to negative, reversing the tendency of the rock leading to decreased attraction between anionic surfactants and the surface. The overall effect of the inclusion of alkali is the minimization of surfactant retention causing earlier oil breakthrough due to faster surfactant front propagation and quicker oil mobilization (Mayer et al, 1983).

If the reservoir crude oil has sufficient "saponifiable components," a reaction will occur with alkali in which surfactants are formed in-situ. These saponifiable

components are described as petroleum acids, even though their structure is often not known.

The most important mechanism for alkaline flooding is the reduction of IFT. The relatively low cost of alkaline agents stimulated other variations of the chemical flooding process. Cosurfactant-enhanced alkaline flooding is a modification of the basic process in which a surfactant (called a cosurfactant) is added to the chemical formulation. The complementary effect of the cosurfactant improves the performance of alkaline flooding.

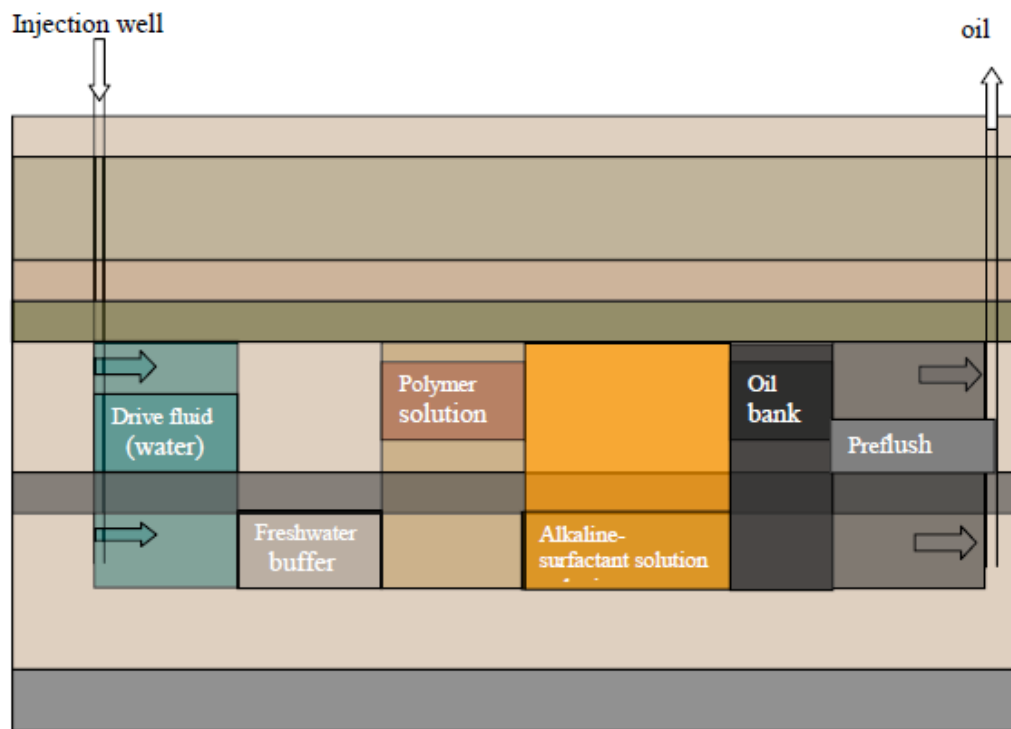


Fig. 2 Process ASP waterflooding

Nelson (1984) proposed the use of cosurfactant-enhanced alkaline flooding. Numerous studies had shown that the lowest interfacial tension between a crude oil and alkali typically occurs at low alkali concentration. For this and other reasons, obtaining a low IFT between oil and alkali in the reservoir has limitations.

Firstly, a large concentration of alkali is needed to compensate for the consumption of alkali because of several geochemical reactions.

