TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИИ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ В РАЗЛИЧНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

УДК 622.276.43:678.7(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7П	Тудегешев Виталий Ренатович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Юлия Николаевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Спицына Любовь Юрьевна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Томск – 2021 г.

Планируемые результаты обучения

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
Р1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОК(У)-1, ОК(У)-2, ОК(У)-4, ОК(У)-6, ОК(У)-7, ОК(У)-8, ОПК(У)-1,ОПК(У)-2)
Р2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У-3), ОК(У)-5, ОК(У)-9, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)
Р3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7,ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)
Р4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9 ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)
Р5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК (У)-23, ПК (У)-24)
Р6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-4, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)
Р7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, формировать задания и оперативные планы, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы при разработке и эксплуатации месторождений	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.021 Специалист по промысловой геологии
Р8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата
Р9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промысловой геологии.

TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

_____ _____ _____
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7П	Тудегешев Виталий Ренатович

Тема работы:

Анализ технологии полимерного заводнения в различных геологических условиях месторождений Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№89-12/с от 30.03.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2021

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Обзор современных подходов к полимерному заводнению, геологических особенностей пластов для полимерного заводнения, определение наиболее благоприятных геолого-физических условий для применения технологии полимерного заводнения. Физико-химические процессы с полимерами. Критерии при выделении объекта для полимерного заводнения. Анализ технологии полимерного заводнения. Сравнительный анализ различных модификаций полимерного заводнения.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	**Консультант**
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н. Спицына Любовь Юрьевна
«Социальная ответственность»	Старший преподаватель, Фех Алина Ильдаровна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
История и опыт применения полимерного заводнения	
Анализ применения полимерного заводнения на нефтяных месторождениях	
Выводы и рекомендации по выбору модификации полимерного заводнения	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	30.03.2021

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Юлия Николаевна			30.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7П	Тудегешев Виталий Ренатович		30.03.2021

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ПЗ – полимерное заводнение;

ПАА – полиакриламид;

КМЦ – карбоксиметилцеллюлоза;

НЧ – наночастицы;

БП – биополимеры;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

ПАВ – поверхностно-активное вещество;

АА – акриламид;

ГФУ – геолого-физические условия;

ГТМ - геолого-технические мероприятия;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ППД – поддержание пластового давления;

ВУПАС – вязкоупругий поверхностно-активный состав;

КПС – капсулированные полимерные системы;

ГОС – гелеобразующий состав;

ООС – осадкообразующий состав;

СКА – соли алюминия;

ОПР – опытно-промышленные работы;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

ЧС – чрезвычайные ситуации;

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 109 страниц, в том числе 30 рисунков, 28 таблиц. Список литературы включает в себя 40 источников.

Ключевые слова: месторождение, полимер, полимерное заводнение, деструкция полимера, увеличение нефтеотдачи, коэффициент охвата пласта заводнением.

Объектом исследования являются технологии полимерного заводнения.

Цель исследования - обоснование эффективности технологии полимерного заводнения в различных геологических условиях.

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены реагенты, применяемые при полимерном заводнении, а также модификации полимерного заводнения с применением разных полимерных составов в различных геологических условиях.

Наиболее эффективной модификацией оказалась технология полимерного заводнения с применением термообратимых гелей, обеспечивающая наибольший объем извлечения углеводородов за счет увеличения пласта заводнением. Технология позволяет проводить заводнение в условиях высоких температурных режимах, не подвергая полимер термической деструкции.

Область применения: нефтяные месторождения, нагнетательные и добывающие скважины

Потенциальная экономическая эффективность связана с дополнительной добычи нефти за счет применения полимерного заводнения.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ 9
1. ИСТОРИЯ И ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ 11
1.1. История применения полимерного заводнения. 11
1.2 Современные подходы к полимерному заводнению. 13
1.3 Характеристика группы полимеров полиакриламида 21
1.4 Физико-химические процессы полимеров 27
2 АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ. 31
2.1 Этапы процесса внедрения полимерного заводнения 31
2.2 Критерии выбора объектов заводнения. 32
2.3 Анализ геологических критериев применимости полимерного заводнения 33
2.4 Производство полимеров 36
2.5 Технология полимерного заводнения 38
2.5.1 Технология подготовки воды 38
2.5.2 Технология приготовления раствора 44
2.5.1 Технология подготовки воды 46
2.6 Модифицированные методы полимерного заводнения 49
2.6.1 Полимерное заводнение на основе Вязкоупругого поверхностно-активного состава (ВУПАС) 49
2.6.2 Эффективность биополимерного заводнения на примере Самотлорского месторождения 57
2.6.3 Полимерное заводнение на основе термообратимых гелей 63
2.6.4 Применение модифицированного полимерного заводнения с капсулированными полимерными системами (КПС) 65
3. ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫБОРУ МОДИФИКАЦИИ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ 73
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ 78
4.1 Потенциальные потребители технологии 78
4.2 Технология QuaD 79
4.3 Бюджет технологии проведения полимерного заводнения 81

4.3.1 Исходные данные для расчета чистой прибыли при извлечении дополнительного объема нефти за счет проведения полимерного заводнения . 81
4.3.2 Расчет расходов на полимерное заводнение 82
4.3.3 Экономическая эффективность полимерного заводнения 83
4.3.4 Расчет чистой прибыли 83
4.4 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности технологии 85
4.5 SWOT-анализ 87
4.6 Разработка графика анализа технологии 90
4.7 Вывод по экономическому разделу 92
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ 95
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности 95
5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия отклонение показателей климата на открытом воздухе 98
5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия 101
5.3 Экологическая безопасность 102
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях 104
ЗАКЛЮЧЕНИЕ 106
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ 107

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день множество месторождений пребывают в состоянии поздней стадии разработки, что негативно сказывается на показателях добычи нефти и газа. На месторождениях появляется острая необходимость в применении методов повышения нефтеотдачи, главными задачами которых являются увеличение коэффициента извлечения нефти, коэффициента охвата, а также воздействие на слабодренируемые участки пластов. Для этих целей часто применяется технология заводнения, после проведения которой имеются положительные результаты. Однако с ростом добытой нефти происходит параллельный рост обводненности. Поэтому для более эффективного извлечения флюида из пласта целесообразнее использование полимерного заводнения.

Полимерное заводнение является наиболее современным методом в отличии от традиционного заводнения водой. Метод эффективно используется в условиях различных стадий разработки месторождения с неравномерной проницаемостью, в разных по строению коллекторах, не требует больших расходов реагентов, а также нет необходимости в дорогостоящем оборудовании. За основу берется полимер и его свойства, которые увеличивают вязкость воды, что положительно сказывается на эффективности технологии. Немаловажным свойством полимера является снижение динамической неоднородности потока флюида, что в свою очередь увеличивает охват заводнения. Полимерный раствор предотвращает прорыв воды по высокопроницаемым каналам к добывающим скважинам, стабилизирует и выравнивает фронт вытеснения.

Данный методом повышения нефтеотдачи является наиболее распространенным, эффективность применения которого подтверждается результатами опытно-промышленных испытаний.

Актуальность данной работы: применение технологии полимерного заводнения вместо традиционного.

Целью работы является обоснование эффективности технологии полимерного заводнения в различных геологических условиях.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

1. Изучить геолого-физические условия для эффективного применения технологии;
2. Проанализировать процесс деструкции полимеров
3. Оценить эффективность современных модификаций полимерного заводнения в различных геологических условиях.

1. ИСТОРИЯ И ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ

1.1. История применения полимерного заводнения.

Отправной точной отсчета в изучении полимерного заводнения считается конец 1950-х годов. На месторождениях испытывается с 1960-х. Испытания для проверки эффективности данного метода в промышленных масштабах осуществлялся по всему миру: США, Франции, Аргентине, Бразилии и т.д.

Советский Союз также не отставал в этой области и уже в 1966 году в Куйбышевской области, на Орлянском месторождении было проведено полимерное заводнение с использованием акриламида в промышленном объеме. Результаты были следующими: 1800 т дополнительно добытой нефти на 1 т закачанного реагента.

Стоит отметить, что в то время еще отсутствовали рынки акриламида. Нефтяные компании использовали некоторые полимеры, которые производились для обогащения руды и очистки бытовой воды в своих целях.

Технология показывала высокую эффективность, после проведения полимерного заводнения на месторождениях СССР и США. Динамика добычи сырой нефти росла, КИН увеличивался в среднем на 5-6%. [1]

На многих месторождениях мира начинали применять полимерное заводнение, которое хорошо справлялась с поставленными задачами. Так на месторождении Ниагара Филд штата Кентукки в пласт из песчаника с проницаемостью 0,02 $мкм^2$, была закачана полимерная смесь, в результате чего нефтеотдача по сравнению с заводнением увеличилась.

Месторождение Норс – Хосвил, Техас. Известняковый пласт с проницаемостью 0,05 $мкм^2$ и вязкостью нефти 0,07 – 0,09 $мПа * с$. Положительный результат в виде увеличения коэффициента извлечения нефти на 3,3 %.

Интерес к полимерам сильно повысился, и тогда фирмы производителей полимеров решили создать международный рынок синтетических

водорастворимых полимеров и их видов, которых на тот момент был более десяти. Несмотря на политические сложности, между отечественными нефтяниками, специализирующимися в области технологии полимерного заводнения, и зарубежными химиками-производителями полимеров установились тесные научно-политические отношения. Иностранные фирмы поставляли образцы различных полимеров, возможные для эффективного заводнения, которые проверялись по совокупности технологических свойств в лабораторных и промысловых условиях. В результате сотрудничества к концу 70 годов была выделена группа полимеров акриламида, которые наиболее точно удовлетворяли требования к полимерам-загустителям, применяемых для увеличения добычи нефти. Эталоном того времени считался полимер от японской фирмы «Dai-Ichi Kogyo Seiyaki Co. Ltd» марки DKS-ORPF-40NT. В СССР была разработана программа про производству полимера свойства которого близки к DKS-ORPF-40NT количеством в 25 тыс. т в год. Однако из-за распада СССР программ была остановлена, хоть и была близка к реализации. В наше время отечественная промышленность не выпускает ни одного подходящего полимера акриламида, который бы использовался в полимерном заводнении [1].

Отечественный опыт применения технологии говорит нам о том, что полимерное заводнение испытывается на разных месторождениях с различными по геолого-физическим свойствам. Заводнялись пласты сложенные песками, песчаниками и конгломератами, а также заглинизированными песчаниками. Отметим, что в других материалах неоднократно сообщалось об успешном применении полимерного заводнения в известняках, однако, при этом наблюдаются большие потери полимера вследствие адсорбции на породе. Поэтому тип коллектора в принципе не является фактором, ограничивающим область применения метода, однако по экономическим причинам терригенный тип коллектора более благоприятен.

Также опыт показал, что наиболее благоприятной глубинной залегания пластов колеблется в пределах от 570 – 2300 метров. Данный параметр не

является строгой необходимостью при планировке разработки месторождения, однако данную технологию не рекомендуют применять как на маленьких глубинах залегания, так и на глубоких значениях. На малых глубинах главной причиной является давление закачки, которое может быть близким к давлению гидроразрыва. На большой глубине главным образом влияет высокая температура и повышенная минерализация пластовой воды.

Немало полезной информации было получено с опытов закачивания полимерной смеси и про другим параметрам, влияющих на эффективность данной технологии (эффективная толщина, проницаемость пласта, средняя проницаемость пласта, пористость и т.д) [1].

1.2 Современные подходы к полимерному заводнению.

В последние годы все большую популярность получает заводнение, в состав которого входит несколько компонентов: поверхностно-активное вещество (ПАВ), щелочной агент и сам полимер. Такое воздействие на пласт называется щелочно – ПАВ – полимерное заводнение или же ASP – заводнение. Полимер для такого типа заводнения был разработан в 80-х годах 20-го века компания Shell в США.

Поверхностно-активное вещество при оптимальных параметрах образует солюбилизированную систему (микроэмульсию). За счет этого величина межфазного натяжения достигает сверхнизких значений, что способствует снижению остаточной нефтенасыщенности при вытеснении. Щелочной агент помогает защитить раствор ASP от двухвалентных ионов, снижает адсорбцию ПАВ на породе и образует при контакте с «активной» нефтью дополнительные поверхностно-активные компоненты, которые приводят к снижению межфазного натяжения. Он также изменяет смачиваемость породы и регулирует соленость. В качестве щелочного агента используются гидроксид и карбонат натрия, силикат натрия, фосфат натрия, гидроксид аммония и т.д. Полимер повышает эффективность вытеснения за счет увеличения вязкости раствора ASP. Используются два типа полимеров: полиакриламид, как правило, частично

гидролизованный (HPAM), и полисахарид – ксантановая смола. Также, при наличии кислой нефти ПАВ вступает в реакцию с серой в результате чего происходит дополнительное образование некоторого объема ПАВ [2].

Получается, что в данном методе каждый компонент раствора оказывает свое определенное воздействие на пласт.

Компания «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.», совместная компания с ПАО «Газпром нефть» и Shell, в 2008 году начала изучение оптимального состава АСП. Очень важно подобрать состав реагента, который будет удовлетворять геологическим и техническим параметрам и особенностям закачиваемого пласта. Проведя испытания в 2009 году на одной из скважин было установлено, что с помощью данного заводнения можно выработать до 30% остаточной нефти.

На Западно-Салымском месторождении применяется технология ASP-заводнения. В 2014-2015 годах на месторождении было пробурено 5 скважин и построено необходимое оборудование: установка смещения, блок разделения эмульсии и трубопровод АСП. С 2016 года начали закачку реагента в пласт. По прогнозам специалистов применение технологии АСП-заводнения в ближайшие 15 лет позволит добыть дополнительно до 25 млн тонн нефти, что означает увеличение КИН примерно на 10% в целом по месторождению. На тех участках, где непосредственно будет использоваться данная технология ожидается прирост КИН на 15-20%.

Использование ASP-заводнения на территории Ханты-Мансийского автономного округа увеличит объем добываемой нефти примерно на 2,35 млрд тонн [2].

Из-за наличия особенностей в пластовых условиях ASP-заводнение, наряду с другими химическими заводнениями, стало масштабно применяться в Китае. Первые промысловые испытания прошли в 1992 году на месторождении Шэнли. Результат от ASP-заводнения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты применения ASP заводнения на пилотных и промышленных испытаниях в Китае

Месторож-дение	Технология	Тип испытаний	Начало закачки	Площадь, км2	Сетка скважин	Расстояние между скв.	Нагн. скв.	Добыв. скв.	Пирост КИН, %
Daqing	ASP	Пилотные	Февраль 1996	11.6	5-точечная	250	75	88	15.6
		Промышленные	Сентябрь 1994	0.09	5-точечная	106	4	9	21.9
			Май 1996	0.3	5-точечная	200	4	9	19.4
			Март 1997	0.75	5-точечная	250	6	12	20.6
			Июль 2006	1.73	5-точечная	175	29	39	19.8
			Июль 2006	1.92	5-точечная	125	49	63	30.2
			Апрель 2008	1.42	5-точечная	120	44	62	20.3
			Октябрь 2008	1.21	5-точечная	125	35	44	29.4
		Промышленные*	Октябрь 2007	5.37	5-точечная	150	73	79	17.1
			Ноябрь 2008	6.94	5-точечная	150	93	94	16.4
			Май 2009	4.72	5-точечная	141	99	110	19.9
			Октябрь 2009	4.77	5-точечная	141	110	104	20.5
Shengli	ASP	Пилотные	Февраль 1992	n/a	5-точечная	150	4	9	16.8
		Промышленные**	Май 1997	0.61	5-точечная	210	6	13	14.9
Xinjiang	ASP	Пилотные	Июль 1996	n/a	5-точечная	50	4	9	24
		Промышленные**	Сентябрь 2014	0.63	5-точечная	142	9	16	20.5

* означает расширенное промышленное испытание, которое полностью подготовлено к промышленному испытанию.

** означает промышленные испытания, которые очень близки к промышленному применению с небольшим количеством проблем.

Из таблицы 1 видно, что КИН по трем месторождениям в среднем увеличился на 20 %. Эта информация доказывает, что ASP заводнение является наиболее перспективным из химических методов. К примеру, при использовании обычного полимерного заводнения прирост КИН составил 11%.

Технология ASP заводнения вступила в стадию коммерческого применения в Китае в Daqing с 2014 года. Добыча сырой нефти в результате заводнения ASP в 2016 и 2017 годах составила 3,51 млн. тонн и 4,07 млн. тонн, что составляет 9 % и 11 % годовой общей добычи нефти соответственно. В настоящее время Daqing имеется 24 активных промышленных блока с ASP заводнением, покрывающих начальные геологические запасы на 3.3 % (209 млн. тонн). До 1 мая 2017 года совокупная добыча нефти в результате заводнения ASP на нефтяном месторождении Daqing составила 21,57 млн. тонн на сумму около

10 млрд долларов США. Ежегодную добычу нефти с применением ASP заводнения на месторождении Daqing можно увидеть на рисунке 1.

Рисунок 1 – Ежегодная добыча нефти с применением ASP заводнения на месторождении Daqing

При применении ASP заводнения вред на окружающую среду резко снижается. Для данной технологии не требуется дополнительная инфраструктура, следовательно, количество отходов уменьшается. Реагенты нетоксичны и используются в бытовой химии, к примеру ПАВ и сода, полимеры применяются в водоочистке. Срок нефтедобычи при ASP заводнении колеблется в среднем 3-5 лет, а при традиционном заводнении эта цифра достигает десятилетия. [3]

Эффективность метода будет выше, если на месторождении: низковязкая нефть (10 мПа·с в пласте), низкая температура (от 45 до 50 °С), средняя или высокая проницаемость (от 500 до 5000 мД), большие запасы.

Анализ международного опыта исследования и использования метода ASP заводнения, позволяет сделать следующие выводы:

– КИН в промысловых и лабораторных испытаний колеблется около 0,2

– выполнимость, потенциал и эффективность ASP заводнения продолжает расти, исходя из результатов промышленного применения, а также усовершенствование химических реагентов

– применение ASP технологии в промышленных масштабах в России возможно только при увеличении объема фундаментальных и прикладных исследований механизма вытеснения нефти из пластов с использованием процесса ASP заводнения и усовершенствовании его промышленных испытаний на нефтяных месторождениях,

– производство отечественного ПАВ, создание технологии подбора ASP реагентов для различных месторождений позволят уменьшить стоимость барреля нефти, добытого при использовании данной технологии.

Помимо ASP заводнения интересным направлением является работа с нанокомпозитами. За основу берется водорастворимый полимер КМЦ (карбоксиметилцеллюлоза) к которому добавляют наночастицы алюминия Al и меди Cu для уменьшения чувствительности к температуре и минерализации вод, а также для более эффективного вытеснения трудноизвлекаемой нефти.

В качестве исследования была отобрана нефть с месторождения Гала Апшеронского полуострова. Были использованы: водорастворимый полимер КМЦ, нанопорошки алюминия и меди размерностью 40-60 нм, прибор для определения поверхностного натяжения DSA30 (Kruss, Германия) и метод определения Pendantdrop (PD), прибор для определения вязкости – вискозиметр от Brookfield, прибор для измерения краевого угла смачиваемости DSA30 и метод определения Sessiledrop (PD). По таблице 2 и рисунку 2 видно, что все составляющие нанокомпозитов положительно влияют на уменьшение вязкости нефти [4].

Таблица 2 – Значение вязкостей исследуемых образцов

Образец	Компонентный состав				Вязкость, спз
	Нефть, мл	КМЦ, водный раствор %	Cu (40-60 нм) НЧ,г	Al (40-60 нм) НЧ,г	
1. Нефть	150	-	-	-	6,03
2. Нефть + КМЦ	150	7,5			5,8
3. Нефть + Cu НЧ	150	-	0,075	-	6

Продолжение таблицы 2

4. Нефть +КМЦ + Cu НЧ	150	7,5	0,075	-	5,72
5. Нефть + Al НЧ	150	-	-	0,075	5,86
6. Нефть + КМЦ + Al НЧ	150	7,5	-	0,075	5,64

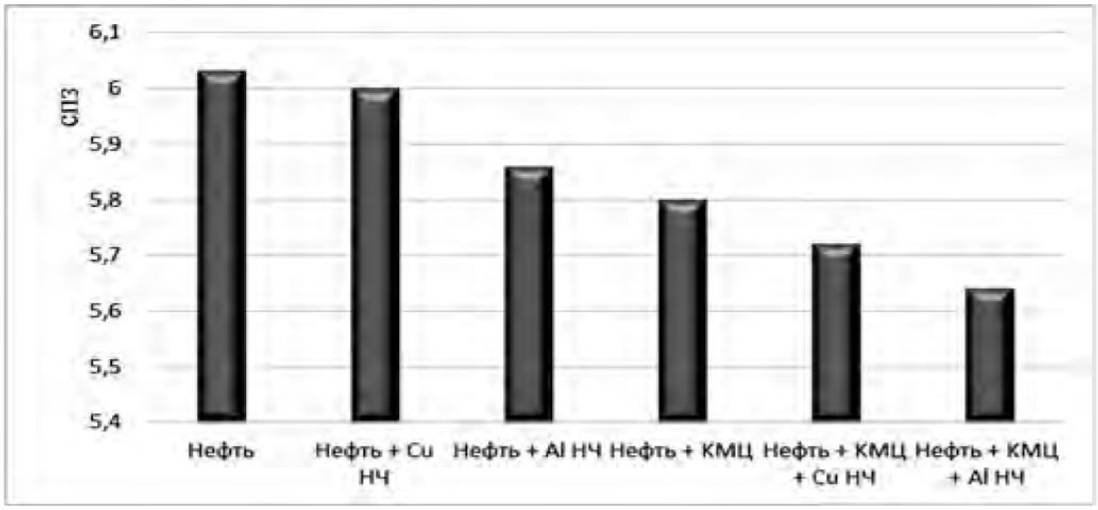

Рисунок 2 – Изменение вязкости образцов

Как видно из таблицы 2 и рисунка 2, все составляющие предложенных полимерных нанокомпозитов способствуют уменьшению вязкости нефти. Из результатов исследований следует, что хоть наночастицы Al и Cu и уменьшают вязкость сырой нефти, но в составе наносистемы с КМЦ значение вязкости нефти уменьшается больше. Этот факт можно объяснить тем, что в составе полимерного нанокомпозита наночастицы распределены равномерно и их влияние на нефть сильнее благодаря большей площади взаимодействия. Если взглянуть с другой стороны, то можно сказать, что находящиеся в составе полимерного нанокомпозита наночастицы в некоторой степени стабилизируются самим полимером, что приводит к уменьшению влияния процесса агломерации, а это увеличивает общую площать наночастиц.

Если сравнивать нанопорошки Al и Cu, то по данным представленных в таблицах видно, что нанокомпозиты в составе которых есть Al сильнее уменьшают коэффициент вязкости, чем нанокомпозит с Cu. Объясняется это тем,

что у алюминия реакционная способность выше чем у меди. Уменьшение коэффициента вязкости напрямую влияет на эффективность заводнения, потому что нефть становится более подвижной с ростом уменьшения вязкости.

Еще одним фактором, влияющий на эффективность заводнения, является поверхностное натяжение, которое в свою очередь зависит от химического состава. Так ароматические углеводородные соединения имеют наибольшее поверхностное натяжение, парафиновые обладают наименьшим, а нафтеновые расположились посередине, при условии одинаковом числе углеводородных атомов. Из таблицы 3 и рисунка 3 видно, что исследуемые нанокомпозиты в связке с Al и Cu благоприятно сказываются на снижении поверхностного натяжения нефти.

Таблица 3 - Поверхностное натяжение исследуемых образцов

Образец	Компонентный состав				Поверхностное натяжения, σ (мН/м)
	Нефть, мл	КМЦ, водный раствор %	Cu (40-60 нм) НЧ,г	Al (40-60 нм) НЧ,г	
1. Нефть	150	-	-	-	25.9
2. Нефть + КМЦ	150	7,5			24.37
3. Нефть + Cu НЧ	150	-	0,075	-	24.16
4. Нефть + КМЦ + Cu НЧ	150	7,5	0,075	-	23.24
5. Нефть + Al НЧ	150	-	-	0,075	23.01
6. Нефть + КМЦ + Al НЧ	150	7,5	-	0,075	22.03

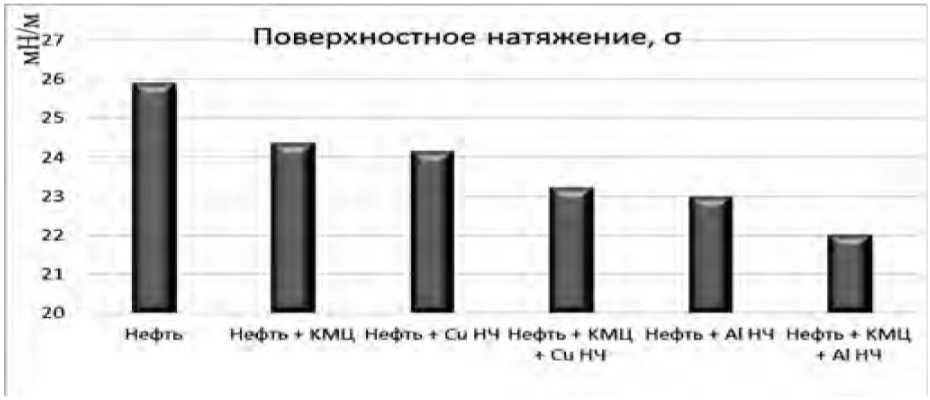

Рисунок 3 – Изменение поверхностого натяжения

Уменьшение поверхностого натяжения объясняется тем, что КМЦ проявляет свойства поверхностно – активного вещества. Под влиянием нанопорошков Al и Cu нефть окисляется из-за чего увеличивается количество парафиновых соединений, а ароматических уменьшается, что приводит к снижению поверхностного натяжения.