Secondly, increasing the alkali concentration shifts the phase behavior to an

over optimum condition, which does not have the lowest interfacial tension. Nelson resolved this dilemma by introducing cosurfactant that was more hydrophilic than the soap to increase the optimum salinity.

Although Bhuyan (1989) developed the geochemical model in UTCHEM and validated it for several cases, he did not simulate ASP flooding, which was a new process at the time and not widely used until recently. Wu (1996) and Delshad et al. (1999) modeled the geochemical reactions that occur during the injection of alkali, but the effect of soap on the phase behavior was not modeled in their simulations. New and more accurate laboratory phase behavior and core flood data, improved ASP models and much faster computing have enabled a much more complete and systematic investigation than previously possible. Zhang (2006) and Liu (2008) made an interesting observation based on a laboratory phase behavior study: The optimum salinity for a mixture of surfactant, sodium carbonate, and crude oil containing naphthenic acids depends on the soap-to-surfactant molar ratio. They developed a one-dimensional simulator to history match their oil recovery experiments in sandpacks.

Both soap and surfactant components were tracked, but no chemical reactions were modeled. Instead, soap concentrations were calculated assuming alkali is present and that the naphthenic acid in the oil is completely converted to soap based on the mass of oil present.

The phase behavior was modeled using a partition coefficient between oil and water for the soap/surfactant mixture that depends on the ratio of optimum salinity to salinity. The success of cosurfactant-enhanced alkaline flood depends on the simultaneous propagation of injected and in situ generated surfactants in the reservoir. If the in-situ generated surfactant (soap) moves faster than the injected surfactant, the phase behavior becomes over optimum and soap partitions into the trapped oil.

The soap will be there until the injected surfactant catches up and shifts the phase behavior towards the optimum. If the cosurfactant moves ahead of the soap, its adsorption will be high since the pH is low. The adsorbed surfactant later gets

partially desorbed when the high pH front propagates.

1.3.1 Surfactant flooding

Surfactant flooding is injection of one or more liquid chemicals and surfactants. The injection effectively controls the phase behavior properties in the oil reservoir, thus mobilizing the trapped crude oil by lowering IFT between the injected liquid and the oil.

There is a great potential for chemical processes with surfactant flooding, since there is the possibility of designing a process where the overall displacement efficiency can be increased. Nowadays many mature reservoirs under waterflood have decreasing production rates despite having 50-75 % of the original oil left inside the reservoir (Flaaten et al., 2008). In such cases it is likely that surfactant flooding can increase the economic productivity.

Surfactants are added to decrease the IFT between oil and water. Co-surfactants are blended into the liquid surfactant solution in order to improve the properties of the surfactant solution. The cosurfactant either serves as a promoter or as an active agent in the blended surfactant solution to provide optimal conditions with respect to temperature, pressure and salinity. Due to certain physical characteristics of the reservoir, such as adsorption to the rock and trapping of the fluid in the pore structure, considerable losses of the surfactant may occur.

The stability of the surfactant system at reservoir conditions is also of great relevance. It is well known that surfactant systems are sensitive to high temperature and high salinity and therefore surfactants that can resist these conditions should be used (Green and Willhite, 1998, p.7).

Surfactant flooding creates microemulsion solutions, which may contain different combinations of surfactants, co-surfactants, hydrocarbons, water and electrolytes (Green and Willhite, 1998, p.239-300). Polymers are also often added to the injected surfactant solution, to increase viscosity, thus maintaining mobility

control.

Surface active agents are amphiphilic, usually organic compounds with a chemical structure that consists of two different molecular components, known as hydrophilic and hydrophobic groups (see fig.3). A hydrophilic group is a water-soluble component. A hydrophobic group is a water-insoluble component. In the standard surfactant terminology, the soluble component, or hydrophilic group, is called the “head,” and the hydrophobic group is called the “tail.”

The head and tail surfactants attack the interface between two immiscible surfaces, thus decreasing the interfacial forces between the two surfaces.

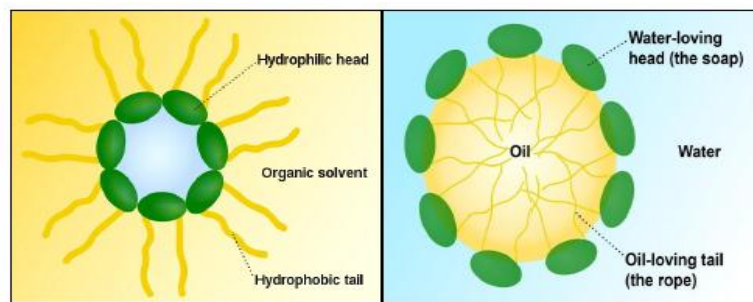


Fig. 3 The surface active agent specifying hydrophilic and hydrophobic groups

In surfactant flooding, the chemical system contains surface active agents, surfactants, which are polymeric molecules that lower the IFT between the liquid surfactant solution and the residual oil.

Surfactants adsorb on a surface or fluid/fluid interface when present at low concentrations.

The most common structural form for surfactants is where they contain a nonpolar part, a hydrocarbon ‘tail’, and a polar or ionic part. The structure is shown in figure 4.

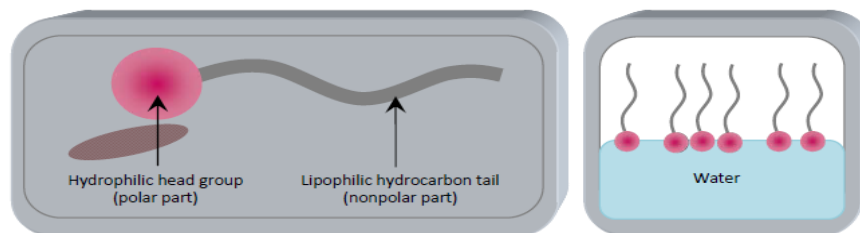


Fig. 4 Surfactant molecule and surfactant orientation in water

It is the balance between the hydrophilic and hydrophobic parts of the surfactant that generates the characteristics of the surface active agent. In EOR with surfactant flooding the hydrophilic head interacts with water molecules and the hydrophobic tail interacts with the residual oil. Thus, surfactants can form water-in-oil or oil-in-water emulsions.

Surfactant molecules are amphiphilic, as they have both hydrophilic and hydrophobic moieties. Amphiphiles adsorb effectively to interfaces and typically contribute to significant reductions of the interfacial energy, (Pashley and Karaman, 2004, p. 62).

The primary surfactant is directly involved in the microemulsion formation with regards to the EOR surfactant flooding process. The co-surfactant, if any, promotes or improves the activities of the primary surfactant, by e.g. changing the surface energy or the viscosity of the liquids. Due to chromatographic separation of surfactant, co-surfactant and any other components, throughout the reservoir, it can be problematic to create a multicomponent surfactant system capable of maintaining optimal properties throughout the flooding process.

The predominant disadvantage of separation is that the control of the system deteriorates in the reservoir and therefore it should be avoided if possible. As the co-surfactants prevent gel formation and reduce the equilibration time, they are hard to eliminate from the surfactant systems used for flooding. Oil reservoirs have different characteristics and therefore the structure of added surfactant must be tailored to meet the reservoir conditions to achieve a low IFT. For example the temperature, pressure and rock vary significantly from one reservoir to another.

1.3.1.1 Surfactant used for enhanced oil recovery

Surfactants are frequently classified on the basis of the ionic nature of the head group, as anionic, cationic, nonionic or zwitterionic (fig. 6).

Each type possesses certain characteristics depending on how the surfactant

molecules ionize in aqueous solutions.