Значения угла смачивания также изменялись, что видно из таблицы 4 и рисунка 4.

Таблица 4 – Краевой угол смачивания

Образец	Компонентный состав				Угол смачиваемости, θ, градусы
	Нефть, мл	КМЦ, водный раствор %	Cu (40-60 нм) НЧ,г	Al (40-60 нм) НЧ,г	
1. Нефть	150	-	-	-	20,9
2. Нефть + КМЦ	150	7,5			17,1
3. Нефть + Cu НЧ	150	-	0,075	-	20
4. Нефть +КМЦ + Cu НЧ	150	7,5	0,075	-	16,3
5. Нефть + Al НЧ	150	-	-	0,075	18,9
6. Нефть + КМЦ + Al НЧ	150	7,5	-	0,075	15

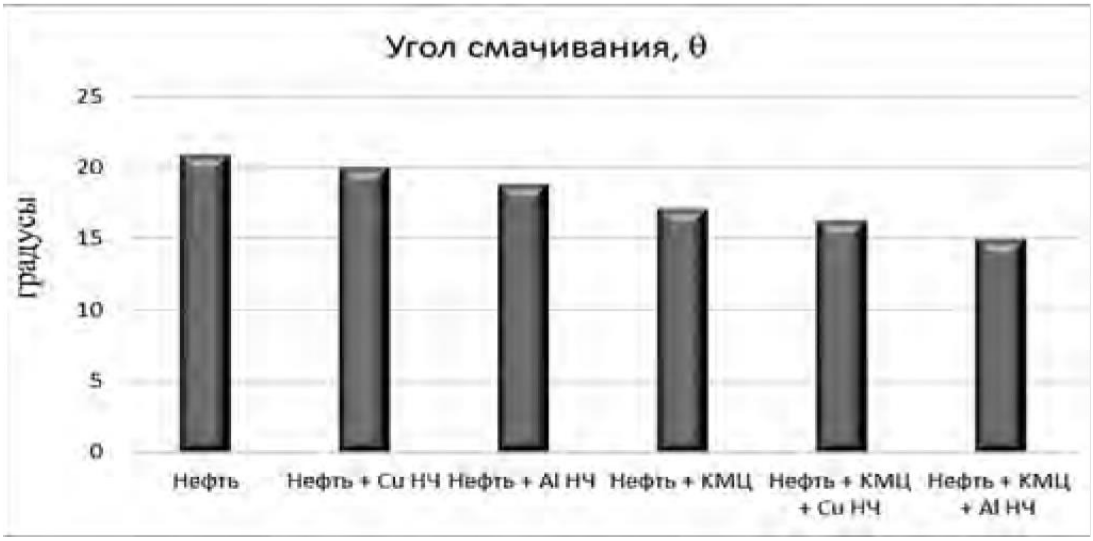

Рисунок 4 – Изменение краевого угла смачивания

Влияние частиц нанопорошка Al на изменение краевого угла сильнее, чем частицы нанопорошка Cu. С уменьшением краевого угла смачивания поверхность становится более гидрофильной, что в свою очередь увеличивает нефтеотдачу [4].

1.3 Характеристика группы полимеров полиакриламида

Молекулярные характеристики

Первые попытки полимерного заводнения были примерно 50 лет назад, тогда в качестве закачиваемого реагента был предложен акриламид, который был синтезирован в полимерную цепочку в лабораторных условиях. Полевым испытаниям были подвержены и другие реагенты: природные полимеры (полученные на основе производных целлюлозы, полисахариды и биополимеры), а также полиоксиэтилен, который относится к синтезированным полимерам.

В наше время рынок полимеров в основном представлен в виде акриламида и его класса соединений, так как многолетние полевые и лабораторные испытания в России и в других странах, показали, что другие полимеры уступают полиакриламиду как в технических и технологических, так и в экономических соображениях. Однако и другие полимеры стали полезными для проведения данной технологии: они используются в качестве модифицирующей добавки. Структурная формула гидролизованного полиакриламида представлена на рисунке 5.

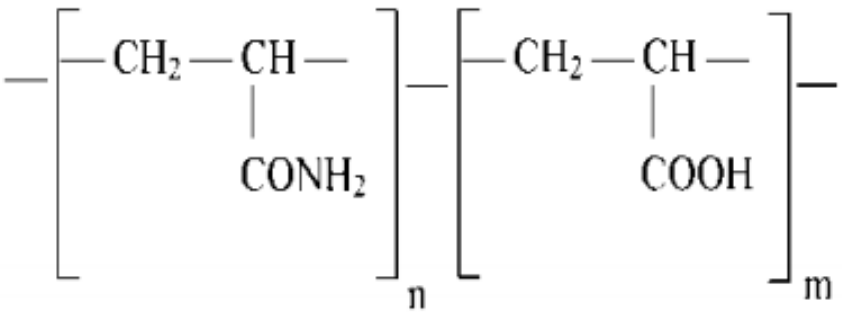

Рисунок 5 - Структурная формула гидролизованного полиакриламида

Сумма (m+n) в данной формуле характеризует степень полимеризации. Также с помощью коэффициентов можно расчитать степень гидролиза $\alpha_{гидр}$, который показывает мольную долю карбоксильных от всего числа имеющихся функциональных групп, рассчитывается по формуле (1):

$$\alpha_{гидр} = \frac{m}{m+n} \quad (1)$$

Технические требования к группе полимеров полиакриламида представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Технические требования к группе полимеров полиакриламида

№	**Наименование показателя**	**Единица измерения**	**Норма**
1	Товарная форма	-	порошок
2	Дисперсность порошка: - фракции с размером частиц менее 0,25 мм - фракции с размером частиц более 1,0 мм	% масс	Не более 10 Не более 10
3	Содержание основного вещества	% масс	Не менее 90
4	Содержание акриламида	% масс	Не более 0,1
5	Характеристическая вязкость	дл/г	15-20
6	Содержание карбоксильных групп	% моль	5-30
7	Время растворения: - в пресной воде - в соленой воде	мин	Не более 60 Не более 240
8	Нерастворимый остаток	% масс	Не более 0,3
9	Фильтруемость растворов ПАА в пористой		Не менее 5
10	Фактор сопротивления механически деструктированных растворов ПАА		Не менее 5
11	Остаточный фактор сопротивления		Не менее 2
12	Коэффициент стойкости к термоокислительной деструкции		Не менее 0,8
13	Срок хранения полимера	мес	Не менее 12

В таблице представлены две молекулярные характеристики: содержание карбоксильных групп (степень гидролиза) и характеристическая вязкость.

Характеристическую вязкость называют предельным числом вязкости и связь с молекулярной массой представлена в уравнении Марка-Куна-Хаувинка.

Увеличение вязкости воды, в которой растворен полимер называют загущающей способностью [5]. Загущение зависит от концентрации и молекулярной массы полимера и представлена на рисунке 6.

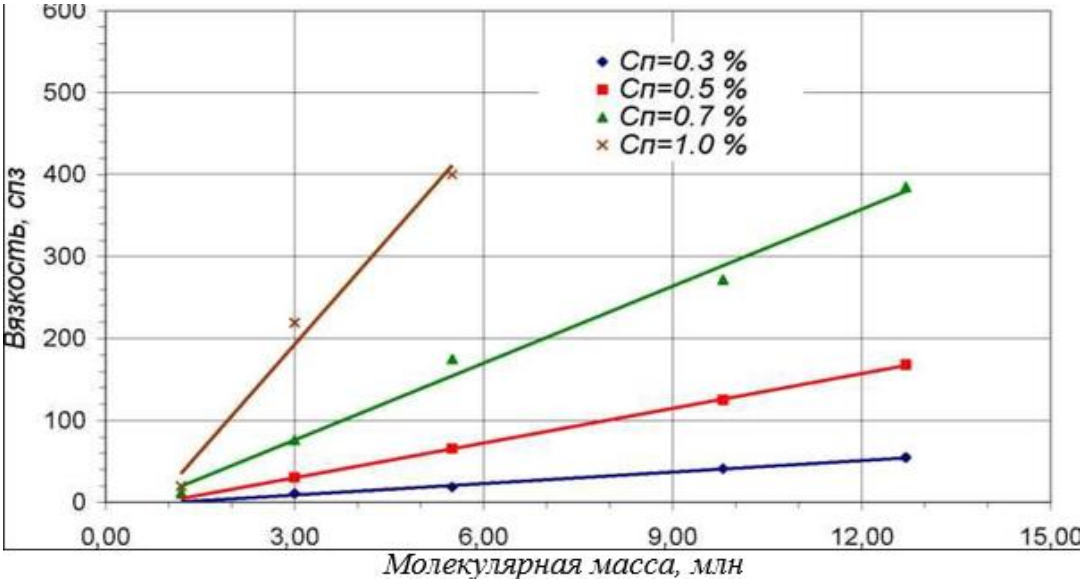

Рисунок 6 - Зависимость вязкости растворов полиакриламидов от молекулярной массы

Минерализация растворителя 15 г/л; температура =25°С; j=6,1 с $^{-1}$

Вязкость может дополнительно увеличится из-за заряженных карбоксильных групп, которые имеют свойство полиэлектролитного набухания. Чем больше степень гидролиза, тем больше вязкость. Влияние степени гидролиза на вязкость представлена на рисунке 7.

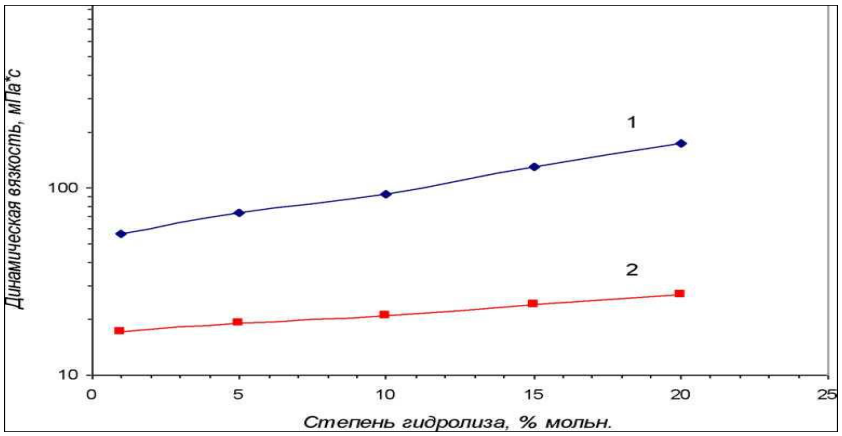

Рисунок 7 - Влияние степени гидролиза ПАА (ММ=15 млн.) на вязкость растворов (1- пресная вода; 2- минерализованная вода)

Температура 25 градусов, скорость сдвига 6,1 с $^{-1}$, Сп=0,2 %;

Данный эффект набухания хорошо проявляется в пресных водах, где низкая минерализация. С ростом минерализации (количество растворимых солей, играющие роль электролитов), вязкость полимерного раствора в результате подавления полиэлектролитного набухания уменьшается.

Молекулярные массы полимеров, используемые в промышленности, варьируются от 210 тыс. до 30 млн. Степень гидролиза $\alpha_{гидр}$ от 0 до 60%.

При полимерном заводнении хорошо зарекомендовали себя полимеры высокой молекулярной массой, а также степенью гидролиза.

Используемые полимеры в СССР имели массу 10-15 млн. со степенью гидролиза около 15%. В настоящий момент времени перешли к полимерам с массой до 20 млн. и степенью гидролиза до 30%.

При слишком высокой молекулярной массе происходит ухудшение растворимости полимера в жидкости. Увеличение степени гидролиза также ведет за собой негативные последствия: при $\alpha_{гидр} > 30\%$ происходит высаливание полимера при контакте пластовой воды с растворенными солями щелочноземельных металлов (главным образом кальция и магния) с закачиваемой водой. Высаливание также может происходит и при степени гидролиза от 20 до 30%, если температура более 60 градусов. Связано это с самопроизвольным гидролизом амидов полимера, с образованием гидроксильных групп, при повышенных температурных режимах [5].

Физико-химические характеристики полимеров

Растворимость

Товарный вид практически всех полимеров имеет порошкообразный вид, который содержит в себе от 89 до 90 процентов основного вещества. Полимер, как правило, растворяется в линии нагнетания, в состав которой входят подземные трубопроводы, ведущие от узла дозировки до устья нагнетательных скважин. Обычно раствор закачивается через НКТ, но бывают случаи, когда закачка происходит через затрубное пространство с целью увеличения времени

движения раствора, для того, чтобы полимер успел раствориться в жидкости. По таблице 4 видно, что по технологическому требованию полимерный порошок должен раствориться не позднее 60 минут в пресной воде, а в минерализированной 240 минут. Время растворения полимерных порошков, выпущенные коммерческими компаниями, которое определялось в лабораторных условиях, примерно равняется табличному значению, которое является нормативным [6].

Время растворения полимера обуславливается молекулярной массой. Сам процесс происходит в две стадии: полимерные частицы набухают, а далее набухшие частицы переходят в раствор. Начальная стадия протекает более продолжительное время в связи с диффузионными процессами. Высокомолекулярные полиакриламиды разных марок имеют похожую кинетику растворения и имеет вид, показанной на рисунке 8.

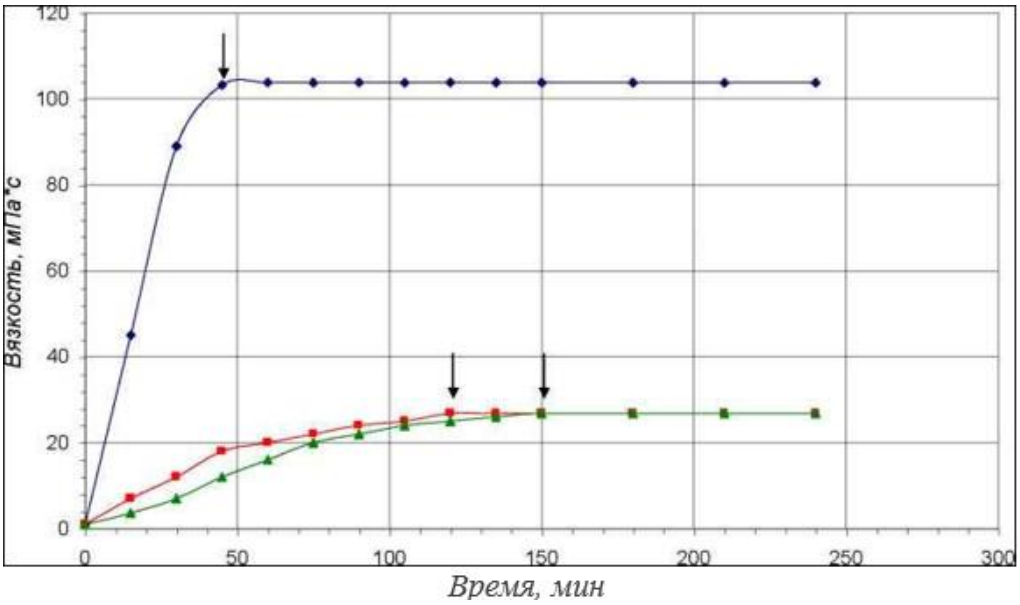

Рисунок 8 – Кинетические кривые растворения полиакриламида марки POLYT-101

(ММ=10,7 млн., $a_г$=5,6%) $C_п$=0,3%, j=6,1 $с^{-1}$

По кинетике растворения полимера хорошо описывается изменение динамической вязкости раствора.

По графику видно, что начальная стадия характеризуется высокой скоростью растворения. В этой стадии происходит растворение вещества до 80 процентов, а потом идет замедление процесса, что в свою очередь связано с разными размерами частиц. Мелкие частицы растворяются и переходят в раствор быстрее, чем крупные. На замедленной стадии происходит переход больших частиц и ассоциатов (конгломератов нескольких макромолкул) в раствор и занимает этот процесс больше времени, чем начальная стадия.

Стоит учитывать тот факт, что скорость растворения полимеров в лабораторных условиях сильно отличаются от полевых.

Полевые испытания полимерного заводнения с использованием сшитых систем полимеров, с последующим отбором проб по технологической линии показывают, что в пласте растворение происходит в 2-3 раза быстрее, чем в лабораторных условиях. Причиной является диффузионный механизм растворения полимеров с высокой молекулярной массой. Частички полимерного порошка имеют вид приближенную к сферическому и в среднем имеют диаметр от 0,15-0,4 мм. При наличии более крупных частиц увеличивается время растворения.

Удалось установить примерную открытую пористость (13 %) частиц полимера с помощью инертной жидкостью, которой насыщали частицы под вакуумом. Из-за малого значения проницаемости площадь поверхности внутренних каналов очень высокая и превышает в 10-50 раз внешнюю площадь сферической частицы.

В лабораторных условиях вода смачивает только внешнюю поверхность частиц полимера, так как проникновению внутрь по поровым каналам препятствуют капиллярные силы, тем самым полимер имеет малую площадь контакта с растворителем. В полевых же условиях полимерная пульпа проходит через линию высокого давления, где оно возрастает от атмосферного до десятков кг/см^2. При таком давлении капиллярные силы не могут противодействовать, и вода легко попадает внутрь частицы и заполняет ее каналы, во много раз

увеличивая площадь контакта воды с полимером, из-за чего скорость растворения возрастает [6].

Вязкостные характеристики

Вязкость, загущенной с помощью полимера, воды играет одну из главных ролей в эффективности ПЗ. Точные значения могут быть рассчитаны только в лабораторных условиях.

Как было сказано ранее, вязкость, которая будет получена, зависит от молекулярных характеристик полимера, температуры и минерализации воды (или растворителя).

1.4 Физико-химические процессы полимеров

Полимерные растворы, закачиваемые в пласт, испытывают температурные нагрузки, давление и т.д. Очень важно, чтобы полимеры имели устойчивую способность к физическим и химическим нагрузкам. Зачастую растворы должны удовлетворять следующим параметрам:

Высокомолекулярные полимеры, закачанные в пласт, подвергаются нагрузкам (высокая температура, давление, скорость, бактерии), что в свою очередь может привести к разрушению молекулярной цепочки – деструкции.

В результате деструкции понижается нефтеотдача, ухудшается процесс заводнения.

Различают несколько видов деструкции:

- Механическая – разрушение полимера при наличии высокого сдвигового напряжения;
- Химическая – образование свободных радикалов;
- Термическая – разрушение вследствие температурных нагрузок;
- Биологическая – разрушение под воздействием бактерий.

Ключевым фактором, влияющим на наличие механического разрушения – это сдвиг. В результате высокого сдвига происходит разрушение цепочки полимера на отдельные части с последующим образованием свободных радикалов, которые в свою очередь приводят к химической деструкции.

Высокие сдвиговые нагрузки наблюдаются в нагнетательной линии, где и происходит основной сдвиг. Связано это в первую очередь с уменьшением внутреннего диаметра (дроссели или клапаны). Также наблюдается сдвиг во время движения жидкости через насосы или в призабойной зоне пласта. В целом на сдвиг влияют несколько факторов:

- Тип полимера – молекулярная масса полимера;
- Свойства скважины – перфорирование, глубина скважины;
- Проницаемость пласта;
- Наземное оборудование – насосы, оборудование для растворения, дроссели.

Получается, что механическая деструкция возникает при высокой скорости жидкости, поэтому скорость потока полимерного раствора в трубах рекомендуется не более 5м/с.

При одинаковом значении сдвига, деструкция будет увеличиваться с ростом молекулярной массы полимера.

Химическая деструкция происходит в результате взаимодействия полимера с молекулами кислорода. Вода, которая используется для растворения полимеров, может содержать в себе растворенный азот, катионы железа и сероводород. Данные элементы способы за счет окислительно-восстановительных реакций образовывать свободные радикалы. Образовавшиеся радикалы вступают в реакцию с полиакриламидом разрушая его, причем один и тот же радикал способен разрушить множество молекул полимера, поэтому реакция является цепной.

Существует несколько методов по уменьшению химической деструкции. Первым и наиболее простым методом является подбор нужной молекулярной массы. Другой же метод основан на использовании поглотителей кислорода (акцепторы). Часто в качестве акцептора является бисульфит аммония NH_4HSO_3, который снижает концентрацию кислорода практически до нуля. Также существует метод по удалению кислорода из воды.

Таким образом, раствор для полимеров при ПЗ не должен содержать кислорода, следует не допускать его попадания в жидкость. Для этого используется азотная защита оборудования при приготовлении раствора.

Термическая деструкция наступает при наличии высокой температурной нагрузки на полимер в пласте, в результате чего начинаются реакции осаждения между катионами (кальция и магния) с гидролизованным полиакриламидом, что в свою очередь приводит к уменьшению вязкости раствора. При понижении вязкости есть риск не достигнуть оптимальное отношение подвижности (меньше 1).

Если пластовая температура не более 80 градусов, то полимеры остаются стабильными. Однако более высокие температуры приводят к потере стабильности. Для того чтобы не наступала термическая деструкция при температурах выше 80 градусов, используются стабилизаторы (сульфотированные мономеры ATBS).

Гидролиз возможен даже при температуре около 50 градусах, что является нормой. Однако происходит это за счет определенного значения pH системы. Это приводит к осаждению кальция и магния на полимере из-за повышенной анионности. Обычно это происходит в карбонатных коллекторах. Поэтому при высоких температурах следует выбирать полимер с низкой анионностью или с низкой кажущейся вязкостью. Если полимер верно подобран для конкретного полимерного заводнения, то в процессе гидролиза на полимере не будут осаждаться соли магния и кальция.

Итак, данный вид деструкции наблюдается при высоких температурных нагрузках. Вязкость раствора будет понижаться, если он содержит катионы двухвалентных металлов, так как происходит осаждение полимера. В этом случае добавляется стабилизатор, способный предостеречь не полимер не только от высокой температуры, но и от осаждения его из раствора.

ПАА менее чувствителен к биологическому воздействию. Однако встречаются случаи, когда происходит биологическая деструкция под воздействием аэробных бактерий. При закачке их с водой происходит окисление

нефти в результате чего образуются бактерии. Также в результате образования сероводорода H2S сульфатвосстанавливающими бактериями (СВБ) получается низкое значение уровня pH. В результате возможна коррозия оборудования или окислительно-восстановительная реакция, в ходе которой будет наблюдаться разрушение полимера. Тем не менее данные процессы встречаются редко и на ограниченных участках, поэтому данный вид деструкции не особо влияет на вязкость полимера [7].

Итак, для того чтобы полимер не разрушился нужно:

1. Использовать бескислородную среду, в которой будет растворяться полимер;
2. Не допускать движение жидкости со скоростью более чем 5 м/с;
3. Использовать полимер низкой анионности;
4. Использовать полимер с низкой чувствительностью к воздействию солей;
5. Использовать полимер, который будет устойчив к разрушению, путем добавления к нему стабилизаторов.

2 АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ.

2.1 Этапы процесса внедрения полимерного заводнения

Зачастую, в первую очередь технология полимерного заводнения начинается с выбора и анализа пластов – кандидатов. После этого идет тщательный анализ, а далее производство полимеров и растворов. Потом следуют полевые испытания и закачка в пласт. На рисунке 9 представлена поэтапная схема критериев принятия полимерного раствора.

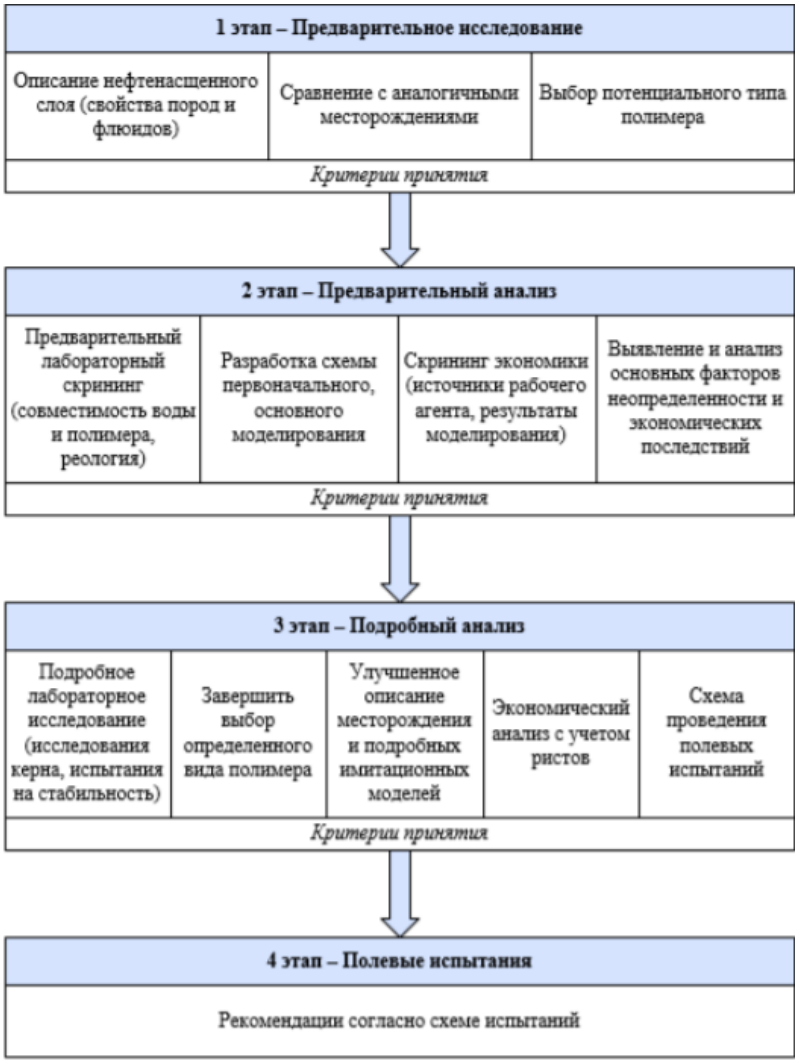

Рисунок 9 – Программа исследования

На первом этапе происходит анализ объектов – кандидатов. Сбор и описание информации о нефтенасыщенном слое. Сравнение с похожими по свойствам пластов-коллекторов месторождениями и выбор наиболее подходящего полимера.