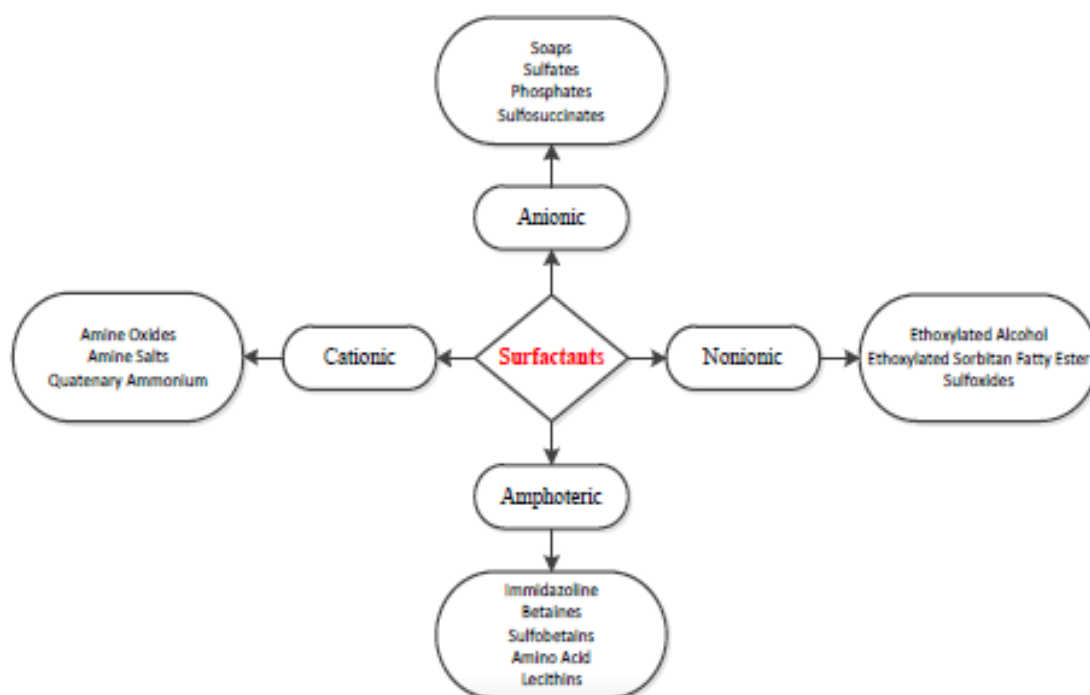


Fig.5 Classification surfactants

In table 1 provides a list of common surfactant molecules with different types of charge: anionic, cationic and nonionic (Pashley & Karaman, 2004, p.63).

Commonly used surfactants for EOR, are sulfonated hydrocarbons such as alcohol propoxylate sulfate or alcohol propoxylate sulfonate.

Table 1 - Common molecule surfactant with different charge types

Type of charge	Formula molecule surfactant
<i>anionic</i>	
sodium dodecyl sulfate	$CH_3 (CH_2)_{11}SO_4-Na^+$
sodium dodecyl benzene sulfonate	$CH_3 (CH_2)_{11}C_6H_4SO_3-Na^+$
<i>cationic</i>	
bromide tsetiltrimetilammoniya	$CH_3 (CH_2)_{15}N(CH_3)_3 + Br^-$
dodecylamine hydrochloride	$CH_3 (CH_2)_{11}NH_3 + Cl^-$
<i>nonionic</i>	
polyethylene	$CH_3 (CH_2)_7 (OCH_2CH_2)_8 OH$

To surfactants are many and different requirements to those mechanisms which are the most predominant, for example, the estimated process conditions such as high temperature and high pressure conditions in the reservoir.

1.3.1.1.1 Anionic surfactants

Anionic surfactants are negatively charged. They are commonly used for various industrial applications, such as detergents (alkyl benzene sulfonates), soaps (fatty acids), foaming agents (lauryl sulfate), and wetting agents (di-alkyl sulfosuccinate).