На втором этапе проводят испытания на совместимость воды и полимера, то есть лабораторный скрининг. Разрабатывают схему основного и первоначального моделирования. Подсчитывают экономическую эффективность.

На третьем этапе следуют более подробные лабораторные испытания (исследования керна и т.д). Выбирается определенный вид полимера. Проводится экономический анализ с учетом различных рисков, а также составляется схема проведения испытаний на поле.

На завершающем этапе проводятся полевые испытания полимерного раствора (поведение приемистости, поведение полимера в пористой среде, устойчивый объем закачки, анализ данных по испытаниям и оценка эффективности) [8].

2.2 Критерии выбора объектов заводнения.

Начальным этапом в проектировании проектов полимерного заподнения и их реализации является изучение объекта исследования, то есть пласта – коллектора и находящимся в нем флюидов с учетом условий внутри пласта: давление, температура, минерализация воды и т.д.

Для выбора обычно используется ряд критериев, которые подлежат проверке целесообразности использования полимерного заводнения в данном коллекторе: Температура, Вязкость нефти, коэффициент проницаемости, текущая нефтенасыщенность, минерализация закачиваемой воды.

Из перечисленных критериев применимости наиболее важными являются остаточная нефтенасыщенность и количество остаточных геологических запасов. Вязкость также является одним из важнейших критериев оценки эффективности полимерного заводнения, от значения вязкости нефти

достаточно сильно зависит эффективность технологии, т.к именно при повышенных вязкостях и низкой минерализации метод «раскрывается» и реализуется по максимуму.

Выбор того или иного полимера также зависит от значений вязкости, пластовой температуры и минерализации воды. К примеру, если температура высокая, то применяется полимер на основе термообратимого геля, т.к другие виды полимера будут подвергаться термической деструкции. С ростом температуры и минерализации увеличивается необходимость в увеличении концентрации полимера для подходящей вязкости, чтобы увеличить КИН. В результате чего возрастают расходы на технологию полимерного заводнения.

Однако по рассмотренным критериям не всегда можно получить четкие представления о том, насколько эффективным будет заводнение. Поэтому чаще всего можно выделить два общих правила, на которые всегда стоит опираться при выделении пластов под заводнение:

- Выбор пластов – коллекторов с маленьким коэффициентом охвата заводнением ввиду высокой вязкости нефти или большой степени неоднородности
- Анализ характеристик выбранного объекта с целью решения вопроса – поможет ли полимерное заводнение решить проблему низкого охвата воздействием [9].

2.3 Анализ геологических критериев применимости полимерного заводнения

При разработке многопластовых месторождений не обеспечивается равномерное нефтевытеснение, в результате чего в малопроницаемых зонах остается нефть. Для уменьшения нефти в граничных слоях применяют реагенты, которые улучшают смачиваемость породы вытесняющей водой. Поэтому применение полимерного заводнения (ПЗ) является наиболее перспективным методом увеличения нефтеотдачи.

При неэффективном вытеснении происходит прорыв воды к добывающим скважинам, что способствует увеличению обводнения. В данном случае соотношение подвижностей нефти и воды неблагоприятное (коэффициент подвижности близок к 1), поэтому закачка полимера в пласт повысит коэффициент охвата. Причинами прорывов могут служить: зональная и слоистая неоднородности пласта, залегание подошвенных вод, наличие высокопроницаемых трещин или каналов (особенно характерно для трещиновато-пористого коллектора), а также негерметичность эксплуатационной колонны. Если пласт, даже при благоприятном отношении подвижности воды и нефти, имеет некоторую неоднородность, то в этом случае возможно извлечь нефть из низкопроницаемых пропластков [4].

При применении ПЗ происходит большее нефтевытеснение в сравнении с традиционным заводнением. ПЗ заключается в смешивании воды и полимера, и закачки данного раствора в пласт. Раствор необходимо закачивать до тех пор, пока полимер не заполнит ⅓– ½ порового пространства коллектора. Обычно полимерные растворы представляют собой оторочку размером 40-50% от объема пор.

При выборе полимера необходимо рассмотреть геолого-физические условия (ГФУ) применения для ПЗ, чтобы применение ПЗ было более эффективным. Диапазон ГФУ в последнее время значительно расширился. Это связано с тем, что разработки в нефтехимии позволили адаптировать полимеры и сделать их более устойчивыми к температуре пласта, минерализации пластовой воды и коэффициенту сдвига. Также чтобы полимеры были более устойчивы к жестким средам добавляют специальные защитные добавки. Новые исследования в области ПЗ, учитывая особенности закачки реагента в пласт, уменьшают риск разрушения полимера и повышают эффективность применения технологии. В настоящее время ПЗ осуществляется при больших значениях температур, минерализации и в пластах с тяжелой нефтью. В таблице представлены контрольные параметры полимерного заводнения [10].

Таблица 6 – Параметры применимости полимерного заводнения

Характеристики коллектора	Текущий диапазон применения
Проницаемость, мкм^2	0,01 – 10
Температура, °С	80 – 120
Литологический состав	Песчаник
Вязкость нефти в пласте, Па·с	< 10
Плотность нефти, кг/м^3	> 965,9
Минерализация, г/л	< 270
Нефтенасыщенность, %	> 20

Важную роль при ПЗ играют проницаемость пласта, пластовая температура и минерализация воды. Учитывая тот факт, что в карбонатных коллекторах присутствуют такие ионы, как Ca2+ и Mg2+, в данных коллекторах происходит осаждение полимера солями кальция и магния. Что отрицательно сказывается на процессе заводнения.

Температурное поведение пласта можно оценить с помощью динамики роста температуры с углублением на 1 м (геотермический градиент). Также в этих целях можно использовать значение обратное геотермическому градиенту (геотермическая ступень). В глубинах породы существуют участки как с нормальными показателями температур, так и с аномальными.

В синклиналях, как правило, происходит уменьшение геотермического градиента и, соответственно рост в антиклинальных зонах. Связанно это в первую очередь с тем, что в зоне синклинали находится много глинистой породы, которая слабо проводит тепло. В то время как в антиклиналях идет преобладание песчаных пород, которые хорошо проводят тепло. Температуры принято считать повышенными, если они выше 90°С.

Давление для закачки полимерных растворов в пласт должно быть выше давления обычного заводнения. Соответственно, давление должно быть около 20 МПа. Такое давление необходимо, чтобы поддерживать пластовое давление из-за повышения вязкости вытесняющего агента, появления дополнительного сопротивления среды, а также из-за проявления кажущейся вязкости раствора.

По этим причинам ПЗ окажется малоэффективным в слабопроницаемых пластах. В ходе фильтрации через пористую среду в растворе проявляется

кажущая вязкость, как уже говорилось выше. Вязкость оказывается в 10-20 раз выше вязкости, измеренной вискозиметром. В результате этого ПЗ более эффективности применять для нефти, обладающей высокой вязкостью, чтобы увеличить коэффициент охвата пласта заводнением [10].

2.4 Производство полимеров

Для полимерного заводнения в наши дни чаще всего используют следующие полимеры: ЧГПАА (частично гидролизованный полиакриламид), полиакриламид (ПАА), декстран, полиоксиэтилен поливиниловый спирт, ксантановая смола, карбоксиметилгидроксиэтилцеллюлоза, полиакриловая кислота, гидроксиэтилцеллюлоза, сополимеры акриламида и 2-акриламид 2-метилпропансульфоната (АА/АМПС), полиакриламид и сополимеры акриловой кислоты. Полимеры в основном образуют два класса: полиакриамиды и полисахариды.

Для производства представленных полимеров используются химические реакции сополимеризации и постгидролиза.

Радикальная сополимеризация акриламида + виниловыми мономерами используется для получения сополимеров, обладающие наиболее качественными потребительскими свойствами по сравнению с полиакриламидом. При сополимеризации акриламида с акрилонитрилом образуется полимер, у которого равномернее распределяется заряд по основой цепи (рисунок 10).

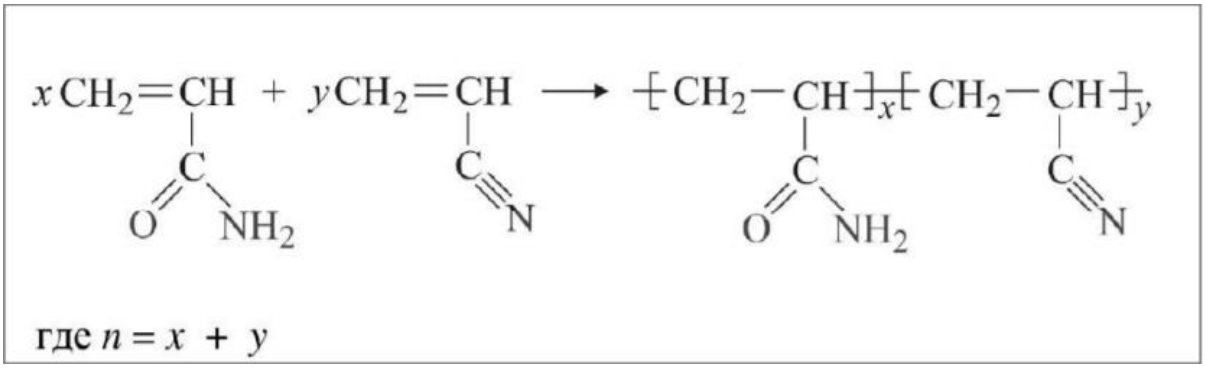

Рисунок 10 – Схема процесса сополимеризации

В процессе химической реакции постгидролиза анионный заряд перераспределяется по всей цепи, благодаря чему полимер имеет различные физические свойства как во время, так и после гидролиза. Гидролизующими агентами в реакции выступают кислоты с низкой молекулярной массой (H2SO4, H3PO4, HCl и др), а также полисульфоновые кислоты. Реакцию постгидролиза полиакриламида в кислой среде можно упрощенно представить следующей схемой, изображенной на рисунке 11.

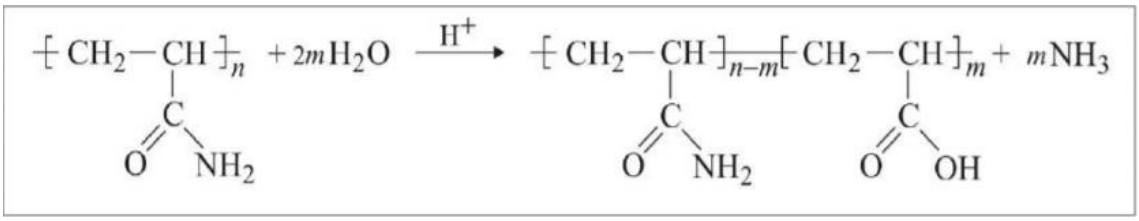

Рисунок 11 – Схема процесса постгидролиза mH_2O

Краткий обзор некоторых элементов, находящиеся в составе полимеров, а также их характеристики и какой эффект они оказывают при использовании полимерного заводнения приведены в таблице 7.

Таблица 7 - Элементы, присутствующие в структуре макромолекул полимера, и их характеристики

Структура	***Характеристики***	***Примеры полимеров***
с атомом –O– в каркасе	Низкая термостойкость, термическая деструкция при высокой температуре, применимы только при температуре менее 80°C	Полиоксиэтилен, альгин, КМЦ, ГЭЦ, ксантановая камедь
с углеродной цепью в каркасе	Хорошая термостойкость, допустимая деструкция при температуре менее 110°C	Поливинил, полиакрилат натрия, полиакриламид, ЧГПАА
$\overset{\vert}{\underset{\vert}{C}}=O$ в гидрофильной группе	Хороший загуститель, меньшая поглощаемость на песчаниках ввиду отталкивания между звеньями цепи, однако выпадение в осадок в присутствии ионов Ca^{2+} и Mg^{2+} и меньшая химическая стойкость	Альгин, КМЦ, ЧГПАА, ксантановая камедь
–OH или $–CONH_2$ в гидрофильной группе	В присутствии ионов Ca^{2+} и Mg^{2+} в осадок не выпадает, хорошая химическая стойкость, однако отталкивание между звеньями цепи отсутствует, следовательно, меньшая вязкость, высокая поглощаемость из-за водородной связи, образующейся на песчаниках	Поливинил, ГЭЦ, полиакриламид, ЧГПАА

Исходя из данных, приведенных в таблице, можно сделать вывод о том, что частично гидролизованный полиакриламид достаточно хорошо подходит для данной технологии [7].

2.5 Технология полимерного заводнения

Процесс проведения закачки полимерного заводнения условно делится на несколько стадий: полимера, подготовка воды и непосредственно закачка раствора в пласт.

Полимеры применяются для заводнения с целью загущения воды. Так при попадании в воду полимера конценрации 0,1% масс вязкость возрастает до 3-4 мПа·с, за счет этого происходит выравнивание фронта вытеснения и предотвращения прорыва воды к скважинам по высокопроницаемым пропласткам.

2.5.1 Технология подготовки воды

Вода является растворителем полимера и основным агентом при заводнении, поэтому требования к её качеству довольно высоки. После отделения воды от нефти её можно использовать для закачивания, однако такая вода обладает высокой минерализацией и требуется произвести процесс подготовки. Помимо пластовой воды можно использовать обычную пресную или даже ливневые, которые попадают в систему канализации на промысле. Данные типы воды называют сточными: пластовые (85-88%), пресные (10-12%) и ливневые (2-3%). Схема закачки ливневых вод описывается следующим образом:

Нагнетательная скважина → пласт → добывающая скважина → система сбора и подготовки нефти и газа с блоком подготовки воды → система ППД.

Попадание в воду кислорода O_2, сероводорода H_2S и двуокиси углерода CO_2 приводит к коррозии, что в свою очередь вызывает попадание химических соединений в воду, которые образуются в процессе взаимодействия металла и коррозионной среды. Помимо этого сокращается срок службы нефтепромыслового оборудования и трубопроводов. Также из-за ливневых вод

возможно содержание сульфатвосстанавливающий бактерий (СВБ), способные приводить полимер к биологической деструкции. За счет жизнедеятельности СВБ происходит выпадение сульфида железа FeS и карбоната кальция $CaCO_3$ [11].

Механические примеси и капельки нефти также присутствуют в сточной воде, из-за чего происходит снижение приемистости пласта.

Подготовка воды включает в себя:

– Коагулирование;
– Декарбонизацию (подщелачиваение);
– Обезжелезивание;
– Хлорирование;
– Фильтрацию;
– Ингибирование.

Коагулирование применяется с целью укрупнения мельчайших взвешанных частиц, которые не осадились. В воду добавляются следующие коагулянты: железный купорос $FeSO_4$, сульфат алюминия $Al_2(SO_4)_3$, хлорид железа $FeCl_3$ и другие. После добавления коагулянта частицы укрупняются, образуя хлопьевидные частицы, затем оседают в воде. Далее проводится фильтрация для очистки воды от взвешенных частиц.

Процесс декарбонизации проводится с целью удаления бикарбонатов магния и кальция из воды. При попадании этих частиц вместе с водой в пласт происходит осаждение, что препятствует фильтрации флюида. Поэтому воду смягчают, т.е подщелачивают гашенной известью $Ca(OH)_2$, в результате чего происходит коагуляция примесей, а pH воды варьируется в пределах 7-8.

Процессом удаления солей железа из воды называется – обезжелезивание. С помощью данного процесса можно избежать железистыми осадками призабойной зоны пласта. Обезжелезивание можно осуществить путем аэрации или известкования. Сущность аэрации состоит в том, что воду обогащают кислородом. Образующийся гидрат окиси железа $Fe(OH)_3$ выпадает в осадок.

Однако часто бывает так, что не удается полностью избавиться от всех солей на основе железа, из-за чего в воде повышается коррозионная активность. Помимо этого минуса оборудование для обезжелезивание дорогое и сложное. При ингибировании воду обрабатывают ингибиторами, которые замедляют коррозионные процессы. Различают ингибиторы сероводородной H_2S , кислородной и углекислотной H_2CO_3 кислоты.

Процесс фильтрации используют для очистки воды от взвешенных частиц. Для удаления микроорганизмов и бактерий воду обрабатывают хлором, т.е. производят хлорирование воды. Иногда для удавления СВБ применяют реагенты-бактерициды. Наиболее эффективным реагентом является формалин [12].

Различают 2 типа установок для очистки воды: открытого и закрытого типа. Установки закрытого типа применяют с целью исключения контакта воды с кислородом, чтобы не допустить химической деструкции.

Установка открытого типа.

На рисунке 12 показана установка открытого типа. С установки по подготовке нефти сточные воды поступают в песколовку (1), где происходит осаждение крупных механических примесей. Далее сточная вода поступает в нефтеловушку (3). На этой стадии происходит отделение основной части нефти и механических примесей. Принцип действия нефтеловушки основан на гравитационном разделении сточной воды при малой скорости движения (менее 0,03 м/с). Данный диапазон скорости можно объяснить тем, что капли нефти, у которых диаметр больше 0,5 мм, успеют всплыть на поверхность. По нефтесборной трубке скопившаяся нефть в ловушке поступает с помощью насоса (2) для повторной обработки на установку подготовки нефти.

С целью доочистки воды от нефти и мехпримесей воду отправляют в пруды-отстойники (4). Отстаивание на данном этапе осуществляется от нескольких часов до двух суток. После данного процесса 41 содержание в воде нефти составляет 30-40 мг/л, механических примесей – 20-30 мг/л. Такой тип подготовки воды достаточен для закачки в поглощающие пласты, поэтому,

проходя через камеры (5 и 6), через насос (7) осуществляется непосредственная закачка.

Однако для нагнетательной скважины необходима более тщательная очистка воды. Поэтому после камеры (5) вода поступает с помощью насоса в фильтры (9 и 10), которые работают попеременно. Зачастую фильтрующим материалом является кварцевый песок размером 0,5-1,5 мм, графит и другие материалы. После прохождения фильтров содержание нефти и мехпримесей заметно снижается и составляет 2-10 мг/л. Далее очищенная вода, поступая в емкость (11), через насос высокого давления (14) отправляется для закачки в пласт. Однако спустя 12-16 часов фильтр загрязняется и вода поступает в другой фильтр, а загрязнённый фильтр промывают. Промывку осуществляют очищенной водой. Её забирают из емкости (11) насосом (13) и пропускают в обратном направлении через фильтр. Промывка осуществляется примерно 15-18 минут. После промывки воды с грязью отправляется в илонакопитель (12).

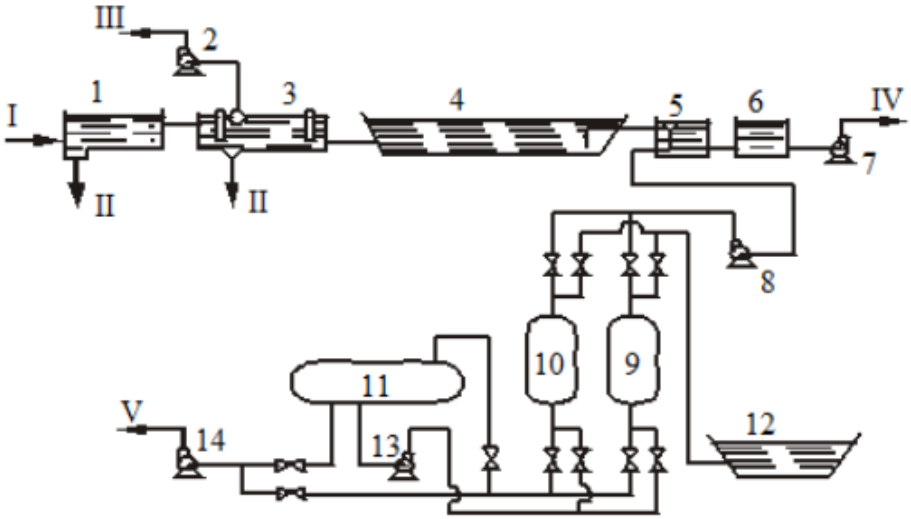

Рисунок 12 – Технологическая схема установки по подготовке сточных вод открытого типа.

I – сточные воды; II – механические примеси; III – нефть; IV – очищенная вода для поглощающих пластов; V – очищенная вода. 1 – песколовка; 2, 7, 8, 13, 14 – насосы; 3 – нефтеловушка; 4 – прудыотстойники; 5, 6 – камеры; 9, 10 – фильтры; 11 – емкость; 12 – илонакопитель.

Установка закрытого типа

На рисунке 13 показана установка закрытого типа. С промысла поступает водонефтяная эмульсия. Происходит турбулентное перемешивание эмульсии с горячей пластовой водой и реагентом-деэмульгатором. Полученная смесь проходит каплеобразователь (1). Происходит изменение типа эмульсии с обратного на прямой. Далее полученная эмульсия подается в резервуаротстойник с жидкостным гидрофильным фильтром (2) через растворитель под слой воды. На данном этапе осуществляется предварительный сброс воды. Гидрофильный фильтр выполнен по типу вертикального резервуара и имеет в своём составе сифонное устройство. Данное устройство позволяет поддержать необходимый слой воды под слоем нефти. После резервуара-отстойника (2) обезвоженная нефть выводится через верхнюю часть и подается в резервуар-отстойник с жидкостным гидрофобным фильтром (3). Выполнение данного фильтра такое же, как и у гидрофильного фильтра и он также имеет сифонное устройство. Вода вводится через лучевой перфорированный распределитель в нефтяной слой, после чего капли воды осаждаются из нефти. Уловленная нефть через верхнюю часть резервуара подается на установку подготовки нефти. Вода, освободившаяся от нефти, отправляется для отстоя. Очищенная вода после резервуара, подается в емкость (4) и насосом (5) закачивается в пласт.

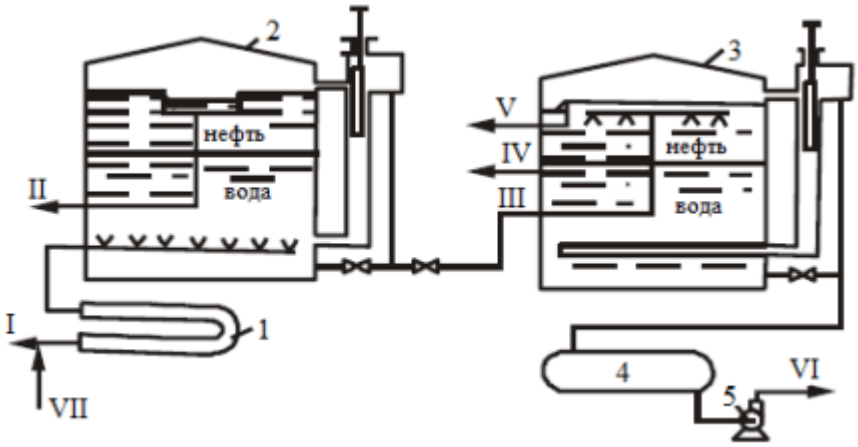

Рисунок 13 – Технологическая схема установки по подготовке сточных вод закрытого типа, основанная на принцип отстоя

I – водонефтяная эмульсия; II – обезвоженная нефть; III – сточная вода; IV – неразрушаемая эмульсия; V – уловленная нефть; VI – очищенная вода; VII – горячая пластовая вода. 1 – каплеобразователь; 2 – гидрофильный фильтр; 3 – гидрофобный жидкостный фильтр; 4 – емкость; 5 – насос.

Требования, применяемые к сточным водам, как к агенту для заводнения сводятся к трем показателям:

- Содержание нефти в воде;
- Содержание механических примесей;
- Совместимость сточной и пластовой воды и породой-коллектором.

Требования к воде для закачки в пласт в процессе заводнения сформулированы в ОСТ 39-225-810 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству» [13]:

- Водородный показатель (pH);
- Фильтрационная характеристика;
- Совместимость с пластовой водой и породой;
- Размер частиц механических примесей и эмульгированной нефти;
- Содержание нефти и механических примесей (таблица 8);

Таблица 8 – Допустимое содержание механических примесей и нефти

Проницаемость пористой среды коллектора, мкм^2	**Коэффициент относительной трещиноватости коллектора**	**Допустимое содержание в воде, мг/л**	
		Механических примесей	**Нефти**
до 0,1 вкл. свыше 0,1	- -	до 3 до 5	до 5 до 10
до 0,35 вкл. свыше 0,35	от 6,5 до 2 вкл. менее 2	до 15 до 30	до 15 до 30
до 0,6 вкл. свыше 0,6	от 35 до 3,6 вкл. менее 3,6	до 40 до 50	до 40 до 50

Содержание растворенного кислорода;

- Набухаемость пластовых глин;
- Коррозионная активность;
- Содержание сероводорода;

– Наличие СВБ;

– Содержание ионов трехвалентного железа.