Anionic surfactants are also the most commonly used in EOR. They display good surfactant properties, such as lowering the IFT, their ability to create self-assembled structures, are relatively stable, exhibit relatively low adsorption on reservoir rock and can be manufactured economically (Green & Willhite, 1998, p. 241).

Anionic surfactants dissociate in water to form an amphiphilic anion (negatively charged) and a cation (positively charged), which would typically be an alkaline metal such as sodium (Na^+) or potassium (K^+).

1.3.1.1.2 Cationic surfactants

Cationic surfactants have a positively charged head group. Cationic surfactants dissociate in water, forming an amphiphilic cation and anion, typically a halide (Br^- , Cl^- etc.). During the synthesis to produce cationic surfactants, they undergo a high pressure hydrogenation reaction, which is in general more expensive compared to anionic surfactants. As a direct consequence cationic surfactants are not as widely used as anionic and nonionic surfactants.

It is, however, reported that cationic surfactants can be used to improve the spontaneous imbibitions rate of water into preferentially oil-wet carbonate. Water

containing surfactants of the type alkyltrimethylammonium bromide or chloride was injected (Standnes & Austad, 2002).

The cationic surfactants are most likely dissolved in the oil phase as aggregates between the surfactant and the carboxylates, under creation of ion pairs. In this way the surface becomes more water-wet, thus the aqueous phase can better imbibe by capillary forces.

1.3.1.1.3 Nonionic surfactants

Nonionic surfactants have no charged head group. They are also identified for use in EOR, (Gupta and Mohanty, 2007), mainly as co-surfactants to promote the surfactant process.

Their hydrophilic group is of a non-dissociating type, not ionizing in aqueous solutions. Examples of nonionic surfactants include alcohols, phenols, ethers, esters or amides.

1.3.2 Polymer Flooding

Polymer flooding is an enhanced oil recovery method that uses polymer solutions to increase oil recovery by increasing the viscosity of the displacing water to decrease the water/oil mobility ratio.

During polymer flooding, a water-soluble polymer is added to the injected water in order to increase water viscosity.

Depending on the type of polymer used, the effective permeability to water can be reduced in the swept zones to different degrees. Adding a water-soluble polymer to the water-flood allows the water to move through more of the reservoir rock, resulting in a larger percentage of oil recovery.

Polymer gel is also used to shut off high-permeability zones. In the process, the volumetric sweep is improved, and the oil is more effectively produced. Often,

infectivity is one of the critical factors.

The polymer solution should therefore be a non-Newtonian and shear thinning fluid, i.e., the viscosity of the fluid decreases with increasing shear rate. There are three potential ways in which polymer flooding makes the oil recovery process more efficient:

- Through the effects of polymers on fractional flow;
- By decreasing the water/oil mobility ratio;
- By diverting injected water from zones that have been swept.

The most important preconditions for polymer flooding are reservoir temperature and the chemical properties of reservoir water. At high temperature or with high salinity in reservoir water, the polymer cannot be kept stable, and polymer concentration will lose most of its viscosity.

1.3.2.1 Polymer Types

Polymer is a term used to describe a very long molecule consisting of structural units and repeating units connected by covalent chemical bonds. The term is derived from the Greek words: polys meaning many, and “meros” meaning parts. The key feature that distinguishes polymers from other molecules is the repetition of many identical, similar, or complementary molecular units.

There are mainly two types of polymers which might be effective in reduction of mobility ratio:

1) Polyacrylamides - condensation polymers and their performance depend on the molecular weight and degree of hydrolysis. When partially hydrolyzed, some of the acryl amide is replaced by or converted into acrylic acid. This tends to increase the viscosity of fresh water but reduces the viscosity of hard waters. Polyacrylamides can absorb many times of its mass in water while ionic substances like salt cause the polymer to release some of its water.