Контроль за качеством воды необходимо осуществлять дважды: на выходе из водоочистной установки и на устье наиболее удаленной нагнетательной скважины. Исходя из всего вышесказанного можно выделить основные параметры, требуемые для закачиваемой в пласт воды. Данные параметры представлены в таблице 9. Также наиболее важно минимизировать содержание в воде кислорода O2, сероводорода H2S и железа Fe для избегания наступления химической деструкции.

Таблица 9 – Основные требования к качеству закачиваемой воды

Параметр	**Значение**
Содержание нефти в воде	Менее 50 мг/л
Содержание кислорода	Менее 0,5 мг/л
Содержание твердых частиц	Менее 50 мг/л
Развер твердых частиц	Менее 5 мкм/л
Водородный показатель	4,5-8,5

2.5.2 Технология приготовления раствора

Схема может меняться в зависимости от используемого полимера. В основном полимер имеет вид порошка, который нужно предварительно растворить в воде. Схема установки для растворения порошка полимера показана на рисунке 14.

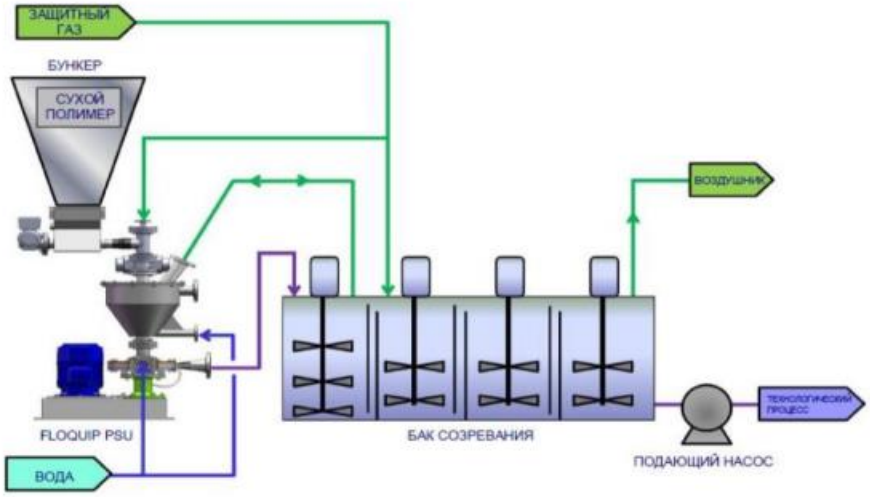

Рисунок 14 – Схема установки для растворения порошка полимера

Установку условно можно разделить на несколько отсеков:

1) Отсек хранения полимера: полимер в виде порошка массой 750 кг хранится в мешках в сухом и теплом месте.

2) Отсек приготовления полимерного раствора. Данный отсек можно разделить на несколько модулей:

Модуль разгрузки полимера. Предназначен для разгрузки полимера из мешков в бункер-накопитель.

Модуль измельчения полимера и поточного дозирования. Используется установка FLOQUIP PSU, также называемся установка ПИМ, французского производства. Установка ПИМ способна растворять полимер с минимальными затратами на время, при этом качество растворения остается очень высоким. Также растворение происходит без образования комков или снижения молекулярной массы полимера.

Бак созревания. После того, как полимер полностью растворился раствор попадает в бак созревания. Он имеет 4 секции, каждая из которых имеет объем 1,1 $м^3$. Полимер переливается из одной секции в другую, в каждой из которой установлена мешалка с мощностью 0,75 кВт, которые осуществляют работу по гомогенизации раствора.

3) Отсек закачки полимерного раствора в скважину. Отсек оборудован плунжерными насосами высокого давления, способные предотвратить механическую деструкцию за счет невысоких значений сдвиговых нагрузок.

4) Отсек генерации азота. Отсек содержит воздушный компрессор для подачи воздуха. Сам процесс базируется на прокачке воздуха через сито на основе углерода, на котором абсорбируется кислород. Азот предотвращает химическую деструкцию полимера.

5) Помещение МСС (центр управления электроприводами), аппаратная. Данные помещения позволяют электрически обеспечивать работу установки.

6) Лаборатория и диспетчерская. Помещения, в которых проводятся подсчеты и анализы полимерного раствора на вязкость [14].

Таким образом, приготовление раствора происходит следующим образом. «Полимер в виде порошка находится в бункере. При помощи дозирующего винта полимер подается в установку измельчения, которая заполнена азотом. На данном этапе происходит разрезание частиц полимера, их постепенное смачивание и смешивание. При просеивании порошка образуется пыль, которую удаляют с помощью воздушника, который установлен за пределами основного помещения. Далее раствор подается в бак дозревания, где осуществляется гидратация и растворение в воде. Полученный маточный раствор разбавляют до целевой концентрации». Через фильтры раствор подается в блок нагнетания на прием трехвинтового насоса. С помощью данного насоса раствор подается на прием насоса кустовой насосной станции (КНС)

2.5.3 Технология закачки полимерного раствора

Система поддержания пластового давления состоит обычно из нескольких достаточно самостоятельных звеньев или элементов, к которым относятся установки предварительного сброса воды (УПСВ), водозаборные устройства, напорные станции первого подъема (насосы подъема сифонных водозаборов или насосы, установленные в водозаборных скважинах)

Кустовые насосные станции (КНС), водораспределительные батареи (ВРБ), высоконапорные водоводы и нагнетательные скважины относятся к сооружениям для закачки воды в пласт. С помощью КНС происходит закачка воды в пласты через нагнетательные скважины для поддержания ППД. Вода, поступающая в нагнетательные скважины из КНС, проходит ВРБ, где она распределяется по скважинам. Транспортируется вода по высоконапорным водоводам. Протяженность водоводов зависит от числа нагнетательных скважин в системе ППД и расстояния между ними, и числа КНС. Чем меньше диаметр высоконапорного водовода, тем большей толщиной должны они обладать. На рисунке 15 представлена принципиальная схема расположения сооружений для осуществления заводнения [15].

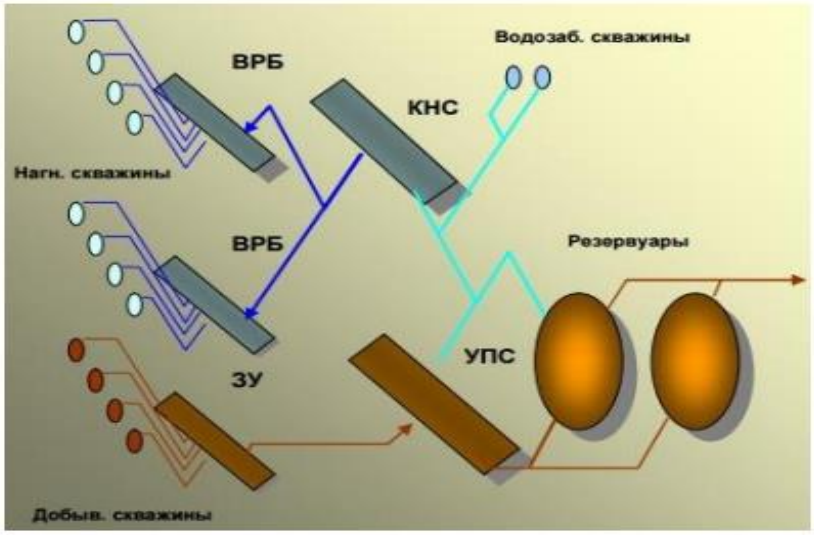

Рисунок 15 – Принципиальная схема системы ППД ВРБ – водораспределительная батарея; КНС – кустовая насосная станция; ЗУ – замерная установка; УПС – установка предварительного сброса воды

Подземное оборудование нагнетательной скважины включает в себя эксплуатационную колонну, насосно-компрессорную трубу и пакер. Наземное оборудование состоит из обвязки устья скважины и нагнетательной арматуры. Оборудование для обслуживания нагнетательной скважины представлено на рисунке 16.

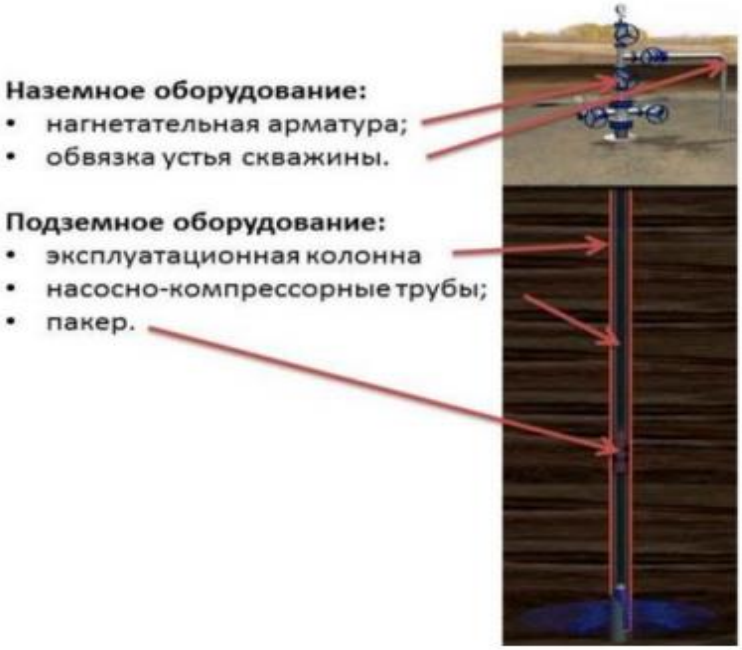

Рисунок 16 – Схема оборудования нагнетательной скважины

Полимерный раствор закачивают небольшими оторочками. Общий объем оторочки полимерного раствора не должен превышать 40-50% от объема порового пространства. Закачка раствора осуществляется из расчета 1-1,5 м3 на 1 м перфорированной толщины. Для более вязких растворов следует применять следующие объемы растворов на 1 м перфорированной толщины скважины в зависимости от приемистости:

– До 100 м3 /сут – 1,5-2,5 м3;
– 100 – 300 м3 /сут – 2,5-4 м3;
– 300 – 600 м3 /сут – 4-5 м3;
– Более 600 м3 /сут – 6-7 м3.

Закачку полимерного раствора следует начинать с половины рассчитанной вязкости и в течение нескольких дней закачать половину необходимого объема до тех пор, пока давление не стабилизируется. Далее необходимо увеличить вязкость полимерного раствора до нужного значения, поддерживая закачку половины объема в течение еще нескольких дней. После этого объем закачки раствора увеличивают до нужного значения.

Проблемы с приемистостью, возникающие при закачке раствора, связаны с тем, что в пласт закачивается вязкий раствор. Мобилизация остаточной нефти приводит к увеличению давления, поэтому необходимо снизить объем закачки полимера и скорость закачки, чтобы не допустить нарушения целостности коллектора. Тем не менее в начальный период закачки приемистость оказывается выше ожидаемой, что связано с наличием микротрещин в пласте, которые образуются в результате бурения или закачки воды, особенно при закачке холодной воды в пласт с высокой пластовой температурой.

Через нагнетательные скважины полученный полимерный раствор необходимой концентрации закачивают в пласт в жидком состоянии (рисунок 17). Вступая во взаимодействие с породой, растворы цементируются в пористой среде, т.е. затвердевают. Этот процесс называется адсорбцией полимеров. Адсорбция приводит к сужению каналов, что ухудшает фильтрацию воды и благодаря чему образуется вал «неактивной» воды на фронте вытеснения.

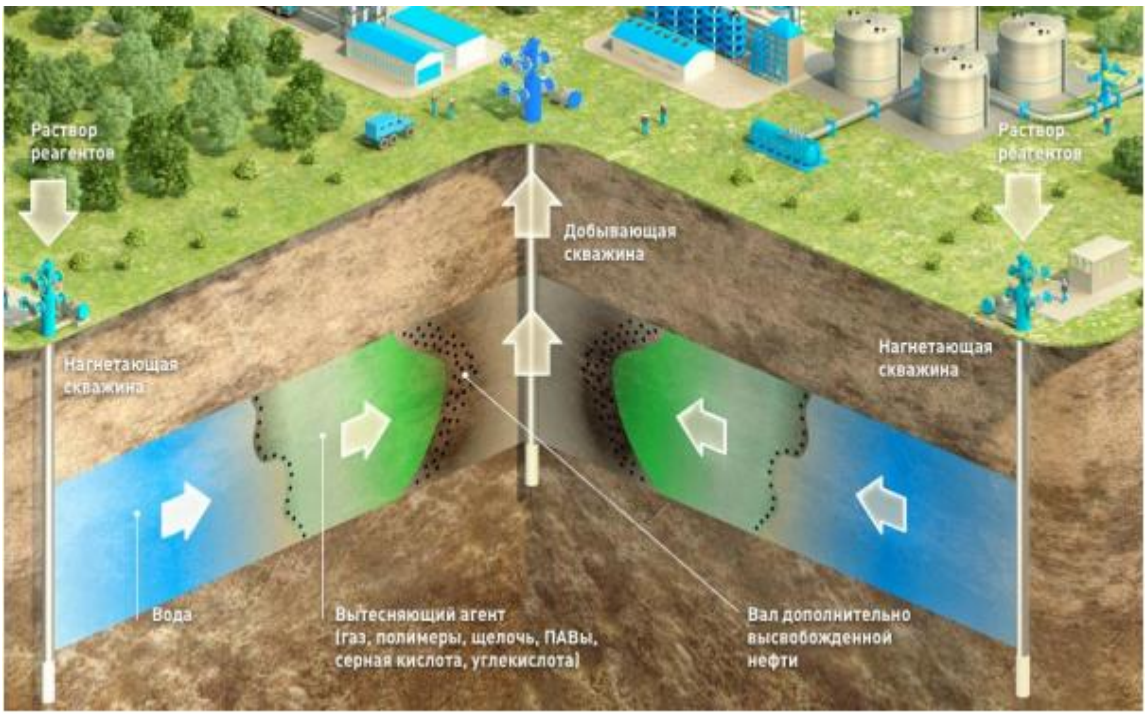

Рисунок 17 – Схема закачки в пласт полимерного раствора

При осуществлении полимерного заводнения необходимо следить за следующими параметрами: Пластовая температура, проницаемость пласта, приемистость скважин, давление нагнетания и пластовой давление, объём добытой нефти, объём закаченного реагента, скорость нагнетания реагента в пласт.

2.6 Модифицированные методы полимерного заводнения

Существуют различные виды полимерного заводнения, отличающиеся друг от друга химическим составом закачиваемого реагента. Эффективность того или иного метода зависит от конкретных условий месторождения, опираясь на которые следует подобрать оптимальный состав.

2.6.1 Полимерное заводнение на основе Вязкоупругого поверхностно-активного состава (ВУПАС)

В наше время активно используются технологии основанные на применении СПС (сшитый полимерный состав), то есть в раствор помимо полиакриламида добавляется сшиватель. При выборе марки полимера идет тщательный учет особенностей технологий, геолого-физические условия залегающих пластов, свойства и характеристики сшивателя и растворителя.

Сшитый полимерный состав (СПС) - водные гели на основе водорастворимых полимеров, с помощью которых можно увеличить охват пласта заводнением. Чаще всего в качестве водорастворимого полимера используют полиакриламид [16].

При увеличении нефтеотдачи хорошо зарекомендовала себя технология ВУПАС на основе полиакриламида таких марок как: AN–132, DP 9–8177, Seurvey R1, Praestrol. Также входящие в состав комплексные поверхностно-активные вещества марок: Нефтенол–ВВД, Катол–22А, Нефтенол–К. При этом образование геля происходит в самом пласте. Чтобы образовался сшитый полимерный состав используют сшиватель на основе ацетата хрома, который способен не только изменять диапазон времени за который образуется гель, но и позволяет эффективно регулировать направление фильтрационных потоков.

Исследования показывают, что при использовании технологии вязкоупругих полимерных систем на месторождениях, приуроченных к Мегионской группе, получают самые высокие показания в плане уменьшения обводненности продукции, даже если до этого проводились работы по гидроразрыву пласта. При оценке технологии ВУПАС с ГОС (гелеобразующий состав) и с ООС (осадкообразующий состав) отмечается, что данный метод лучше показания в пластах с низкой проницаемостью, за счет больших размеров молекул [17].

При использовании традиционного СПС происходит воздействие в основном на высокопроницаемые участки, выравнивая фронт вытеснения. Однако низкопроницаемые участки, где может находиться нефть, остаются нетронутыми. Технология ВУПАС воздействует на все участки пласта. Происходит это за счет того, что ПАВ в технологии вязкоупругого поверхностно-активного состава оказывает воздействие на низкопроницаемые зоны из-за гидрофибизации породы. В результате чего многократно увеличивается проницаемость по воде и полимерный состав, проникая по каналам породы, может спокойно вытеснять остаточную нефть. Фронт вытеснения становится еще более равномерный [18].

«Метод полимерного заводнения с применением ВУПАС проводилась на Аганском, Ватинском, Мегионском, Узунском, Северо-Покурском, а также на Западно-Усть-Балыкском в пластах $АВ_1^3$,$АВ_2$, $БВ_{10}$. Месторождения являются многопластовыми. Среди пород, слагающих пласты, выделили несколько нефтенасыщенных участков, таких как: нижнеалымские пласты группы АВ нижнеалымской подсвиты и ванденской, БВ – мегионской свиты нижнего мела, ЮВ – васюганской свиты верхней юры.»

«Пласт $АВ_1^3$ имеет сложное строение толщи пород, которая называется «рябчиковая». Как правило, такие породы не имеют общей закономерности по изменению коэффициента нефтенасыщенности по высоте, поэтому было решение выделить всего три залежи насыщенных нефтью, при том, что пласт обладает достаточно пологими и продолговатыми формами залежи без участков, где коллекторская порода полностью заглинизировалась».

«С 1997 по 2007 года $АВ_1^3$ эксплуатировался в естественном режиме. В 1998 начали подключать нагнетательные скважины для ППД системы. Горизонтальные добывающие скважины имеют расположены друг от друга на расстоянии 400 метров для обеспечения оптимальной и равномерной выработкой запасов залежи» [19].

В 2015 году было принято решение применить технологию ВУПАС. Для этого была обработана нагнетательная скважина 1. Участок скважин на карте обозначен на рисунке 18.

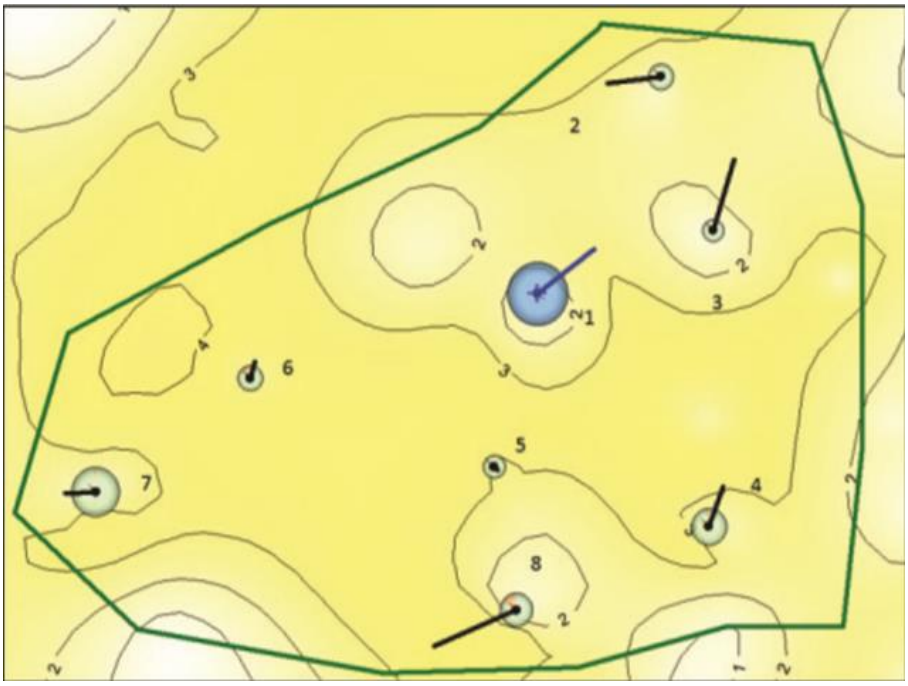

Рисунок 18 – Участок скважин

Зелеными линиями показан обрабатываемй участок. Участок, помимо прослойной неоднородностью, характеризуется высокой обводненностью и её быстрым темпом. Остаточная нефть, неразработанная в процессе добычи, также показывает высокие значения. Эти факторы входят в рамки благоприятного проведения технологии СПС. В скважинах 1,2,4,7,8 были проведены ГРП, после чего была развита сеть искусственных трещин.

Оценка остаточных запасов проводилась на основе имеющейся информации по остаточным нефтеносным участкам и накопленной за года добыча. Также на основе характеристики вытеснения по истории добычи нефти и жидкости построена зависимость водо-нефтяного фактора от накопленной добычи нефти (ВНФ = $f(Q_{\text{в}})$), по которой определяют остаточные извлекаемые запасы и характер выработки запасов (рисунок 19).

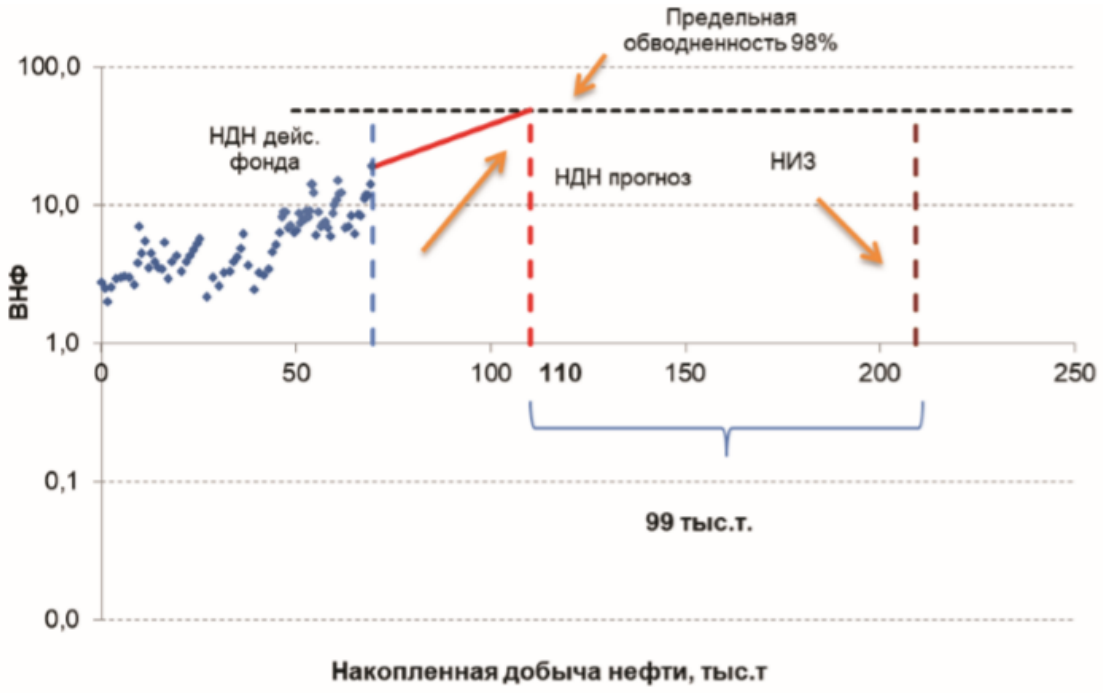

Рисунок 19 – График выработки запасов

На рисунке 19 имеется показатель предельно-рентабельной обводненности фонда, до которой проводится линия тренда после чего идет прогноз накопленной добычи. Оценки показывают, что планируется накопить 110 тыс. тонн нефти, 99 тыс. тонн нефти останутся «нетронутыми» разработкой.

В Таблице 10 представлены дебиты жидкости и нефти в период применения традиционного заводнения, т.е до использования технологии ВУПАС.

Таблица 10 - Показатели разработки реагирующих скважин до технологии ВУПАС

Тип скважины	№ скважины	Дебит скважины, т/сут	Дебит жидкости, $м^3$/сут	Обводненность, %
Добывающие	2	0,2	9	97
	3	1,08	21	94
	4	2,48	48	94
	5	0,74	12	93

Продолжение таблицы 10

	6	2,7	25	85
	7	1,46	85	98
	8	9,2	43	75

Анализируя таблицу, стоит отметить скважины 2 и 7, т.к они имеют высокие значения обводненности в районе 98 %, что является границей, после которой скважина нерентабельна. Скважины 3-5 имеют также высокую обводненность в 94%, но не превышают предельные значения. Низкую обводненность (85 и 75%) имеют скважины 6 и 8.

В первых месяцах 2015 года произошло перекрытие участков пласта, насыщенных нефтью, что стало причиной высокой обводненности и резкому падению дебитов нефти.

В июне 2015 года в скважину 1 было закачано 150 м^3 раствора ВУПАС. Изменения основных показателей участка после воздействия полимерного раствора представлена на рисунке 20.

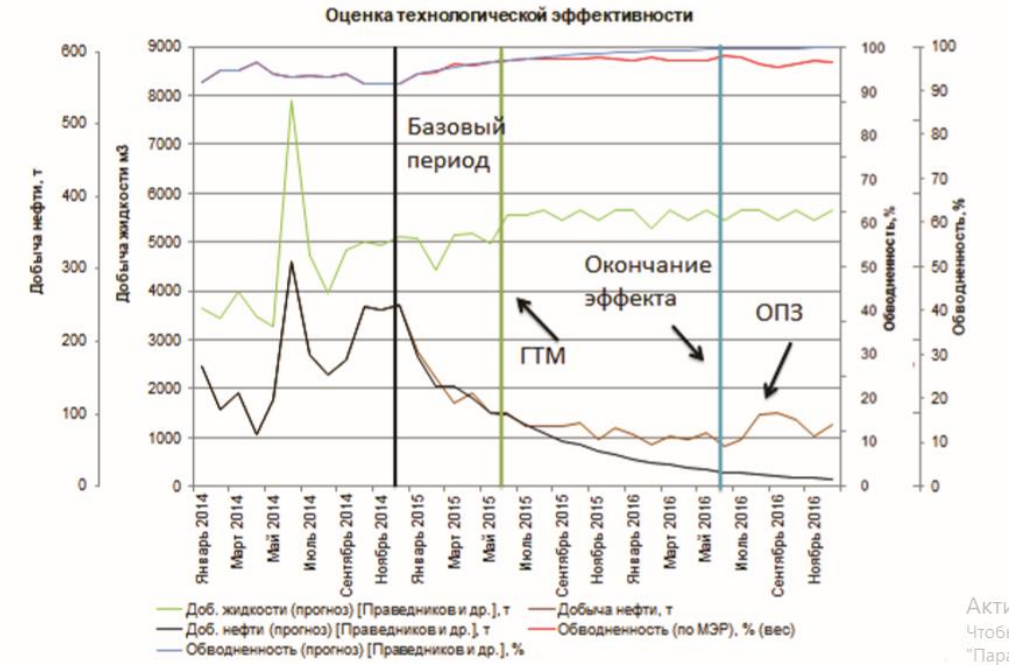

Рисунок 20 – Основные показатели разработки участка

По графику видно, что на закачанный в первую скважину раствор другие скважины среагировали в сентябре 2015 года. Результатом стало снижение

обводненности до 97% с дальнейшей стабилизацией, что свидетельствует об благоприятном проведении технологии.

Об эффективности закачиваемой системы полиакриламида, комплексного поверхностно-активного вещества и сшивателя показывают оценки профиля поглощения раствора скважиной 1, основанные на детальных изучениях записи механической расходометрии при закачке давлением в 147 атмосфер ($P_{зак} = 147$ атм). Результаты исследования показаны на рисунке 21.

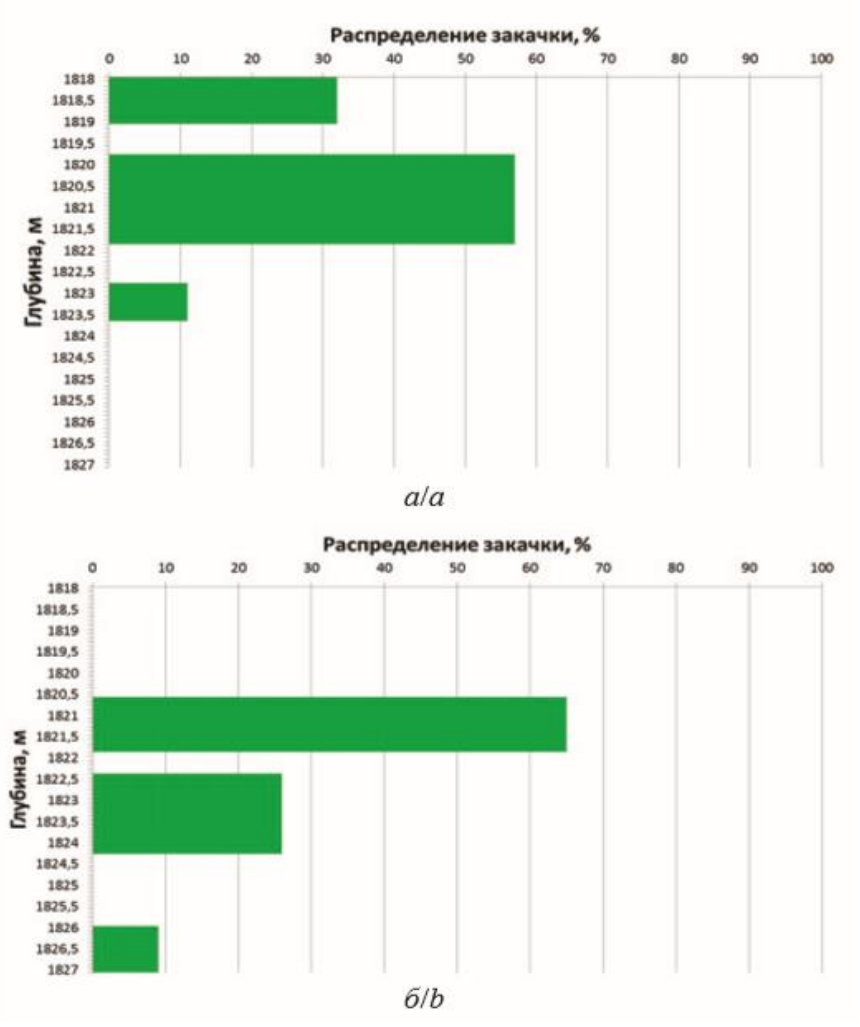

Рисунок 21 - Результаты исследований профиля поглощения скважины 1:

а) До Технологии ВУПАС; б) После технологии ВУПАС

Видно, что после проведения технологии ВУПАС произошло перераспределение зон поглощения вытесняющего раствора. Участок на

глубинном интервале 1818-1819 и его соседний пропласток 1819,8-1820,6 м перестали поглощать жидкость, в результате закупорки высокопроницаемых каналов. В следствие этого жидкость стала поступать в другие участки, и на на глубине 1820,6-1821,8 и 1822,8-1823,6 м произошло увеличение объема поглощения вытесняющего реагента с 57 до 65% и с 11 до 26%. Вязкоупругая полимерная система также стала проникать и в низкопроницаемые участки коллектора, вытесняя ранее «нетронутую» нефть (глубинные интервалы 1823,6-1824,2 и 1826-1827 м). Во время проведения технологии проводилась проверка, в результате которой удалось установить, что НКТ и эксплуатационная колонная полностью герметичны, а перетоки жидкости в заколонном пространстве отсутствуют.

Оценка эффективности технологии ВУПАС, проведенной на участке, осуществлялась с помощью «интегральной модели Праведникова».

На основе данных по накопленной добыче нефти ($Q_{\text{н}}$) и накопленной добыче жидкости ($Q_{\text{ж}}$) на участке до применения технологии ВУПАС была построена графическая зависимость и определена линия тренда, уравнение зависимости, а также параметрические коэффициенты, после чего произведена экстраполяция результатов для дальнейшего прогнозирования суммарного положительного эффекта от полимерного заводнения, придерживаясь постоянного отбора жидкости, определение базовой динамики дебита нефти. Эффективность ВУПАС определялась сравнением фактической прямой на графике с прогнозной.

Дополнительно добытая нефть составила 588, 67 т, длительность эффекта воздействия полимерного заводнения около 10 месяцев, учитывая что первые изменения произошли через 3 месяца. В ходе расчетов и оценки технологической эффективности ВУПАС скважины 2, 6 и 8 исключены, так как бездействуют с конца 2015 года (2 и 6 бездействуют, а скважина 8 была подвергнута призабойной обработке [16].

Выводы

Результаты проведения технологии полимерного заводнения позволяют говорить об её эффективности: снизились объемы добываемой пластовой воды, увеличился коэффициент вытеснения неоднородных терригенных пород, которые как правило имеют высокую обводненность и значительные запасы нефти, не подвергшиеся разработке и, соотвественно, возросла добыча нефти.

2.6.2 Эффективность биополимерного заводнения на примере Самотлорского месторождения

Новый подход к полимерному заводнению предложили авторы – разработчики биополимреного заводнения на основе биополимера БП-92.

Авторы, проводившие исследования, опирались на предположение о том, что высокие фильтрационные сопротивления во время течения полимерного раствора проявляются не из-за вязкости самой полимерной системы (вода+полимер), а из-за присутствия упругих свойств такого раствора [20].

Основным параметром в работе авторов при описании вязкоупругих характеристик является время релаксации, рассчитываемая по формуле 2.

$$\theta = \mu / G \ , \qquad (2)$$

Где μ - вязкость, G – модуль упругости.

В процессе изучения и исследования данного феномена, авторы сделали предположение о высокой эффективности при использовании растворов с высокими вязкоупругими свойствами, чем использование полимерной системы с низкими значениями вязкости. Авторы сформулировали следующие тезисы:

1. «Использование растворов с высокими упругими характеристиками дает возможность кратно (даже более чем на порядок) увеличить фильтрационное сопротивление продвижению довольно тонкой оторочки раствора полимера в пласте.»
2. «Росту фильтрационного сопротивления сопутствует значительное повышение градиента давления внутри оторочки, что, как следствие, обеспечивает движение зажатых капиллярными силами запасов нефти, не извлекаемых при обычном заводнении».

На рисунке 22 схематически показан процесс отмыва остаточной нефти с помощью полимерного раствора, обладающий высокими упругими свойствами.

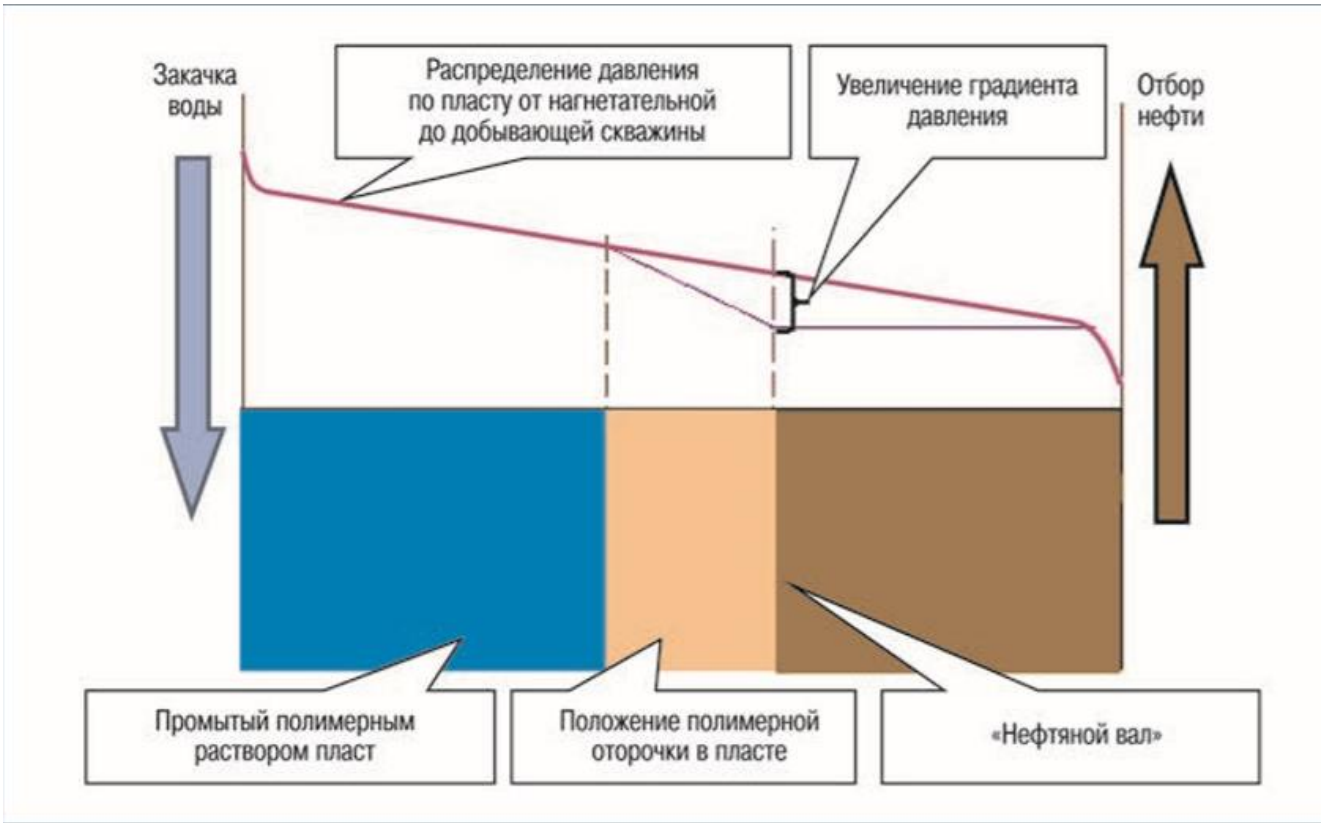

Рисунок 22 - Схематический процесс отмыва остаточной нефти с помощью полимерного раствора, обладающий высокими упругими свойствами.

Отрезок обозначающий изменение градиента давления, по мнению авторов, обуславливает отмыв нетронутой нефти, что в последствие образует движение нефтяного вала.

В заключение авторы приводят еще один весомый аргумент в сторону биополимерного заводнения на основе БП-92: при применении обычной вязкоупругой системы используются огромные объемы реагента, для создания оторочки. В случае БП-92 объем уменьшается на порядок [21].

На основании этой всей теории было принято решение о проведении опытно-промышленных испытаниях биополимерного заводнения с применением БП-92 на Самотлорском месторождении на участках $АВ_1^3$ и $ЮВ_1$.

ОПР на Новогодней площади Самотлорского месторождения начались в 2007 году. Залежь имеет локализированное расположение, что является

благоприятным фактором при оценке эффективности воздействия технологии, которая затрагивает практически всю площадь. Схема расположения скважин на участке представлена на рисунке 23.

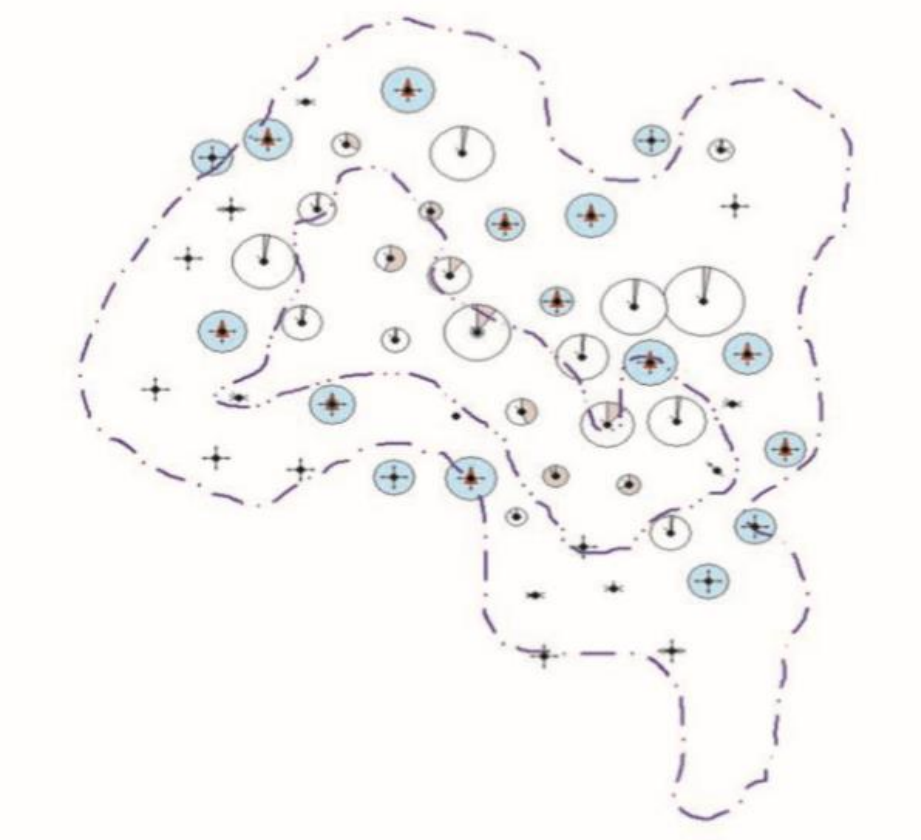

Рисунок 23 – Фонд, содержащий 11 нагнетательных скважин (красные треугольники), в которые осуществлялась закачка полимера БП-92, на Новогодней залежи пласта $ЮВ_1$ Самотлорского месторождения

На рисунке 24 представлены данные по обработке. В сумме было закачано около 2710 тонн БП-92 и 150 тонн крахмала. Затраченная вода, для продавливания оторочек составила 3,1 млн. $м^3$.

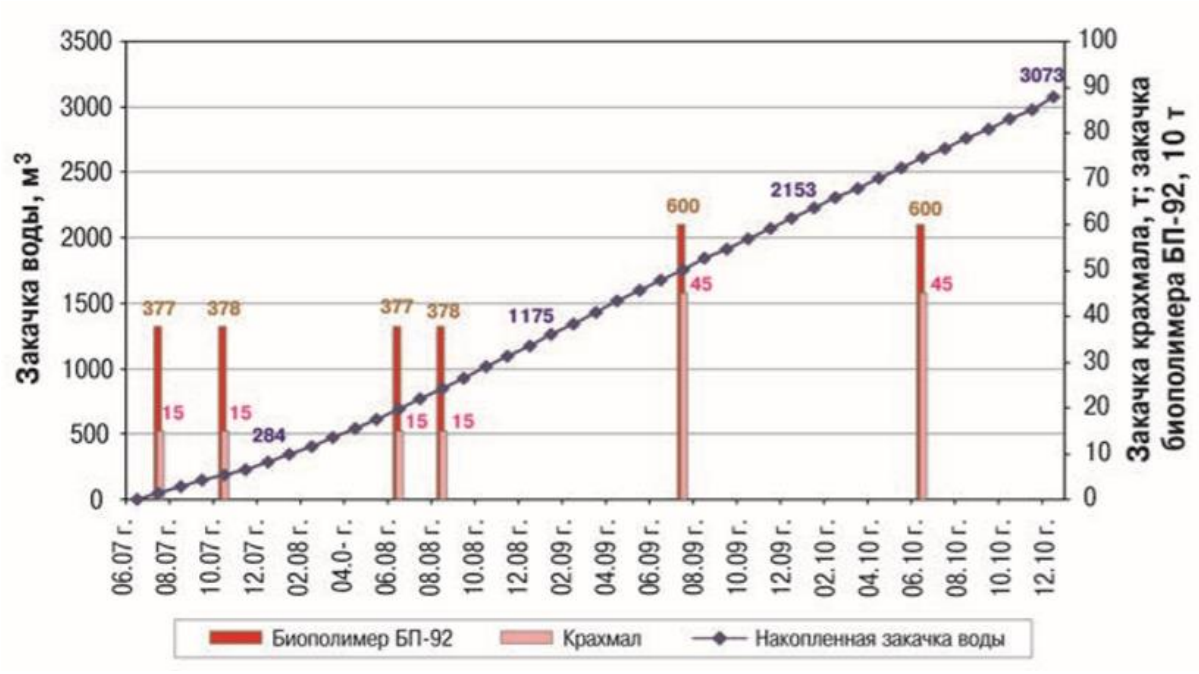

Рисунок 24 – Данные по тоннажной закачке биополимера БП-92 на Новогодней площади

Опираясь на оценочную информацию исходя из условий максимальных коэффициентов корреляции, были выбраны основные периоды для расчетов трендов. При расчете также учитывалось среднеквадратичное отклонение фактических данных от тех, которые получились путем математического расчета.

Помимо проводимой технологии биполимерного заводнения на участке месторождения проводились геолого-технические мероприятия: обработка ПЗП, проведение ГРП, регулирование закачки, смена насосов и ремонтные работы. Данные мероприятия нарушили оценку воздействия исключительно технологии на основе БП-92, однако работы ГТМ неизбежны для обеспечения непрерывной и плановой добычи [22].

Эффективность от проведения биополимерного заводнения с учетом ГТМ определяется по формуле 3.

$$Э_{БП-92} = Э_1 - Э_2 - Э_3 \ , \qquad (3)$$

Где $Э_1$, $Э_2$, $Э_3$ – суммарный эффект от ГТМ и последних проведенных циклов закачек биополимера БП-92.

По скважине Х1 Э1=3243 т, Э2 = 1786 т, ЭБП-92 = 1457 т.

Вследствие чего оценка эффективности БЗ проводилась при учете воздействия ГТМ. Расчеты приведены на рисунке 25.

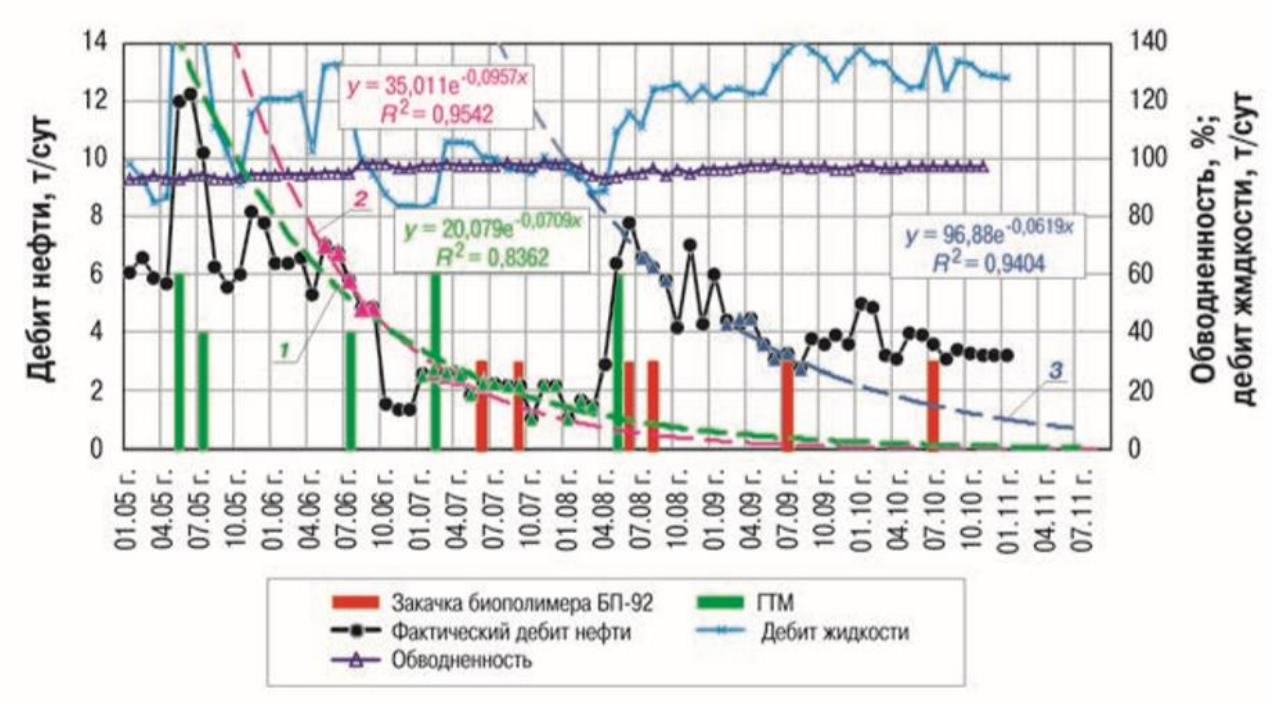

Рисунок 25 – Основные значения показателей добычи и визуализация построения трендов 1, 2, 3 для разделения эффектов ГТМ в скважине Х1 (базовые периоды показаны треугольками)

Подробное изучение каждой отдельной скважины после внедрения технологии полимерного заводнения на основе БП-92 в период с 2007 – 2010 год в пласте $ЮВ_1$ дало следующие результаты: на 01.04.11 г. накопленная дополнительная добыча нефти от закачек биополимера составила 8462 т, либо в среднем около 770 т на одну нагнетательную скважину, или 128,2 т на одну скважино-обработку. Эффективность по реагенту составила 3,1т/т.

ОПР биополимерного заводнения в пластах $АВ_1^3$ и $АВ_{2+3}$ Самотлорского месторождения начались в июне 2008 года на участке именуемом G13_4. Участок G13_4 представлен на рисунке 26.

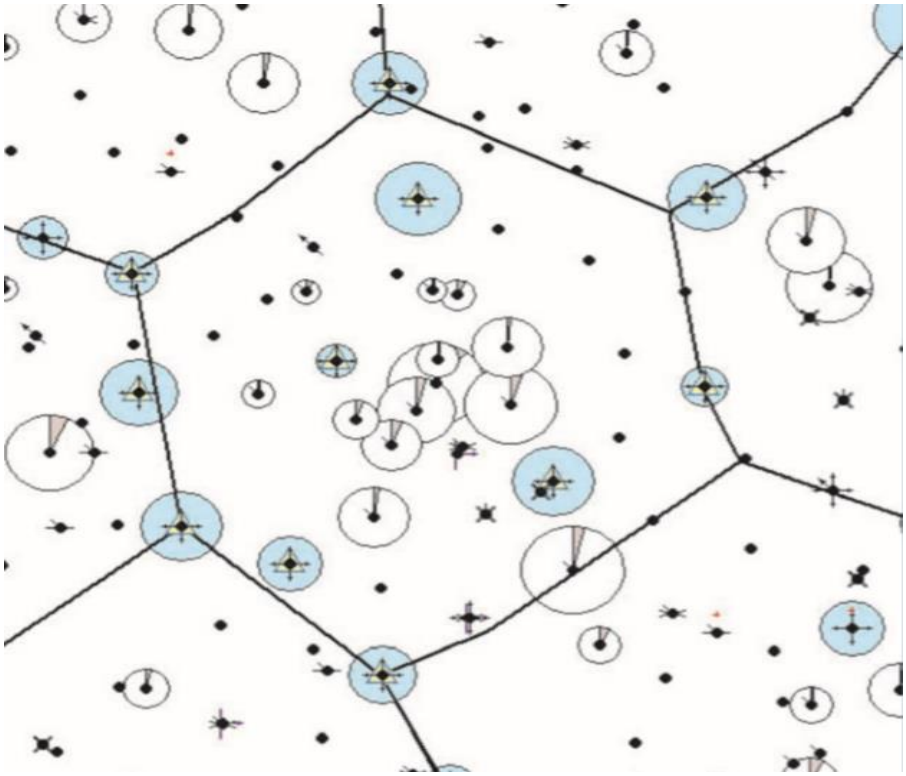

Рисунок 26 - Фрагмент карты состояния разработки пластов AB_1^3+AB_{2+3} Самотлорского месторождения (желтыми треугольниками обозначены 11 нагнетательных скважин, в которых проводилась закачка полимера БП-92)

В период начала работ фонд добывающих скважин включал в себя 13 скважин участка блока G13_4, а также еще 9 скважин примыкающих блоков, находящихся в первом ряду.