They are relatively cheap, develop good viscosities in fresh water, and adsorb

on the rock surface to give a long-term permeability reduction. The main disadvantages are their tendency to shear degradation at high flow rates, and their poor performance in high salinity brine.

2) Biopolymers - A biopolymers are derived from a fermentation process. It has a smaller molecular weight than polyacrylamide. Its molecular structure gives the molecule greatstiffness, a characteristic that gives the biopolymer excellent viscosifying power in high salinity water.

However, they have less viscosifying power than polyacrylamide in fresh waters. They have good viscosifying power in high salinity water and good resistance to shear degradation. Also, they are not retained on the rock surface and thus easily propagate into the formation than polyacrylamide, which can reduce the amount of polymer required for a flood.

One of the key parameters which need to be considered in polymer selection are:

- Injectability into the reservoir;
- Ability to move through the formation;
- Provide required viscosity.

1.3.3 Alkali flooding

Alkali is a basic, ionic salt of an alkali metal or alkaline earth metal element. The use of alkali in a chemical flood offers several benefits including promoting crude oil emulsification, increasing aqueous-phase ionic strength leading to regulation of phase behavior of the injected surfactant, and lowering interfacial tension (IFT) to ultralow values in presence of surfactant.

Alkali can also reduce costs by limiting the amount of surfactant needed in two ways.

First, alkali reduces surfactant adsorption by increasing the rock surface's negative charge density, making it preferentially water-wet.

Second, alkali reacts with the acids in the crude oils to produce in situ soaps, which in turn broadens the optimal salinity range. The soap generated creates a microemulsion phase that can co-exist with oil and water, thus extending the three-phase region (or ultra-low IFT region).

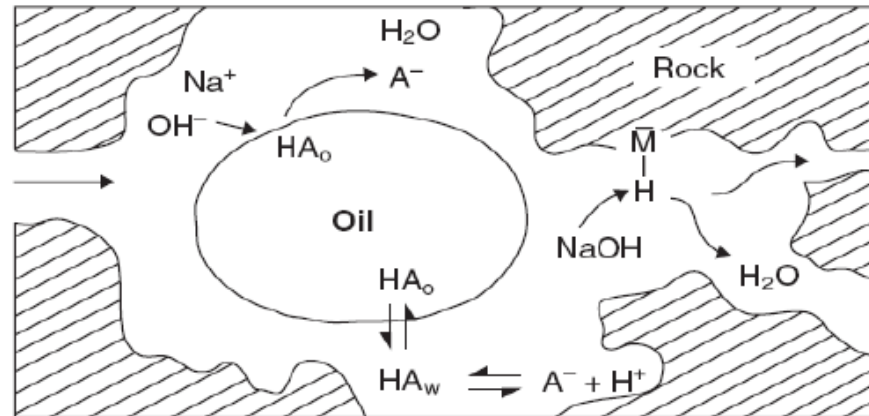


Fig.6 Alkali flooding process in the formation

Finally, alkali is relatively inexpensive. Common alkaline agents include sodium hydroxide (NaOH, or caustic soda), sodium carbonate (Na₂CO₃, or soda ash), sodium bicarbonate (NaHCO₃) and sodium metaborate (NaBO₂).

Reference:

1. Sara Sandersen "Enhanced Oil Recovery with Surfactant Flooding"
2. Review of ASP EOR (alkaline surfactant polymer enhanced oil recovery) technology in the petroleum industry Prospects and challenges
3. Farid Abadli "Simulation Study of Enhanced Oil Recovery by ASP (Alkaline, Surfactant and Polymer) Flooding for Norne Field C-segment"
4. Omar ElMofty "Surfactant enhanced oil recovery by wettability alteration in sandstone reservoirs"
5. Michael Ogechukwuka Unomah "Chemical Enhanced Oil Recovery Utilizing Alternative Alkalis"
6. Hourshad Mohammadi "Mechanistic Modeling, Design, and Optimization of Alkaline/Surfactant/Polymer Flooding"