За два года работ (с 2008 по 2010 г.) в сумме было проведено 4 цикла закачек биополимерного раствора. За это время было закачано примерно 11 тыс. $м^3$ глиносодержащей композиции совместно с БП-92, а также около 108 тыс. $м^3$раствора биополимерной системы. Помимо заводнения, в течении двух лет около 63 % скважин (15 реагирующих скважин) были подвергнуты разного вида ГТМ, которые обеспечивали плановую добычу нефти без длительных простоев фонда добывающих скважин.

Оценка эффективности проведенной технологии базировалась на подробном анализе работы каждой конкретной скважины, а также разделения эффектов от работы БП-92 и прочих ГТМ. Расчет дополнительно добытой нефти проводился на основе пяти лучших характеристик вытеснения, которые были

взяли из данных на апрель, июль, октябрь 2011 г. Приблизительные расчеты показали, что в апреле тоннаж нефти составил 10300 т, в июле 11025,3 т, в октябре 11025,2 т.

На основе получившихся результатов стоит отметить, что как и в случае с Новогодней площадью максимально полученный эффект от биополимерного заводнения был получен примерно в середине 2011 г., окончание эффекта состоялось в конце октября. По окончанию проведения МУН удалось добыть 11025 т дополнительной нефти, это примерно 1003 т на нагнетательную скважину или 246 на скважинно-обработку), а также 4,7 т/т – эффективность по реагенту [23].

2.6.3 Полимерное заводнение на основе термообратимых гелей

Было разработано новое решение при использовании метода полимерного в пластах с высокой температурой, с помощью которого возможно добывать остаточную в пласте нефть без термических деструкций полимера. Носят название термообратимых гелей т.к процесс гелеобразования является обратимым, т. е при увеличении температуры (попадание геля в пласт) гель приобретает все более твердую форму и становится настолько высоковязким, что закупоривает высокопроницаемые участки, но при снижении температуры начинается процесс разжижения, причем в дальнейшем его снова можно нагреть и гель снова будет иметь твердую структуру [24].

Удобство использования геля также обуславливается тем, что с помощью разных органических добавок возможно регулирование температуры, при которой начинается процесс гелеобразования в широком диапазоне от 30 до 120 градусов.

Образование гелей такого типа базируется на полимерных растворах, которые имеют нижний порог критической температуры растворения. «Толчком» для начала процесса гелеобразования является температура пласта, при достижении геля нужной температуры он начинает резко повышать свою вязкость.

На сегодняшний день самым оптимальными полимерами с НКТР являются простые эфиры целлюлозы. Самым распространенным эфиром является метилцеллюлоза ($[C_2H_7O_2(OH)(OCH_3)_2]_n$) [25].

В пласт закачивается маловязкий раствор, для образования гелей с пластовой температурой от 30 до 120 градусов. После чего раствор в первую очередь попадает в высокопроницаемые каналы и образует там гелевый экран, что способствует течению вытесняющего реагента по низкопроницаемым пропласткам и включению их в работу, что способствует отмыву той нефти, которая ранее была не тронута разработкой.МЕТКА®

С 1998 года компания ООО «Лукойл-Западная Сибирь» начинает использование полимерного заводнения на основе термообратимых гелей на своих месторождениях. За 5 лет эксплуатации технологии (1998-2003) удалось добыть 480 тыс.т дополнительной нефти. Закачка проводилась в 383 скважины. Маркой закачиваемой композици стала МЕТКА®. Были также подсчитаны сроки окупаемости, они составили 5-9 месяцев. В среднем вышло 1300 т дополнительной нефти на одну скважинно-обработку. $м^3$.

В 2001 году компания решила использовать комплексное воздействие, т.е сразу на добывающие и нагнетательные скважины, условием такого проведения являлась гидродинамическая связанность. Участков для проведения опыта было два – пласты $АВ_1$ Урьевского месторождения. Объем оторочек был в районе 200 $м^3$. Положительным эффектом после заводнения стало перераспределение потоков вытесняющего реагента, снижение обводненности и увеличение добычи нефти. Дополнительная добыча нефти за 7 месяцев составила 6542 т [18]. На рисунке 27 показаны основные изменения при применении термообратимых гелей.

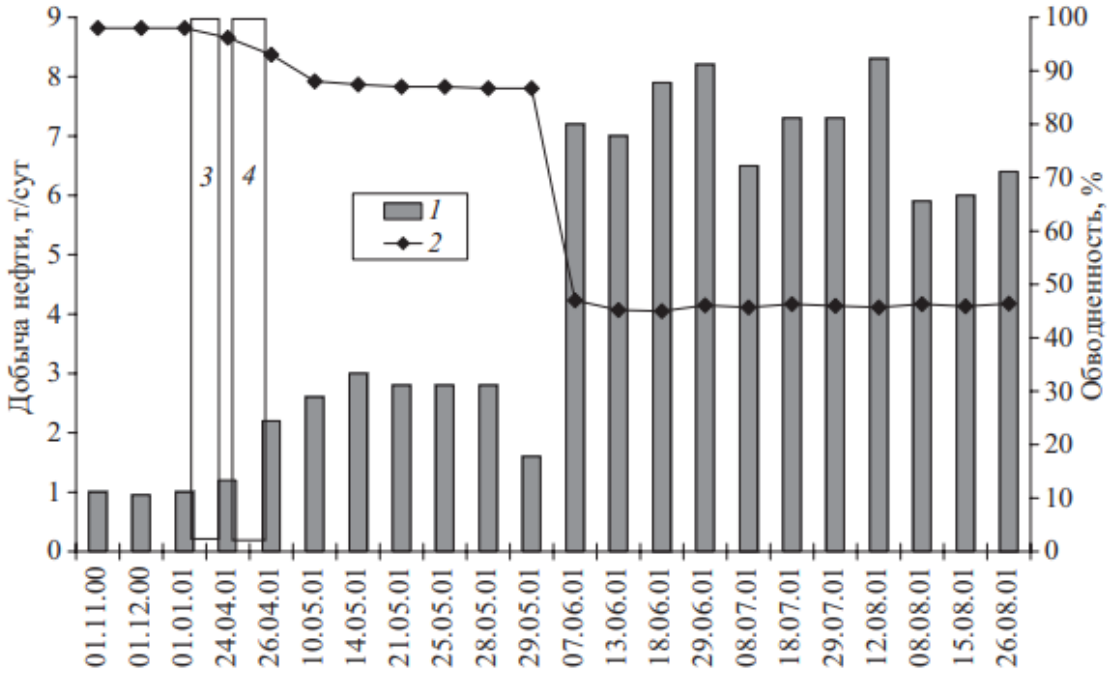

Рисунок 27 - Увеличение добычи нефти (1) и снижение обводнённости (2) в добывающей скважине 1438 после закачки гелеобразующей композиции в нагнетательную скважину 1810 (3) и добывающую скважину 1438 (4) на Урьевском месторождении, пласт AB_1

2.6.4 Применение модифицированного полимерного заводнения с капсулированными полимерными системами (КПС)

С целью снижения общих затрат на добычу нефти, а также поисков пути повышения рентабельности производства институт «ТатНИНИнефть» предложил новую модификацию технологии в сфере МУН. Институт разработал новую полимерную систему в капсулах, которая характеризуется крайне малым расходом, а помимо полимера содержит в своем составе экологически безопасный сшиватель на основе сернокислого алюминия [26].

Этот метод, как и другие виды полимерного заводнения, показывает рентабельную эффективность при высокой обводненности месторождения, также при многопластовой системе (с поровыми типами) с неравномерным распределением по проницаемости.

В методе, помимо самого полимера, также используются различные соли алюминия при следующих концентрациях: ПАА – 0,05-0,1%, соли алюминия

(СКА) – 0,0075-0,03%. При попадании в пласт, раствор полимера и СКА начинает процесс гетерофазной сшивки макромолекул, обеспечивая крайне низкие расходы химических реагентов.

Капсулы полиакриламида с алюминиевым сшивателем проникают и закупоривают высокопроницаемые участки пласта, тем самым меняется направление фильтрационного потока, которые вытесняют нефть из низкопроницаемых каналов. Раствор КПС образуется в процессе растворения (приготовления) и не требует времени на период гелеобразования (сшивки) после закачки в пласт.

Данное заводнение на основе капсул может применяться в различной минерализации и практически не подвергаться полимерному осаждению, имеет маленькую динамическую вязкость, что позволяет легко прокачать раствор по трубам.

Рекомендуемые для метода геолого-физические условия:

- коллектор терригенный проницаемостью не менее 1 мкм^2;
- глубина залежи и толщина продуктивной части не лимитируются:
- вязкость нефти 3 - 100 мПа·с;
- начальная нефтенасыщенность более 50 %;
- температура прискважинной зоны пласта до 90 °С;
- наличие внутриконтурной системы заводнения (закачиваемая вода как пресная, так и минерализованная).

В ноябре 2000 года на участке скважины 6133а Ромашкинского месторождения в районе Западно-Лениногорской площади проводились испытания по закачке в пласт полимерных капсул. Участком для заводнения стал нефтеносный пласт $б_3$ пашийского горизонта. До этого с 1995 года выделенный район работал в режиме двух добывающих скважин и одной нагнетательной. Продуктивный пласт характеризуется нефтенасыщенной толщиной в 1,9 м, пористостью – 15%, начальной нефтенасыщенностью 0,62. До применения заводнения на основе полимерных капсульных систем было добыто 424 тыс. т

нефти, а также 1400 тыс. т воды. Для поддержания пластового давления было закачано 131 тыс. $м^3$.

Агрегат ЦА-320 использовался как для приготовления раствора с полимерными капсулами, так и для его закачки в нагнетательную скважину 6133а в глубинном диапазоне 1814,5 – 1817,3 м. Объем закачанной оторочки составил 510 $м^3$ со следующими пропорциями: ПАА – 62,5 кг, СКА – 5,3 кг.

Расход нагнетаемой жидкости после проведения технологии уменьшился со значения 310 $м^3$/сут с давлением закачивания 8,3 МПа до 225 $м^3$/сут с давлением 14,2 МПа. Т.е давление закачивания возросло почти в два раза, что является следствием воздействия полимерных капсулированных систем на высокопроницаемые участки, в результате чего фильтрационные потоки стали воздействовать на низкопроницаемые участки.

Перед проведением технологии КПС дебиты добывающих скважин составляли около 1,7 т/сут. нефти и 58 т/сут, т.е обводненность примерно равна 97%. После воздействия на пласт полимерными капсулами дебит по нефти стал 3,6 т/сут, а обводненность стала около 94%. По проведенным подсчетам после окончания эффекта от технологии, значения дополнительно добытой нефти приравнивались к 2550 т. $мкм^2$

Спустя 2 года на Ромашкинском месторождении вновь проводилась технология по закачке полимерных капсул. Районом для проведения закачки стал участок №9, имеющий фонд в четыре добычающих скважин и одну нагнетательную для подержания пластового давления. Раствор закачивался в сложенном песчаником пласт $вв_1 - 3$ бобриковского горизонта. Мощность нефтенасыщенного пласта примерно 3 м, значения пористости около 21%, начальная нефтенасыщенность – 71%, проницаемость по пласту – 0,63. До проведения МУН добыто 102 тыс.т нефти, 156 тыс.т

С начала эксплуатации отобрано 101,8 тыс.т нефти и 155,2 тыс.т жидкости, закачано 132 тыс.м3 воды для ППД.

Объем композиции, закачиваемый в пласт, составлял 145 $м^3/сут$. В сумме была закачано 1117 $м^3$

Эффективность после проведения закачивания КПС выражается в росте давления на устье с 5,8 до 10 МПа, также уменьшение расхода закачиваемой жидкости и новыми путями фильтрационных потоков внутри пласта. На рисунке 28 показано поведение профиля приемистости.

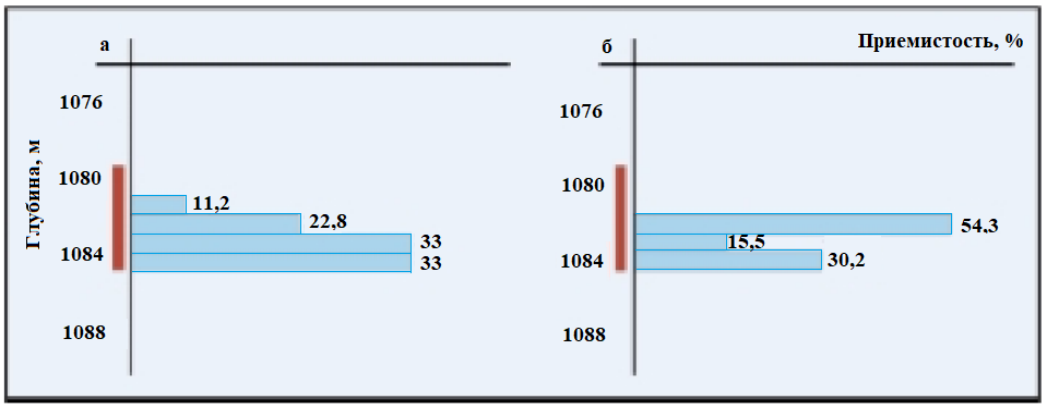

Рисунок 28 - Профиль приемистости скв. 27890

а – до обработки (08.07.03 г.) приемистость составляла 420 м3/сут при давлении 5,2 МПа; б – после обработки (11.03.04 г.) приемистость равнялась 175м3/сут при давлении 9 Мпа

До полимерного заводнения участок пласта в глубинном интервале 1082-1084 м. поглощал до 66% закачиваемого раствора. После воздействия полимерных капсул больше половины жидкости стало проникать в средние участки интервала перфорации (1081-1082 м).

На рисунке 29 представлены результаты разработки участка до и после закачки КПС.

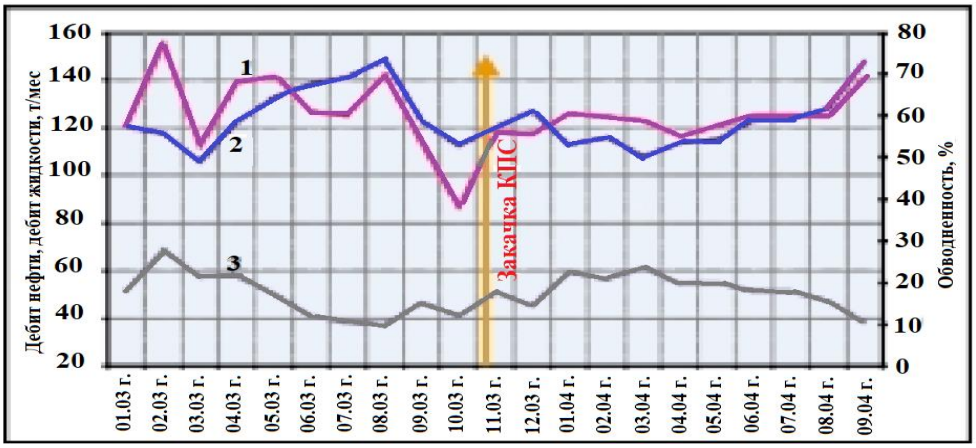

Рисунок 29 - Динамика технологических показателей разработки участка с нагнетательной скв. 27890 до и после закачки КПС

1– кривая изменения обводненности; 2, 3– кривая изменения дебита жидкости и нефти

Значения дебита нефти до применения КПС изменялись от 0,75 до 8,4 т/сут, воды – от 3,1 до 18,5 т/сут, обводненности – от 45 до 70,5 %. Усредненное по всему участку значение добычи нефти варьировалось от 42 т/мес, обводненности – 64%.

Положительный эффект от применения полимерных капсул длился около 10-ти месяцев. За этот период усредненное значение добычи нефти увеличилось с 42 до 59 т/мес, параллельно падала обводненность с 64 до 52%. Удалось дополнительно добыть 1090 т. нефти, удельная эффективность 1955 т/т.

Повторная закачка в скважину 27890 была произведена в декабре 2004 года общим объемом в 1010 $м^3$ вытесняющего реагента с концентрацией в 700 кг полиакриламида и 210 кг СКА. Эффект стал заметен спустя месяц в виде увеличения дебита добывающих скважин вместе со снижением обводненности. Объем дополнительно добытой нефти на 01.01.06 г. составил 920 т, при том, что технологический эффект все еще продолжался.

После проведенных испытаний было решение о расширении опытно-промышленных работ по технологии закачивания полимерных капсул. Поэтому в 2004-2005 гг. испытаниям подверглись порядка 63 участках Ромашкинского, Бавлинского и Сабанчинского месторождений. Объемы закачиваемых оторочек варьировался от 510 до 2050 $м^3$. На устье всех скважин увеличение давление в среднем составляло 36% [26].

В таблицах 11 и 12 представлены основные показатели эффективности закачки КПС на объектах ОАО «Татнефть» в 2004-2005 гг.

Таблица 11 - основные показатели эффективности закачки КПС на объектах ОАО «Татнефть»

Дата	Число скважино-обработок		Дополнительна добыча нефти, т		Расход ПАА, т		Расход СКА, т		Удельная эффективность, тЛ	Средняя дополнительная добыча нефти на одну нагнетательную скважину, т
	за месяц	всего	за месяц	накопленная	за месяц	накопленный	за месяц	накопленный		
04.04 г.	3	3	0	0	2,80	2,80	0,42	0,42	-	-
05.04 г.	5	8	51	51	5,70	8,50	0,83	1,25	6,0	6,4
06.04 г.	8	16	735	786	8,00	16,50	1,45	2,70	47,6	49,1
07.04 г.	1	17	2219	3005	0,75	17,25	0,22	2,92	174,2	176,8
08.04 г.	0	17	2047	5052	0	17,25	0	2,92	292,9	297,2
09.04 г.	2	19	2466	7518	0,47	17,72	0,13	3,05	424,3	395,7
10.04 г.	6	25	2404	9922	3,55	21,27	0,91	3,96	466,5	396,9
11.04г.	2	27	1808	11730	4,05	25,32	0,92	4,88	463,3	434,4
12.04 г.	4	31	2340	14070	2,52	27,84	0,70	5,58	505,4	453,9
01.05 г.	2	33	2570	16640	1,90	29,74	0,57	6,15	559,5	504,2
02.05 г.	6	39	2843	19483	4,31	34,05	1,29	7,44	572,2	499,2
03.05 г.	2	41	4381	23864	2,22	36,27	0,66	8,10	657,9	582,0
04.05 г.	2	43	4109	27973	2,80	39,07	0,84	8,94	715,9	650,5
05.05 г.	4	47	4432	32405	4,41	43,48	1,32	10,26	745,3	689,4
06.05 г.	1	48	4647	37052	1,00	44,48	0,30	10,56	833,0	771,9
07.05 г.	3	51	3574	40626	3,70	48,18	1,09	11,65	843,2	796,6
08.05 г.	3	54	3472	44098	3,68	51,86	1,10	12,75	850,3	816,6
09.05 г.	1	55	4203	48301	0,45	52,31	0,14	12,89	923,3	878,2
10.05 г.	1	56	5892	54193	0,90	53,21	0,27	13,16	1018,5	967,7
11.05 г.	7	63	5330	59523	4,16	57,37	0,80	13,96	1037,5	944,8
12.05 г.	0	63	5964	65487	0	57,37	0	13,96	1141,5	1039,5

Таблица 12 – Основные показатели эффективности закачки КПС на объектах ОАО «Татнефть»

Годы	Число скважино-операций	Дополнительная добыча нефти, т	Расход, т		Удельная эффективность, т/т	Средняя дополнительная добыча нефти на одну скважино-операцию, т
			ПАА	СКА		
НГДУ «Иркеннефть»						
2004	**17**	**26830**	**15,5**	**3,41**	**1715**	**1580**
2005	**14**	**11090**	**14,5**	**4,33**	**770**	**796**
Всего	**31**	**37920**	**30**	**7,74**	**1260**	**1225**
НГДУ «Азнакаевскнефть»						
2004	**12**	**11940**	**11,13**	**1,89**	**1071**	**1087**
2005	**4**	**4650**	**4,12**	**1,235**	**1130**	**930**
Всего	**16**	**16590**	**15,25**	**3,135**	**1088**	**1038**
НГДУ «Альметьевнесхтъ»						
2005	**5**	**2749**	**4,23**	**1,099**	**650**	**550**
Всего	**5**	**2749**	**4,23**	**1,099**	**650**	**550**
НГДУ «Лениногорскнефтъ»						
2005	**2**	**960**	**0,951**	**0,29**	**1003**	**479**
Всего	**2**	**960**	**0,951**	**0,29**	**1003**	**479**
НГДУ «Бавлынефть»						
2004	**2**	**6172**	**1,01**	**0,29**	**6050**	**3087**
2005	**8**	**1134**	**5,72**	**1,44**	**199**	**163**
Всего	**10**	**7306**	**6,73**	**1,73**	**1081**	**813**
По всем НГДУ						
2004	**30**	**44930**	**27,7**	**5,58**	**1616**	**1500**
2005	**32**	**20565**	**29,4**	**8,4**	**698**	**625**
Всего	**62**	**65495**	**57,1**	**13,98**	**1144**	**1043**

Закачка КПС осуществлена в 63 нагнетательные скважины. По данным КИВЦ ТатАСУнефть, на 01.01.06 г. дополнительно добыто 65495 т нефти. В результате одной скважинооперации в среднем получено 1039 т дополнительной нефти. На каждую тонну израсходованного полимера дополнительно добыто 1142 т нефти. Технологический эффект по 57 участкам продолжается. С 2006 г. технология модифицированного полимерного заводнения находится в стадии промышленного внедрения.

Вывод

1) Проведенные в 2004 г. опытно-промышленные работы по закачке КПС в 30 нагнетательных скважин терригенных коллекторов девона и карбона на объектах ОАО «Татнефть» показали ее высокую эффективность: суммарный технологический эффект оценивается в 44930 т, удельная эффективность составляет 1614 т нефти на каждую тонну использованного полимера.

2) С учетом того, что после закачки КПС в 2005 г. прошел незначительный период времени, удельная технологическая эффективность от применения технологии составляет 698 т/т полимера.

3. ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫБОРУ МОДИФИКАЦИИ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ

Полимерное заводнение зарекомендовало себя как одно из эффективных методов увеличения нефтеотдачи. Технология позволяет увеличивать охват пласта заводнением, путем дренирования ранее не затрагиваемых участков пласта (как правило низкопроницаемые коллектора). Основные параметры, влияющие на эффективность проведения полимерного заводнения: вязкость нефти и характеристики пласта.

Проведение технологии начинается с анализа геологических характеристик, выбранных для заводнения участков пласта. Далее подбирают наиболее подходящий полимерный состав и среду для растворения (как правило воду). На следующей стадии готовят полимерный раствор, который также в дальнейшем подвергается анализу. На заключающей стадии проводят закачку вытесняющего реагента в пласт с целью полевых испытаний.

Важнейшими характеристиками, на которые стоит опираться перед применением технологии это проницаемость от 0,01 до 2 мкм^2, температура пласта до 120 °С, а также небольшие значения минерализации воды (менее 270 мг/л). Вязкость нефти играет одну из ведущих ролей – при высокой вязкости полимерное заводнение имеет большую эффективность. Использование технологии полимерного заводнения в карбонатных коллекторах вызывают трудности и дальнейшие осложнения в связи с повышенной концентрацией катионов магния Mg^{2+}и кальция Ca^{2+}. Катионы вступают в реакцию с полимерами и осаждаются на поверхности породы.

Так же важно, чтобы месторождение имело не менее 20% остаточной нефтенасыщенности, т.к технология имеет большие затраты на технологическую часть и на закупку химических реагентов (материальная часть), то для рентабельности метода важно иметь большие прибыли, которые напрямую зависят от количества дополнительно добытой нефти.

При производстве полимеров, наиболее эффективными технологиями являются методы, базирующиеся на реакции сополяризации. Рекомендуемая

концентрация полимера в растворе 0,1-0,18% масс. Важнейшим параметром, влияющий на качество воды – содержание кислорода в воде. При отсутствии кислорода в растворе многократно уменьшается появление химической деструкции, что ведет за собой материальные расходы. Для обеспечения бескислородного режима в растворе следует подготавливать воду на установках закрытого типа с использованием азотной обработки. Также в комплексе можно использовать поглотители кислорода (NH_4HSO_3).

Для предотвращения механической деструкции следует следить за скоростью потока жидкости и не допускать превышения более чем 5 м/с. Биологическая деструкция встречается крайне редко и практически не представляет угрозы для полимерного заводнения.

Помимо рассмотренных модификаций полимерного заводнения (технология ВУПАС, биополимерное заводнение, применение термообратимых гелей, капсулированные полимерные системы) набирает популярность ASP-заводнение, включающий в свой состав компоненты полимера, щелочи и ПАВ. Каждый реагент предназначен для конкретной цели и по-своему воздействует на нефть.

Разнообразие полимерного заводнения, а также месторождений на которых оно применялось позволяет проанализировать наилучшие условия для его проведения с оценкой его воздействия, опираясь на количество дополнительно добытой нефти.

Таблица 6 – Параметры применимости полимерного заводнения

Характеристики коллектора	Текущий диапазон применения
Проницаемость, мкм^2	0,01 – 10
Температура, °С	80 – 120
Литологический состав	Песчаник
Вязкость нефти в пласте, Па·с	< 10
Плотность нефти, кг/м^3	> 965,9
Минерализация, г/л	< 270
Нефтенасыщенность, %	> 20

В таблице 13 приведены геологические условия месторождений

Таблица 13 – Характеристики месторождений и экономическая эффективноть от полимерного заводнения

Месторождение	**Западно-Усть-Балыкское**	**Самотлорское**	**Урьевское**	**Ромашкинское**
Проницаемость, мкм^2,	0,0654	0,077-0,676	0,01-3,6	0,1-0,3
Мощность пласта, м	0-56	6,9-19	1,3-13,2	15
Пористость, %	18	26,5	12,1-26,9	26
Литология	Песчаник	Песчаники и алевтролит	Песчаник и алевтролит	Кварцевый песчаник
Плотность нефти,кг/м^3	880	838-850	850	768-818
Минерализация, г/л	2	29	26,4	252-280
Температура, °С	76-115	59	77	
Вязкость нефти,мПа	2,02	2,13	1,9	2,4-10,4
Тип полимера	ВУПАС	Биополимер БП-92	Термообратимый гель	КПС
Технологический эффект, т нефти на 1 скважинно-обработку	-	245,2	1300	700
Дополнительная добыча нефти, т	0,586 тыс.	11 тыс.	480 тыс.	65 тыс.
География	**Западная Сибирь**	**Западная Сибирь**	**Западная Сибирь**	**Волго-Уральская провинция**

Из таблицы видно, что полимерное заводнение на основе термообратимых гелей показало себя очень хорошо, однако стоит обратить внимание на то, что были хорошие условия для применения полимерного заводнения в виде низкой минерализации воды (полимер не осаждается на поверхности породы), песчаного коллектора и утяжеленной нефти.

Высокую эффективность показала технология с применением капсулированных полимерных систем. Удалось добыть 65 тыс.т нефти за небольшой промежуток времени при условии того, что нефть была легкой (для полимерного заводнения рекомендуется тяжелая высоковязкая нефть),

минерализация высокая и выходила за рамки критериев применимости. Метод является действительно крайне эффективным и рентабельным.

Метод ВУПАС и биополимерное заводнение доказали свою эффективность и могут быть использованы в будущем, однако на данном этапе следует уточнить критерии максимального эффективного применения: геологических характеристик и параметров пластов, петрофизических свойств коллектора, степени выработки запасов на момент реализации технологии.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7П	Тудегешеву Виталию Ренатовичу

Школа	**ИШПР**	**Отделение школы (НОЦ)**	**ОНД**
Уровень образования	Бакалавриат	**Направление/специальность**	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	*Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами не более 760500 рублей.*
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	*Нормы расхода материалов, инструмента, норма амортизации и т.д. Минимальное значение интегрального показателя ресурсоэффективности – 3,0 балла*
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	*Общий налоговый режим Налог на прибыль - 20% НДС – 20%*
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	*Технико-экономическое обоснование целесообразности внедрения техники или технологии выполнения работ. Проведение SWOT- анализа*
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	*Определение текущих затрат на проведение технологии полимерного заводнения*
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	*Кратность увеличения производительности скважины – 1,85*
Перечень графического материала *(с точным указанием обязательных чертежей)*:	
1. Оценка конкурентоспособности технических решений *2. Матрица SWOT* *3. График проведения и бюджет НИ* *4. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ*	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Спицына Любовь Юрьевна	к.э.н.		01.04.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7П	Тудегешев Виталий Ренатович		01.04.2021

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Основная цель расчетов – экономическая оценка проведения полимерного заводнения, отвечающая критерию достижения максимального экономического эффекта от возможно более полного извлечения нефти и получения прибыли за счет дополнительной добычи при соблюдении требований экологии и охраны окружающей среды. Экономическая эффективность проекта выражается в расчете прибыли от дополнительной добычи нефти. При этом учитываются все затраты: затраты на материалы, затраты на работу спецтехники, эксплуатационные затраты, затраты на капитальный ремонт скважины, затраты на амортизацию оборудования, налоговые исчисления. Таким образом, целью данного раздела является экономическое обоснование предлагаемых мероприятий, т. к. только на основании экономических показателей, таких как показатель экономического эффекта, прибыль от реализации продукции, период окупаемости можно судить об экономической эффективности предлагаемых мероприятий. Численные значения этих показателей дают нам полное представление об экономической эффективности предлагаемых мероприятий, позволяют определить превышение стоимостной оценки результатов над стоимостной оценкой затрат, совокупный доход предприятия, уменьшенный на величину эксплуатационных затрат, определить период окупаемости проекта.

4.1 Потенциальные потребители технологии

В качестве критериев сегментирования стоит использовать следующие мероприятия по увеличению нефтеотдачи пластов: Проведение полимерного заводнения, кислотной обработки скважины и зарезка бокового ствола, проведение. Сегментирование производим на примере двух организаций: ООО «ПрогрессНефтеСервис» - многопрофильная компания, оказывающая своим клиентам услуги по повышению нефтеотдачи пластов, обработке призабойных зон скважин, глушению скважин. Обладают технологическим оборудованием

для приготовления различных химический композиций и составов с возможностью проведения обработок в промышленных масштабах, в различных погодных условиях. Так же производственно-сервисная компания «Миррико» - российская группа производственно-сервисных компаний. Основные виды деятельности – производство и поставка химических реагентов различного назначения, инженерная поддержка заказчиков по вопросам применения химических решений, сервисные услуги. В 2006 году приступили к реализации сервисной стратегии. Различные сервисные услуги были предложены предприятиям нефтегазодобывающей, нефтеперерабатывающей, химической и нефтехимической, горнодобывающей и металлургической отраслей. Таким образом составим карту сегментации рынка услуг по увеличению нефтеотдачи пласта (Рисунок 30).

		Вид услуги по увеличению нефтеотдачи пласта		
		Полимерное заводнение	Кислотная обработка	Зарезка бокового ствола
Размер компании	Крупные			
	Средние			
	Мелкие			

Рисунок 30 - Карта сегментирования рынка услуг по увеличению нефтеотдачи пласта:

«Миррико» ООО «ПрогрессНефтеСервис»

Из карты сегментирования можно сделать вывод о том, что компании ООО «ПрогрессНефтеСервис» следует уделить внимание другим видам услуг. Компания «Миррико» занимает лидирующие позиции по сравнению с ООО «ПрогрессНефтеСервис».

4.2 Технология QuaD

Построена оценочная карта сравнения конкурентных технических решений в таблице 14.

Таблица 14 – Оценочная карта сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение	Средневзвешенное значение
Показатели оценки качества проведения технологии					
1. Энергоэффективность	0,03	75	100	0,75	2,25
2. Помехоустойчивость	0,02	60	100	0,6	1,2
3. Надежность	0,1	85	100	0,9	8,5
4. Унифицированность	0,01	70	100	0,7	0,7
5. Уровень материалоемкости разработки	0,01	80	100	0,8	0,8
6. Уровень шума	0,01	70	100	0,7	0,7
7. Безопасность	0,05	95	100	0,95	4,75
8. Потребность в ресурсах памяти	0,01	50	100	0,5	0,5
9. Функциональная мощность	0,1	70	100	0,9	7
10. Простота эксплуатации	0,03	50	100	0,5	1,5
11. Качество интеллектуального интерфейса	0,05	60	100	0,6	3
12. Ремонтопригодность	0,1	70	100	0,8	7
Показатели оценки коммерческого потенциала разработки					
13. Конкурентоспособность технологии	0,1	90	100	1	9
14. Уровень проникновения на рынок	0,1	80	100	0,9	8
15. Перспективность рынка	0,05	80	100	1	4
16. Цена	0,05	80	100	0,9	4
17. Послепродажное обслуживание	0,05	80	100	0,9	4
18. Финансовая эффективность технологии	0,05	100	100	1	5
19. Срок выхода на рынок	0,03	80	100	0,8	2,4
20. Наличие сертификации разработки	0,05	90	100	0,9	4,5
Итого	1				

Оценка качества и перспективности по технологии QuaD определяется по формуле:

$$\text{П}_{\text{ср}} = \sum \text{В}_i \times \text{Б}_i \quad (1)$$

Где $П_{ср}$ – средневзвешенное значение показателя качества и перспективности технологии;

Bi – вес показателя;

Бi – средневзвешенное значение i-го показателя

$П_{ср}$= 73,6, что говорит о том, что технология имеет перспективность выше среднего, что соответствует необходимым требованиям.

4.3 Бюджет технологии проведения полимерного заводнения

4.3.1 Исходные данные для расчета чистой прибыли при извлечении дополнительного объема нефти за счет проведения полимерного заводнения

Таблица 15 – Исходные данные

Цена нефти без НДС и ренты, Цн	22000 руб/т
Себестоимость нефти, Сн	7200 руб/т
Безразмерный коэффициент эксплуатации, $К_е$	0,95
Безразмерный коэффициент ежемесячного дебита $К_м$	0,95
Дебит нефти перед полимерным заводнением, qw	2,48 т/сут
Кратность увеличения коэффициента производительности скважины, Кд.н.	1,85

Приняв одинаковую депрессию на пласт до и после полимерного заводнения определим ожидаемое увеличение дебита после его проведения:

$$q_f = q_w * К_{д.н}\ , \tag{2}$$

$$q_f = 2{,}48 * 1{,}85 = 4{,}588\ т/сут$$

Ожидаемая добыча нефти после полимерного заводнения:

$$Q_w = q_f * К_е * t_j * \sum_i^j K_M^j\ , \tag{3}$$

где Q_f – добыча нефти после ПЗ, т;

$К_м$ – безразмерный коэффициент ежемесячного дебита;

$K_е$ – безразмерный коэффициент эксплуатации скважины;

j – месяцы после ПЗ, в том числе месяц проведения ПЗ,

j = 1 и т. д. до конца текущего года (или j = 12, если эффективность определяют за год);

t – календарное время каждого следующего месяца, суток (средний tj = 30,5).

Дополнительная добыча нефти после полимерного заводнения

$$Q_f = 2{,}48 * 0{,}95 * 30{,}5 * 2{,}8 = 201 \text{ т} \quad (4)$$

$$\Delta Q_f = 2898 - 251 = 2647 \text{ т}$$

4.3.2 Расчет расходов на полимерное заводнение

Расходы на полимерное заводнение – это затраты на приобретение химических реагентов, работу спецтехники, затраты на амортизацию оборудования.

В таблице 16 представлены расходы на материалы для полимерного заводнения

Таблица 16 – Расходы на материалы для полимерного заводнения

Материал	**Количество материала, n**	**Затраты $З_{мат}$ I, руб**
Полиакриламид, т	12	240000
Карбоксилметилцеллюлоза, т	5	123600
Азот (99,99 %), л	70	46666

По формуле находим общие затраты на материалы:

$$З_{МАТ} = \sum З_{МАТi}, \quad (5)$$

где $З_{МАТi}$, – затраты на материалы, используемые при проведении мероприятия, руб.

$З_{МАТ} = 240000 + 123600 + 46666 = 410266$ тыс.руб.

Расходы на прокат специальной техники:

$$З_{тех} = \sum З_{ТЕХ} * К_{ТЕХ}, \quad (6)$$

где $З_{ТЕХ}$ – норма времени для машины, руб./час;

$К_{ТЕХ}$ – стоимость одного часа проката машины, руб./чел:

$$З_{ТЕХ} = 4 * 6{,}3 * 3585 + 1 * 5{,}2 * 2082 + 1 * 8{,}1 * 2096 + 1 * 4{,}9 * 80 = 118{,}5$$

тыс.руб

Расходы на эксплуатацию оборудования:

$$З_{ЭКС} = N * Ц_{ЭКС} = 5 * 27000 = 135 \text{ тыс.руб.} \quad (7)$$

где ЦЭКС – цена проведения ПЗ;

N – количество скважин.

Затраты на амортизацию оборудования:

$$З_i = C * H_a * T \ , \quad (8)$$

где С – балансовая стоимость оборудования, руб;

$H_а$ – годовая норма амортизации, %;

Т – время проведения мероприятия

$$З_i = 31000 \text{ руб}$$

Общие затраты на полимерное заводнение:

$$З_{пол.зав} = З_{ЭКС} + З_{ТЕХ} + З_{МАТ} + З_i = 135 + 118{,}5 + 410{,}2 + 31 = 694{,}7 \text{ тыс.руб}, \quad (9)$$

4.3.3 Экономическая эффективность полимерного заводнения

Экономическую эффективность полимерного заводнения рассчитываем так:

$$Е = 0{,}75 * \left((Ц_н - С_н) * \Delta\, Q_f\right) - З_{пол.зав} \ , \quad (5)$$

где $Ц_н$ – цена нефти без НДС и ренты, тыс/т;

$C_н$ – себестоимость нефти;

$З_{пол.зав}$ – стоимость ПЗ вместе с затратами на все виды материалов, тыс;

0,75 – коэффициент, учитывающий погашение налога на прибыль.

Если Е>0, то применение ПЗ окупится, поскольку процесс экономически выгодный

Рассчитанная по формуле эффективность ПЗ 28,7 млн.руб., т. е. Е>0 и проведение процесса целесообразно.

4.3.4 Расчет чистой прибыли

Предложена укрупненная методика приближенной оценки окупаемости 30000 руб. расходов на ПЗ, которая аккумулирована в такой зависимости:

$$0{,}75 * (Ц_н - С_н) * \Delta Q_н^1 = 30000 \ , \quad (6)$$

Где $\Delta Q_{н}^{1}$ - количество тонн дополнительной добычи нефти для окупаемости 30000 рублей расходов (как части затрат на проведение гидроразрыва), который назовем коэффициентом окупаемости затрат $К_{о.в} = \Delta Q_{н}^{1}$

$$К_{о.в} = \frac{30000}{0,75*(Ц_{н}-С_{н})}, \quad (7)$$

Теперь легко рассчитать дополнительную добычу нефти $\Delta Q_{н.о.в}$ необходимую для окупаемости расходов, по зависимости:

$$\Delta Q_{н.о.в} = З_{пол.зав} * К_{о.в}, \quad (8)$$

Дополнительную добычу нефти $\Delta Q_{н.прб.}$, по которой определяем ожидаемую прибыль, рассчитаем по зависимости:

$$\Delta Q_{н.прб.} = \Delta Q_{f} - \Delta Q_{н.о.в}, \quad (9)$$

Ожидаемый эффект (чистую прибыль) рассчитаем так:

$$Е_{прб} = \Delta Q_{н.прб.} * 0,75 * (Ц_{н} - С_{н}), \quad (10)$$

Например, если 30000 руб., это часть расходов на проведение полимерного заводнения:

$$К_{о.в} = \frac{30000}{0,75*(22000-7200)} = 2,7 \text{ тыс.т}, \quad (11)$$

То есть, для окупаемости 30000 руб. расходов на полимерное заводнение необходимо добыть дополнительно 2,7 т нефти. Добыча нефти, необходимая для окупаемости расходов на проведение полимерного заводнения равна:

$$\Delta Q_{н.о.в} = 694,7 * 2,7 = 1875,7 \text{ т}, \quad (12)$$

Ожидаемая дополнительная добыча нефти $\Delta Q_{н.прб.}$, по которой определяем прибыль равна:

$$\Delta Q_{н.прб.} = 2647 - 1875,7 = 771,5 \text{ т}, \quad (13)$$

Ожидаемая прибыль равна:

$$Е_{прб} = 8563650 \text{ руб.}, \quad (14)$$

4.4 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности технологии

Рассчитаем интегральный финансовый показатель по формуле:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}}, \quad (15)$$

Где $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$- интегральный финансовый показатель технологии;

Φ_{pi} – стоимость i-го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения технологии.

Сравниваются две подрядные организации, обеспечивающие проведение технологии полимерного заводнения с одинаковым исполнением, отличаются лишь суммы затрат, где 694700 рублей – затраты на проведение ПЗ, рассчитанные выше, 710000 – затраты на проведение полимерного заводнения другой подрядной организации со схожим исполнением, 760500 – максимальное найденное значение затрат на проведение полимерного заводнения.

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{694700}{760500} = 0{,}91$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{710000}{760500} = 0{,}93$$

Интегральный показатель ресурсоэффективности рассчитывается по формуле:

$$\mathrm{I_{pi}} = \sum a_i * b_i, \quad (16)$$

где $\mathrm{I_{pi}}$ – интегральный показатель ресурсоэффективности для i-го вариант исполнения технологии;

a_i – весовой коэффициент i-го варианта исполнения технологии;

b_i – бальная оценка i-го варианта исполнения технологии.

Для расчета построим сравнительную оценку характеристик вариантов исполнения технологии в таблице 17.

Таблица 17 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения технологии:

Объект исследования / Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп. 1	Исп. 2
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,3	5	4
2. Удобство в эксплуатации	0,1	3	3
3. Энергосбережение	0,2	4	4
4. Надежность	0,3	4	4
5. Материалоемкость	0,1	3	2
ИТОГО	1		

$$I_{\text{исп.1}} = 5 * 0{,}3 + 3 * 0{,}1 + 4 * 0{,}2 + 4 * 0{,}3 + 3 * 0{,}1 = 4{,}1\ ;$$

$$I_{\text{исп.2}} = 4 * 0{,}3 + 3 * 0{,}1 + 4 * 0{,}2 + 4 * 0{,}3 + 2 * 0{,}1 = 3{,}7.$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения технологии ($I_{\text{исп.i}}$) рассчитывается по формуле:

$$I_{\text{исп.1}} = \frac{I_{\text{р-исп.1}}}{I_{\text{финр}}^{\text{исп.2}}}\ , \tag{17}$$

$$I_{\text{исп.1}} = \frac{4{,}1}{0{,}91} = 4{,}51;$$

$$I_{\text{исп.2}} = \frac{3{,}7}{0{,}93} = 3{,}98.$$

Сравнительная эффективность проекта вычисляется по формуле:

$$\text{Э}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{исп.1}}}{I_{\text{исп.2}}} \tag{18}$$

$$\text{Э}_{\text{ср}} = \frac{4{,}51}{3{,}98} = 1{,}13\ ,$$

Составим таблицу 18 сравнительной эффективности технологий.

Таблица 18 – Сравнительная эффективность технологии

№	Показатели	Исп. 1	Исп. 2
1	Интегральный финансовый показатель технологии	0,91	0,93
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности технологии	4,1	3,7
3	Интегральный показатель эффективности	4,51	3,98

Исходя из результатов, приведенных в таблице, можно сделать вывод о том, что изначально рассматриваемый вариант проведения ПЗ оказался наиболее эффективным по всем показателям.

4.5 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Сильной стороной будет являться отличительное преимущество или особые ресурсы, которые могут быть эффективно использованы для достижения поставленных целей. Слабость может проявляться в упущение или ограниченности научно-исследовательского проекта, которые препятствуют достижению его целей. Возможности представляют собой предпочтительную ситуацию, возникающую в условиях окружающей среды проекта.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешне среде. Результаты первого этапа SWOT-анализа представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Матрица SWOT-анализа

Сильные стороны технологии (С)	**Слабые стороны технологии (Сл)**
1. Технологию полимерного заводнения можно применять на любой стадии разработки; 2. Технологию полимерного заводнения можно применять при высокой обводненности; 3. Технология полимерного заводнения позволяет эффективно разрабатывать трудноизвлекаемые запасы	1. Большие первоначальные вложения; 2. Учет особенностей конкретного объекта обработки; 3. Негативное воздействие на окружающую среду.
Возможности (В)	Угрозы (У)
1. Увеличение КИН; 2. Повышение продуктивности скважины 3. Включение в работу низкопроницаемых участков пласта	1. Аварии, поломки оборудования и трубопроводов; 2. Остановки процесса закачки;

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений

В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта. Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT. Возможно использование этой матрицы в качестве одной из основ для оценки вариантов стратегического выбора. Факторы помечаются либо знаком «+» (означает сильное соответствие сильных сторон возможностям), либо знаком «-» (что означает слабое соответствие); «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-». Интерактивные матрицы проекта представлены в таблице 20,21,22,23.

Таблица 20 – Интерактивная матрица проекта

		Сильные стороны		
Возможности проекта		С1	С2	С3
	В1	+	0	+
	В2	+	0	+
	В3	+	0	+

При анализе интерактивной таблицы 20 определены сильные коррелирующие стороны и возможности: В1С1С3; В2С1С3; В3С1С3.

Таблица 21 - Интерактивная матрица проекта

Слабые стороны				
Возможности проекта		СЛ1	СЛ2	СЛ3
	В1	+	+	-
	В2	+	+	-
	В3	+	+	-

При анализе интерактивной таблицы 21 обнаружены корреляции слабых сторон и возможностей проекта: В1В2В3Сл1Сл2.

Таблица 22 – Интерактивная матрица проекта

		Сильные стороны		
Угрозы проекта		С1	С2	С3
	У1	+	+	+
	У2	0	0	0

При анализе интерактивной таблицы 22 выявлены корреляции сильных сторон и угроз проекта: У1С1С2С3

Таблица 23 – Интерактивная матрица проекта

Слабые стороны				
Угрозы проекта		СЛ1	СЛ2	СЛ3
	У1	+	-	-
	У2	+	0	-

При анализе интерактивной таблицы 23 выявлены корреляции слабых сторон и угроз проекта: У1У2Сл2. Заявленная технология имеет большой потенциал, высокую актуальность и эффективность. Из недостатков стоит выделить большую стоимость и негативное воздействие на окружающую среду.

Вывод

Согласно проведенному SWOT – анализу применение технологии полимерного заводнения с целью повышения нефтеотдачи пласта имеет высокую актуальность и эффективность, что может привести к его дальнейшему использованию, проведению модификаций, усовершенствованию технологий использования и сведение угроз к минимуму. Значительными угрозами можно считать аварии, поломки оборудования и прорыв трубопровода, вследствие чего будет происходить остановка процесса закачки.

4.6 Разработка графика анализа технологии

В рамках планирования выпускной квалификационной работы необходимо построить календарный и сетевые графики проекта. Для реализации проекта необходимы два исполнителя – научный руководитель и студент. Проектная работа делиться на этапы, каждый из которых имеет своё содержание и исполнителей. Линейный график представлен в виде таблицы 24.

Таблица 24 – Календарный план выполнения работы

Название	**Длительность, дни**	**Дата начала работ**	**Дата окончания работ**	**Состав участников (ФИО ответственных исполнителей)**
Ознакомление с темой работы	10	1.02.2021	3.02.2021	Тудегешев В.Р.
Описание общей теоретической части по теме	24	4.02.2021	15.02.2021	Тудегешев В.Р. Орлова Ю.Н (научный руководитель ВКР)
Изучение нормативно - технической базы	22	16.02.2021	20.02.2021	Тудегешев В.Р.
Изучение методов разработки низкопроницаемых коллекторов	19	21.02.2021	12.03.2021	Тудегешев В.Р. Орлова Ю.Н (научный руководитель ВКР)
Финансовый менеджмент	15	13.03.2021	01.04.2021	Тудегешев В.Р.
Социальная ответственность	17	02.04.2021	01.05.2021	Тудегешев В.Р.
Заключение	1	02.05.2021	25.05.2021	Тудегешев В.Р. Орлова Ю.Н (научный руководитель ВКР)
Презентация	4	26.05.2021	10.06.2021	Тудегешев В.Р.

Для иллюстрации календарного плана проекта приведена диаграмма Ганта, на которой работы по теме представляются протяженными во времени

отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства отображения каждый месяц разделен на декады (таблица 25).

Таблица 25 – Календарный план-график проведения анализа по теме

Вид работ	Исполнители	Раб. дни	Продолжительность работ														
			февраль			март			апрель			май			июнь		
			1-10	11-20	21-28	1-10	11 20	21-31	1-10	11-20	21-30	1-10	11 20	21-31	1-10	11-20	21-30
Ознакомление с темой исследования	Бакалавр	10															
Описание общей теоретической части по теме	Бакалавр Руководитель	24															
Изучение нормативно - технической база	Бакалавр	22															
Изучение современных технологических подходов к эксплуатации объектов добычи в условиях разработки низкопроницаемых коллекторов	Бакалавр Руководитель	19															
Финансовый менеджмент	Бакалавр	15															
Социальная ответственность	Бакалавр	17															
Заключение	Бакалавр Руководитель	1															
Презентация	Бакалавр	4															

- бакалавр;

- руководитель;

4.7 Вывод по экономическому разделу

На основании полученных данных можем сделать вывод о том, что проведение технологии полимерного заводнения пласта позволит не только повысить эффективность разработки низкопроницаемых коллекторов, но и принести немалый дополнительный доход предприятию. Также умелое применение новых технологий позволит не только извлекать остаточные нефти, но и получать при этом немалые доходы.

Анализируя стоимость проведения полимерного заводнения, можно сделать вывод, что на повышение стоимости в основном влияет статья «Расходы на материалы:».

Для снижения стоимости необходимы:

1. Разработка и внедрение новых, российских химических реагентов, а также поиск более экономичных методов по производству полиакриламида, с целью уменьшения стоимости продукта на рынке.
2. Применение российского оборудования, не уступающего по качеству и характеристикам импортному
3. Усовершенствование технологии проведения полимерного заводнения и сокращение времени его проведения
4. Заключение взаимовыгодных договоров со смежными компаниями

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7П	Тудегешев Виталий Ренатович

Школа	**Инженерная школа природных ресурсов**	**Отделение (НОЦ)**	**Отделение нефтегазового дела**
Уровень образования	Бакалавриат	**Направление/специальность**	21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль: «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Тема ВКР:

Анализ эффективности применения технологии полимерного заводнения в различных геологических условиях на примере месторождений Западной Сибири	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: технологии применения полимерного заводнения Область применения: добывающие скважины
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	- Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 05.04.2021) - Постановление правительства РФ от 20.11.2008 г. №870 «Об установлении сокращенной продолжительности рабочего времени, ежегодного дополнительного оплачиваемого отпуска, повышенной оплаты труда работникам, занятым на тяжелых работах, работах с вредными и (или) опасными и иными особыми условиями труда» - ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: - отклонение показателей климата на открытом воздухе; - превышение уровней шума и вибрации; - повышенная запыленность рабочей зоны; - недостаточная освещенность. Опасные факторы: - химические реагенты; - высокое давление;

	- механические опасности.
3. Экологическая безопасность:	Атмосфера: загрязнение атмосферного воздуха. Гидросфера: загрязнение подземных вод. Литосфера: загрязнение почвы химическими веществами.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС: - разрушение элементов, находящихся под высоким давлением; - разрыв трубопроводов, подающих реагенты в скважину; - нарушение электроснабжения. Наиболее типичная ЧС: разрушение элементов, находящихся под высоким давлением.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7П	Тудегешев Виталий Ренатович		

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Все производственные объекты сопровождаются воздействием опасных и вредных факторов на сотрудника предприятия. Поэтому важно соблюдать безопасные условия труда. Социальная ответственность – ответственность организации за воздействие её решений и деятельности на общество и окружающую среду через прозрачное и этическое поведение. Соблюдая правила безопасности, можно избежать наступления чрезвычайной ситуации.

Полимерное заводнение является одним из наиболее перспективных методов увеличения нефтеотдачи, при котором происходит равномерное вытеснение нефти из пласта. За счет этого происходит увеличение охвата пласта заводнением. ПЗ способствует извлечению остаточной нефти, проникая в высокопроницаемые пропластки.

Для эффективной реализации технологии полимерного заводнения важно грамотно составить план, ориентированный на выбор скважины, осуществление работ по заданному режиму закачки полимерного раствора, провести расчет времени, требуемого на закупку компонентов и приготовление состава, иметь утвержденную комиссией конкретную дату закачки, провести заблаговременное бронирование необходимого оборудования и др. Работы выполняются круглогодично. Необходимо следовать не только утвержденному плану, но и требованиям по безопасности и охране труда

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Так как полимерное заводнение осуществляется непосредственно на месторождении, то для работников преобладает вахтовый метод работы. Это объясняется тем, что месторождения значительно удалены от места постоянного проживания работников или места нахождения работодателя. Особенности работы вахтовым методом прописаны в Главе 7 ТК РФ [27]. К работам, выполняемым вахтовым методом, не допускаются беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет; работники в возрасте до

восемнадцати лет. Также не допускаются лица, имеющие противопоказания по медицинским заключениям.

Правовое регулирование труда рабочих, в данной отрасли, соблюдается с учетом норм, которые были установлены в статьях 297-302 Трудового кодекса Российской Федерации [27], глава 47 «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом». Учитываются так же и районы работы и нормы, установленные главой 50 Трудового кодекса «Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах крайнего севера и приравниваемых к ним местностям», статьи с 313 по 327 [27].

В Нефтегазовой отрасли существует целый ряд характерных особенностей, относящихся к регулированию труда в этой отрасли. Среди них можно выделить: величина рабочего времени, величина времени отдыха, заработная плата и охрана труда.

Согласно статье номер 299 ТК РФ [27] продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. В исключительном случае на отдельных объектах продолжительность вахты может быть увеличена работодателем до трех месяцев в порядке, установленном статье 372 ТК РФ [27] для принятия локальных нормативных актов.

Время отдыха и рабочее время устанавливается графиком работы на вахте, который утверждается работодателем в порядке, который установлен статьей 372 ТК РФ [27]. График предусматривает время, которое необходимо для доставки работников на вахту и обратно. Дни заезда и выезда к месту работы и обратно в рабочее время не включается.

Согласно статьям 129, 219, 164 ТК РФ [27] в условиях наличия вредного производственного фактора предусмотрены компенсационные выплаты призванными компенсировать работникам их психофизиологические затраты (затраты здоровья), которые они несут на работе с вредными и (или) опасными условиями труда.

При организации рабочих мест операторов обязательно их обеспечение инструментами и расходными материалами, необходимыми для выполнения конкретных работ с соблюдением требований действующих санитарных норм.

5.2 Производственная безопасность

Закачка полимерных растворов осуществляется через нагнетательные скважины, обслуживание которых производит оператор ППД. Его рабочее место состоит из скважин, кустовой площадки, блоков автоматики.

Работая на производственных объектах, работник подвергается вредному воздействию опасных и вредных факторов. Классификация факторов представлена в нормативном документе ГОСТ 12.0.003-2015 [28] (таблица 26).

Таблица 26 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ на кустовых площадках

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	**Этапы работ**			**Нормативные документы**
	Разработка	**Приготовление раствора**	**Эксплуатация**	
1) Отклонение показателей климата на открытом воздухе;	+		+	СанПиН 2.2.4-548-96 [29] Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ [30] Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [31]; ГОСТ 12.1.012-2004. Вибрационная безопасность. Общие требования [32]; СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* [33]; ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [34]; ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [35].
2) Превышение уровней шума и вибрации;		+	+	
3) Повышенная запыленность рабочей зоны;	+	+	+	
4) Недостаточная освещенность;	+	+	+	

Продолжение таблицы 26

5) Химические реагенты;		+	+	Приказ от 15 декабря 2020 года N 536 Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением [38]
6) Высокое давление;		+	+	
7) Механические опасности.	+	+	+	

5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия отклонение показателей климата на открытом воздухе

Работы по закачке полимерного раствора в пласт производятся на открытом воздухе. Неблагоприятные метеорологические условия (температура, скорость ветра, влажность воздуха) могут негативно сказаться на производственном процессе и привести к несчастному случаю. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются (таблица 27).

Таблица 27 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

Скорость ветра, м/с	**Температура воздуха, °С**
Безветренная погода	-40
Менее 5,0	-35
5,1 – 10,0	-25
10,1 – 15,0	-15
15,1 – 20,0	-5
Более 20,0	0

При высокой температуре снижается концентрация внимания, появляются неосмотрительность и торопливость, при низкой – вследствие интенсивной теплоотдачи организма. Если влажность больше 35-70% воздух считается влажным, если меньше данного диапазона – сухой. Сухой воздух влечет за собой повышенное испарение, которое приводит к ощущению сухости

слизистых оболочек и кожи. В свою очередь, влажный воздух осложняет испарение.

При отклонении показателей климата предусмотрены средства индивидуальной защиты (СИЗ). СИЗ должны предотвращать или уменьшать риск действия производственных факторов. Они выбираются согласно ГОСТ 12.4.011-89 [36]. Для защиты головы от теплового облучения алюминиевые, фибровые каски. Также каска поможет избежать травм головы. Для исключения попадания песка в глаза или в носовую полость необходимо применять очки и респираторы. Так как при приготовлении полимерного раствора сотрудник работает с химическими реагентами необходимо использовать перчатки или рукавицы, которые также в холодный период года помогут избежать обморожения рук. Защитой от пониженной температуры служит теплая спецодежда, а при осадках – плащи. Также сооружают помещения для обогрева сотрудников в холодное время года.

Превышение уровней шума и вибрации

Вблизи работы оператора ППД может производиться капитальный ремонт скважины. Данный вид работ создает уровень шума, не превышающий допустимый согласно ГОСТ 12.1.003-2014 [31]. Значение уровня звука на рабочем месте не должен превышать 40-45 дБ, а на открытой местности – не более 80 дБ. Для снижения уровня шума работникам следует применять СИЗ. Из-за удаленности месторождений от места проживания работников их доставляют на вахту на вертолетах. Они создают уровень шума 95-100 дБ, что превышает норму. Поэтому необходимо выбрать средства защиты согласно СП 51.13330.2011 [37]: противошумные вкладыши или наушники.

Технологическая норма уровня вибрации составляет 92 дБ согласно ГОСТ 12.1.012-2004 [32]. При значении уровня вибрации 92дБ частота составляет 63 Гц. Уровень вибрации на рабочем месте оператора ППД объясняется работой насосного агрегата по закачке реагента в скважину. При работе с оборудованием при вибрации производительность работника

снижается, а также растет число травм. Для защиты от вибрации рекомендуется применять резиновые перчатки.

Повышенная запыленность рабочей зоны

В большинстве случаев насыпные кустовые площадки состоят из песка и глинистого материала. При сильном ветре наблюдается повышенная запыленность рабочей зоны и песок попадает в носовую полость рабочего. Чтобы предотвратить попадание песка необходимо использовать респираторы.

Недостаточная освещенность

Часто приходится работать в темное время суток и необходимо обеспечить достаточную освещенность зоны работ. Норма освещенности должна быть не ниже 10 люксов согласно СП 52.13330.2016 [33]. Если норма освещенности соответствует нужному диапазону, то мероприятия по улучшению освещенности не требуется.

Нормы освещенности $E_{экс}$ и равномерности освещенности U_0 в зоне зрительной работы независимо от плоскости нормирования (горизонтальной, вертикальной или наклонной), коэффициента пульсации освещенности $K_п$ и общего индекса цветопередачи $R_а$ для различных помещений насосной станции и видов зрительной работы приведены в таблице 28. Недостаточность освещения приводит к напряжению зрения, ослабляет внимание, приводит к наступлению преждевременной утомленности. Чрезмерно яркое освещение вызывает ослепление, раздражение и резь в глазах. Неправильное направление света на рабочем месте может создавать резкие тени, блики, дезориентировать работающего.

Таблица 28 – Нормы освещенности для помещений насосной станции

Наименование помещения	$E_{экс}$, лк	U_0 , не менее	$R_а$, не менее	$K_п$, не более
Пути движения и коридоры	100	0,40	40	-
Лестницы	100		40	
Рабочая зона насоса	150		60	10

Коэффициент пульсации освещенности $K_п$ в помещениях, где возможно возникновение стробоскопического эффекта и есть опасность прикосновения к вращающимся или вибрирующим объектам, - не более 10%

5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия

Химические реагенты

При полимерном заводнении (ПЗ) наиболее часто используют полиакриламид (ПАА). При нарушении герметизации емкости для хранения химических реагентов в установке дозирования реагентов (УДХ) происходит разлив реагента в помещении. При контакте может вызывать раздражение глаз; при повторном контакте с кожей вызывает ее раздражение, а при длительной или чрезмерной ингаляции – раздражение дыхательных путей. Поэтому необходимо соблюдать меры осторожности при работе с реагентами при приготовлении раствора. Требования безопасности при работе с химическими регентами прописаны в ГОСТ 12.1.007-76 [35], при соблюдении которых можно избежать воздействия опасного фактора на здоровье работника.

Высокое давление

Аппараты, работающие под давлением – оборудование, в котором жидкость или газ находятся под давлением, превышающем атмосферное. Закачка полимерного раствора осуществляется под давлением 20-22 МПа. Насосы на кустовой насосной станции создают такое высокое давление и производят подачу подающих воды с реагентом в нагнетательную скважину, а из нее в пласт. Чтобы не допустить чрезвычайных ситуаций разработаны Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением», утверждённые федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору приказ от 15 декабря 2020 года N 536 [38].

Нарушение герметичности оборудования может произойти при взрыве сосуда, работающего под избыточным давлением. При взрыве может произойти разрушение взрывной волной близкорасположенного оборудования, а также нанесение травм работнику, в том числе не совместимых с жизнью.

Также нарушение герметичности может быть вызвано дефектами (трещины, вмятины и т.д.), полученные при изготовлении, хранении и транспортировке сосудов, работающих под давлением. Для обнаружения дефектов необходим ежедневный внешний осмотр оборудования, применение средств измерений КИП, а также испытания сосудов и материалов, из которых они изготовлены.

Механические опасности

При осуществлении процесса заводнения необходимо использовать высоконапорные насосы, которые могут создавать давление 200-500 атм. Насос имеет вращающиеся части, которые могут представлять опасность для жизни сотрудника. Поэтому очень важно использовать кожухи и заградительные ограждения, чтобы исключить вероятность соприкосновения человека с вращающимся механизмом.

Необходимо систематически проверять целостность защитных заграждений на движущихся и вращающихся механизмах, плановую и неплановую проверку пусковых и тормозных устройств, а также проверку состояния оборудования согласно ГОСТ 12.2.003-91 [34]. Также необходимо соблюдать технику безопасности и форму одежды (все пуговицы застегнуты).

5.3 Экологическая безопасность

Процесс закачки полимерного раствора в пласт сопровождается техногенным воздействием на окружающую среду. Поэтому для минимизации вредного воздействия необходимо применять комплекс мероприятий по охране окружающей среды.

Защита атмосферы

Атмосферный воздух может загрязняться вследствие выброса газа и сопутствующих вредных веществ на кустовой площадке. Мероприятиями по охране атмосферы являются поддержание герметичности системы ППД и контроль за воздушной средой на КНС для определения опасной концентрации газа. Мероприятия по защите атмосферы от загрязнения:

- проверка оборудования на герметичность;

- контроль выхлопных газов автотранспорта, находящегося на кустовой площадке, на содержание окиси углерода CO_2;

- контроль источников выброса на содержание окиси углерода CO_2, окислов азота для подбора оптимального режима сжигания газа и уменьшения концентрации вредных веществ.

Защита гидросферы

Вторичное вскрытие пласта скважин при определённых условиях сопровождается:

– Загрязнением подземных вод химическим реагентами или нефтью при разливе;
– Бытовыми или твердыми отходами;
– Перетоками флюида в заколонном пространстве из-за нарушения целостности обсадной колонны.

Мероприятия по охране подземных вод от загрязнения должны соответствовать требованиям санитарных правил «Гигиенические требования к охране подземных вод от загрязнения. СП 2.1.5.1059-01», утверждённым Главным государственным санитарным врачом РФ 16 июля 2001 г., введённым в действие с 1 октября 2001 г.

Мероприятия по защите гидросферы заключаются в том, что при эксплуатации скважин продукты освоения (нефть, отработанная вода) необходимо собираться в передвижные металлические емкости по 25 $м^3$ с последующей откачкой нефти и пластовой воды в нефтесборный коллектор. После закачки химических реагентов через нагнетательную скважину ее

необходимо промыть достаточным объемом инертной жидкости. Сброс жидкости производится в сборную емкость. Остатки реагентов собираются и доставляются в места утилизации или уничтожения.

Защита литосферы

В процессе закачки полимерного раствора происходит цементирование каналов, по которым он подавался в пласт. В результате происходит снижение проницаемости высокопроницаемых участков пласта. Поэтому следует выбирать полимер, который после выполнения своей функции разрушится, а не загрязнит почву. Также при повреждении или корродировании подземного оборудования скважины возможна утечка нефти, которая приведет к загрязнению почвы. Мероприятия по защите литосферы:

- рекультивация земель: при разливе нефти необходимо ее собрать, внести удобрения и высадить растения;
- подбор оптимального типа полимера;
- контроль за герметичностью оборудования.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации (ЧС), которые могут возникнуть на кустовой площадке при закачке полимерного раствора в пласт, следующие:

- разрушение элементов, содержание жидкости и газы, находящиеся под высоким давлением;
- разрыв трубопроводов, подающих реагенты в скважину;
- нарушение электроснабжения или полное отключение подачи электроэнергии.

Наибольшую опасность для работников представляют собой процессы, идущие под высоким давлением. При этом существует вероятность нарушение герметичности оборудования, т.е. может произойти взрыв. В результате работник может получить травмы, в том числе не совместимые с жизнью.

Поэтому, проектирование, строительство и эксплуатация промысловых трубопроводов должны осуществляться в соответствии с требованиями федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору

приказом от 15 декабря 2020 года N 534 Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», руководству по безопасности «рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» утвержденное приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 27 декабря 2012 г. N 784 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», о недрах (в редакции Федерального закона от 3 марта 1995 года N 27-ФЗ) (с изменениями на 8 декабря 2020 года) [40].

В случае возникновения ЧС необходимо оградить опасную зону, сообщить о ситуации руководству и начать мероприятия по спасению людей, если есть пострадавшие.

Основные мероприятия по предотвращению опасностей, обусловленных повышением давления и нагрузками, включают в себя: осмотр и испытание установок, оборудования, механизмов; применение различных средств блокировки, исключающих аварии при неправильных действиях рабочих; автоматизация производственных процессов, позволяющая вывести людей из опасных зон, и осуществлять контроль показаний приборов дистанционно.

Вывод

В данном разделе были проанализированы вредные и опасные факторы, влияющие на здоровье работников, возникающие в процессе выполнения ряда работ. Выполнение мер безопасности и мер по предупреждению опасных факторов позволит избежать наступления ЧС и сократить вредное воздействие на работников предприятия. При полимерном заводнении возможны различные прорывы и разливы химических реагентов полимерного раствора, что в свою очередь приводит не только к серьезным загрязнениям окружающей среды, но и к резкому ухудшению здоровья персонала. Следует изучить и строго соблюдать требования безопасности, прописанные в ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «ВРЕДНЫЕ ВЕЩЕСТВА»

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены технологии полимерного заводнения и геолого-физические условия для их применения. Данная технология позволяет снижать динамически неоднородные потоки жидкости, включать в работу низкопроницаемые участки пласта для отмыва дополнительной нефти. Как следствие, увеличивается коэффициент охвата пласта заводнением, соответственно, и коэффициент нефтеотдачи.

Для наибольшей эффективности от применения технологии необходимо точно подобрать химический состав полимерного раствора, исходя из геолого-физических характеристик пласта. Положительно-рентабельный эффект наблюдается при высокой вязкости нефти, оптимальной проницаемости, низкой минерализации, минимальном наступлении деструкции полимера и благоприятном температурной режиме пласта.

Рассмотренные методы представляют собой модификации полимерного заводнения на основе биополимеров, термообратимых гелей, вязкоупругих поверхностно-активных и капсулированных полимерных систем. Данные технологии показали свою эффективность на месторождениях Западной-Сибири в различных геологических условиях и на Ромашкинском месторождении Волго-Уральской провинции.

Наиболее эффективными оказались методы с использованием термообратимых гелей и капсулированных полимерных систем. С помощью первой технологии удалось добыть 480 тыс.т нефти, что в перерасчете на курс 2003 года получается 3 410 400 000 руб прибыли. После применения КПС удалось дополнительно добыть 65 тыс.т нефти, на 2005 г. прибыль от технологии составляла 101 887 500 руб.

Были рассмотрены меры производственной безопасности при выполнении работ по закачке полимерного раствора в пласт, которые позволяют избежать наступления вредных и опасных производственных факторов. Также были рекомендованы мероприятия по их устранению.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бондаренко А. В. Экспериментальное сопровождение опытно-промышленных работ по обоснованию технологии полимерного заводнения в условиях высокой минерализации пластовых и закачиваемых вод: диссертация, кандидата технических наук: 25.00.17 / Бондаренко Алексей Валентинович; - Москва, 2017. - 25 с.

2. Деламаид Э. Химические методы увеличения нефтеотдачи с использованием горизонтальных скважин: промысловые методы / Э. Деламаид // Георесурсы. – 2017. – Т.19, №3, Ч.1. – С. 166-175.

3. Маркова, О. М. Успешное применение технологии ASP заводнения для повышения нефтеотдачи. Отечественный и зарубежный опыт / О. М. Маркова, А. А. Севастьянов. — Текст : непосредственный // Молодой ученый. — 2019. — № 46 (284). — С. 34-37. — URL: https://moluch.ru/archive/284/63931/ (дата обращения: 15.06.2021).

4. Шамилов В.М. Полимерные нанокомпозиты на основе карбоксиметилцеллюзы и наночастиц Al и Cu для увеличения добычи нефти / В.М. Шамилов, Э.Р. Бабаев, Н.Ф. Алиева // Территория Нефтегаз. – 2017. – №3. – С. 34-38.

5. Федорова А.Ф., Шиц Е.Ю., Портнягин А.С. Исследование возможности применения растворов полимеров в качестве агентов вытеснения на месторождениях с аномально низкими пластовыми температурами // Нефтегазовое дело. - 2008. - №1.

6. Хисамов Р.С., Газизов А.А., Газизов А.Ш. Увеличение охвата продуктивных пластов воздействием. М: ОАО ВНИИОЭНГ, 2003. - 568с.

7. Повышение эффективности полимерного заводнения [Электронный ресурс]. – URL: https://snf-group.ru/wp-content/uploads/2015/05/Oil30_Years_of_EOR.pdf

8. Химченко П.В. Обоснование выбора полимера и композиции на основе полиакриламида для полимерного заводнения на месторождениях с

высокой температурой и минерализацией: диссертация кандидата технических наук. – Москва, 2018. – С. 73-75.

9. Тома А. Полимерные нанокомпозиты на основе карбоксиметилцеллюзы и наночастиц Al и Cu для увеличения добычи нефти / А. Тома [и др.] // Территория Нефтегаз. – 2017. – №7-8. – С. 58-67.

10. Вендина Д.А. Анализ эффективности потокоотклоняющих технологий в условиях повышенных значений пластовых температур // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XXIII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, Томск, 8-12 апреля 2019 г. – Томск, 2019. – Т.2 – С. 72-74.

11. Шишмина Л.В. Сбор и подготовка продукции нефтяных скважин / Л.В. Шишмина. – Томск: ТПУ, 2011. – С. 123-126.

12. Коршак А.А. Основы нефтегазового дела / А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2002. – С. 162-163.

13. ОСТ 39-225-88 Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству.

14. Химченко П.В. Новые принципы в применении технологии полимерного заводнения, как оного из методов повышения нефтеотдачи пластов / П.В. Химченко // Концепт. – 2014. – Т.20. – С. 1366-1370.

15. Коршак А.А. Основы нефтегазового дела / А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2002. – С. 165-166.

16. Гумерова, Г. Р. Анализ эффективности применения вязкоупругого поверхностно-активного состава на месторождениях Западной Сибири / Г. Р. Гумерова, Н. Р. Яркеева // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 1. – С. 19-25. – DOI 10.18799/24131830/2019/1/47.

17. Полимерное заводнение на опытном участке Самотлорского месторождения. Обоснование эксперимента и предварительные результаты / В.В. Литвин, М.В. Самойлов, С.А. Власов, Я.М. Каган, Б.М. Кудряшов // Бурение и нефть. – 2009. – № 3, 4. – С. 52–54.

18. Гумерова Г.Р., Яркеева Н.Р. Технология применения сшитых полимерных составов // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. – 2017. – № 2. – С. 63–79.

19. Обоснование выбора объекта под полимерное воздействие на примере пластов АВ1(3) и АВ2–3 Самотлорского месторождения / Н.И. Хисамутдинов, М.Н. Шаймарданов, В.В. Литвин, С.И. Хазов // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 11. – С. 54–59

20. Эффективность опытно-промышленных работ по биополимерному заводнению на Самотлорском месторождении / А. С. Тимчук, Ю. В. Земцов, А. В. Баранов, А. С. Гордеев // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 2. – С. 118-121.

21. Брезицкий С.В., Власов С.А., Каган Я.М.О методике оценки концентрации полимерного раствора и объема оторочки, достаточного для успешной реализации полимерного заводнения//Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 10. – С. 90-94.

22. Опытно-промышленныеработы по полимерному заводнению на Новогодней залежи пласта ЮВ1 Самотлорского месторождения/ А.С. Грищенко, С.Л. Рыжов, С.А. Власов [и др.]//Вестник ЦКР Роснедра – 2009. – № 2

23. Кулагин С.Л., Земцов Ю.В., Галимов Ш.С. Эффективность МУН при различной степени выработки объекта//Бурение и нефть. – 2011. – № 2.

24. Алтунина Л. К. Термообратимые полимерные гели для увеличения нефтеотдачи / Л. К. Алтунина, В. А. Кувшинов, Л. А. Стасьева // Химия в интересах устойчивого развития. – 2011. – Т. 19. – № 2. – С. 127-136.

25. Алтунина Л. К, Кувшинов В. А. // Нефтеотдача. 2002. №5. С. 28-35

26. Кубарев, Н. П. Технология модифицированного полимерного заводнения капсулированными полимерными системами и ее развитие / Н. П. Кубарев, С. А. Болгов // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. – 2009. – Т. 7. – С. 115-118.

27. Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 09.03.2021

28. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация

29. СанПиН 2.2.4-548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений

30. ГОСТ 12.1.005-88 СББТ Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

31. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности

32. ГОСТ 12.1.012-2004. Вибрационная безопасность. Общие требования

33. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*

34. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности

35. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности

36. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация

37. СП 51.13330.2011 Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003 (с Изменением N 1)

38. Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 N 536 "Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением" (Зарегистрировано в Минюсте России 31.12.2020 N 61998

39. СП 2.1.5.1059-01 Гигиенические требования к охране подземных вод от загрязнения

40. Приказ Ростехнадзора от 27.12.2012 N 784 Об утверждении Руководства по безопасности "Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов"