

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА
Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Н.Г. Квеско
подпись инициалы, фамилия
« _____ » _____ 2021г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

СНИЖЕНИЕ ОБВОДНЕННОСТИ СКВАЖИН С ПОМОЩЬЮ
ПОТОВОТЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ НА ПРИМЕРЕ ██████████
МЕСТОРОЖДЕНИЯ

23.04.03 Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

23.04.03.05 Управление разработкой нефтяных месторождений

Научный руководитель _____
подпись, дата

профессор, д.т.н.
должность, ученая степень

Н.Г. Квеско
инициалы, фамилия

Выпускник _____
подпись, дата

Д.А. Тимошенко
инициалы, фамилия

Рецензент _____
подпись, дата

Директор КП «Сузун»
должность, ученая степень

И.С. Зайнуллин
инициалы, фамилия

Красноярск 2021

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА
Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Н.Г. Квеско
подпись инициалы, фамилия
« ____ » _____ 2021г.

**ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме магистерской диссертации**

Студенту Тимошенко Дмитрию Алексеевичу

Группа НМ19-05М

23.04.03 Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

23.04.03.05 Управление разработкой нефтяных месторождений

Тема выпускной квалификационной работы: «Снижение обводненности скважин с помощью потокоотлоняющих технологий на примере [REDACTED] месторождения»

Утверждена приказом по университету № 3945/С от 22.03.2021 г.

Руководитель ВКР Н.Г. Квеско, старший научный сотрудник, доктор технических наук, заведующий кафедры РЭНГМ Института нефти и газа СФУ.

Исходные данные для ВКР: тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ ООО «РН-Ванкор», электронные ресурсы, дополнения к технологической схеме разработки [REDACTED] месторождения, фондовая и периодическая литература.

Перечень разделов ВКР:

1. Литературный обзор;
2. Географическое и административное расположение;
3. Геолого-физическая характеристика месторождения
4. Текущее состояние и особенности разработки;
5. Выбор и обоснование первоочередной базовой ПОТ;
6. Проведение физико-химических исследований и выбор наиболее подходящих реагентов для применения в ПОТ на Аааааааааа месторождении;
7. Анализ доступных на рынке химических реагентов и подбор подходящих из них для выбранной оптимизированной в результате лабораторных исследований технологии;
8. Методика оценки объемов закачки рабочих растворов СПС;
9. Технологический процесс закачки рабочих растворов СПС;
10. Рекомендации по применению наиболее оптимальных реагентов и рецептур. Разработка предложений по корректировке технологий закачки с учетом результатов лабораторного тестирования;
11. Прогнозная оценка эффективности от применения ПОТ;
12. Экономический и технологический эффект от внедрения.

Научный руководитель

_____ Н.Г. Квеско
подпись, дата должность, ученая степень инициалы, фамилия

Задание принял к исполнению

_____ Д.А. Тимошенко
подпись, дата инициалы, фамилия

« ___ » _____ 2021 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Снижение обводненности скважин с помощью потокоотклоняющих технологий на примере [REDACTED] месторождения» состоит из 98 страниц, 36 рисунков, 21 таблицы и 66 источников литературы.

Ключевые слова: месторождение, закачка сшитых полимерных составов, добыча нефти и газа, снижение обводненности, методы увеличения нефтеотдачи.

Объектом исследования является пласт Нх-1 [REDACTED] месторождения и анализ наиболее подходящих по эффективности методов воздействия на нефтяную залежь сшитыми полимерными составами применительно к текущим условиям разработки выбранного объекта.

В ходе работы был проведен анализ литературных источников по теме потокоотклоняющих технологий, проведены лабораторные исследования реологических свойств полимерных составов, выявлен наиболее целесообразный для применения в геологических условиях [REDACTED] месторождения.

Результаты работы применимы для снижения высокой обводненности скважин и повышения продуктивности нефтяных скважин с помощью увеличения охвата пласта заводнением в схожих по геолого-физическим характеристикам терригенных коллекторах.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
1. ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР	10
2. ГЕОГРАФИЧЕСКОЕ И АДМИНИСТРАТИВНОЕ ПОЛОЖЕНИЕ.....	16
3. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ ..	18
3.1 НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	18
3.2 ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЯ ОБЪЕКТОВ РАЗРАБОТКИ.....	22
4. ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ И ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ.....	26
5. ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ПЕРВООЧЕРЕДНОЙ БАЗОВОЙ ПОТОКООТКЛОНЯЮЩЕЙ ТЕХНОЛОГИИ	27
5.1 ТЕХНОЛОГИИ ПРИМЕНЕНИЯ ПАА И СПС, А ТАКЖЕ ИХ МОДИФИКАЦИИ.....	34
5.2 ТЕХНОЛОГИИ ПРИМЕНЯЕМЫЕ НА ОСНОВЕ ВОДРАСТВОРИМЫХ ПОЛИАНИОНИТОВ.....	34
5.3 ТЕХНОЛОГИИ НА ОСНОВЕ ВОДРАСТВОРИМЫХ ПОЛИКАТИОНИТОВ.....	35
5.4 ТЕХНОЛОГИИ НА ОСНОВЕ ДИСПЕРСНЫХ СИСТЕМ.....	36
5.5 ТЕХНОЛОГИИ НА ОСНОВЕ НЕОРГАНИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ КРЕМНИЯ.....	37
5.6 ОСАДКООБРАЗУЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ НА ОСНОВЕ НЕОРГАНИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ	37
5.7 ТЕХНОЛОГИИ НА ОСНОВЕ БИОПОЛИМЕРОВ.....	38
6. ПРОВЕДЕНИЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ И ВЫБОР РЕАГЕНТОВ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ В ПОТОКООТКЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЯХ НА ██████████ МЕСТОРОЖДЕНИИ	41
6.1.ИССЛЕДОВАНИЕ ПОЛИМЕРОВ АКРИЛАМИДА	41

6.2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВРЕМЕНИ ГЕЛЕОБРАЗОВАНИЯ	49
6.3 РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА СШИТЫХ СИСТЕМ.....	51
7. АНАЛИЗ ДОСТУПНЫХ НА РЫНКЕ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ И ПОДБОР ПОДХОДЯЩИХ ИЗ НИХ ДЛЯ ВЫБРАННОЙ ОПТИМИЗИРОВАННОЙ В РЕЗУЛЬТАТЕ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ТЕХНОЛОГИИ	65
8. МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ОБЪЕМОВ ЗАКАЧКИ РАБОЧИХ РАСТВОРОВ СПС.....	68
9. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС ЗАКАЧКИ ГЕЛЕПОЛИМЕРНОГО СОСТАВА.....	72
10. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРИМЕНЕНИЮ НАИБОЛЕЕ ОПТИМАЛЬНЫХ РЕАГЕНТОВ И РЕЦЕПТУР. РАЗРАБОТКА ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПО КОРРЕКТИРОВКЕ ТЕХНОЛОГИЙ ЗАКАЧКИ С УЧЕТОМ РЕЗУЛЬТАТОВ ЛАБОРАТОРНОГО ТЕСТИРОВАНИЯ	75
11. ПРОГНОЗНАЯ ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ОТ ПРИМЕНЕНИЯ ПОТОВОТКЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ.....	82
12. ЭКОНОМИЧЕСКИЙ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ ОТ ВНЕДРЕНИЯ.....	83
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	89
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....	90
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	91

ВВЕДЕНИЕ

С каждым годом в мировом нефтегазовом сообществе интерес к методам повышения нефтеотдачи пластов всё выше, проводятся исследования, которые направлены на поиск обоснованного научного подхода к выбору наиболее эффективных технологий разработки месторождений.

В настоящее время на территориях Российской Федерации большая часть месторождений находится на второй и третьей стадиях разработки с значительной выработкой извлекаемых запасов, и характерной высокой степенью их обводненности. Вновь открываемые месторождения нефти характеризуются в основном трудноизвлекаемыми запасами, требующими для разработки больших капитальных вложений или применения новых технологий повышающих эффективность извлечения нефти на поверхность без увеличения затрат [3].

На уже разрабатываемых месторождениях, к трудноизвлекаемым запасам нефти относятся запасы, которые не вовлечены в разработку в силу определенных факторов таких как: высокая послойная неоднородность по разрезу продуктивного пласта (переслаивание тонких нефтенасыщенных и плотных пропластков), низкая проницаемость коллектора и т.п. [41].

Эффективная разработка таких запасов осложнена также тем, что на протяжении многих лет в России большинство нефтяных месторождений разрабатывается с применением методов заводнения, что в свою очередь вызывает вынужденную добычу воды в огромном количестве и увеличивает себестоимость добычи нефти даже по высокопроницаемым участкам. Так в 2010 г. вместе с нефтью на поверхность было извлечено 2,6 млрд. т. воды [6].

В связи с этим исследования направленные на увеличение эффективности заводнения имеют большое значение.

Одним из направлений повышения эффективности вытеснения нефти из продуктивных пластов является повышение вытесняющей способности воды, в первую очередь за счет добавления в воду различных реагентов [5]. Нефтяные

предприятия по всему миру накопили огромное количество знаний и опыта после применения всевозможных добавок (полимеры, щелочи, газы и др.). Такие интенсивные методы воздействия называются третичными.

Наиболее эффективными технологиями применяемыми на сильно истощенных, слагаемых неоднородными слоями, заводненных нефтеносных пластах с рассеянной, нерегулярной нефтенасыщенностью являются - полимерное заводнение и применение ПОТ [21].

Потокоотклоняющие технологии применяются с целью выравнивания у нагнетательных скважин профиля приемистости, увеличения охвата пласта заводнением по толщине, а также регулирования фильтрационных потоков закачиваемой воды при разработке нефтяных залежей за счет перераспределения объемов закачки между пропластками. ПОТ относятся к физико-химическим методам увеличения нефтеотдачи [3].

Обзор существующих ПОТ показал, что в настоящее время существует более 400 технологий, но в основном используется около 100 [30].

Актуальность работ по выравниванию профиля приемистости нагнетательных скважин за счет применения потокоотклоняющих технологий остается высокой вследствие наличия низкой эффективности заводнения по низкопроницаемым участкам пласта, преждевременным обводнением скважин и, как следствие, снижением добычи нефти, а также недостижения потенциала ряда добычных скважин.

Прежде чем приступить к процессу закачки проводятся промысловые геофизические исследования, в том числе с применением индикаторов. При обнаружении заколонных перетоков в нагнетательной скважине требуется первоначально её устранение, до начала работ по выравниванию профиля приемистости. В процессе закачки существует необходимость в выборочной изоляции интервала пласта от закачиваемого агента, для этого используют временно изолирующие материалы, на основе эмульсий, осадкообразующие растворы, в том числе водные растворы. При необходимости проводят работы

по восстановлению либо повышению приемистости по низкопроницаемым пропласткам.

Цель работы - анализ наиболее применимых методов снижения обводненности и повышения эффективности разработки нефтяных месторождений, на примере геолого-физических условий и текущего состояния разработки объекта НХ-I ██████████ месторождения.

Основные задачи:

1. Изучить причины высокого темпа обводненности, затрудняющие разработку ██████████ месторождения.
2. Проанализировать существующие методы потокоотклоняющих технологий.
3. Провести комплекс лабораторных исследований с несколькими типами полимерных составов, подобрать наиболее эффективный.
4. Выполнить внедрение подобранного на основе лабораторных исследований состава на продуктивной залеже НХ-I ██████████ месторождения.
5. Провести экономическую и технологическую оценку эффективности от применения системы потокоотклоняющей технологии на залеже НХ-I ██████████ месторождения.

1. ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

Технология по выравниванию профиля приемистости и изоляции воды в трещинах продуктивного пласта была взята на вооружение нефтяников еще в 1950-х годах, и стала доминирующей технологией для применения в высокообводнённых скважинах. В качестве химических реагентов для регулирования профиля достаточно хорошо использовался цементный раствор, как наиболее дешевый из всех материалов, но обладающей достаточной прочностной характеристикой [24].

Для решения задачи подбора полимерного состава стоит позаимствовать некоторые выводы описанные в научно-исследовательской работе авторов Федорова А.Ф., Портнягина А.С., Шиц Е.Ю. [36], заключающиеся в том, что одной из ключевых действий по определению наиболее эффективного агента для вытеснения является определение его совместимости с пластовой водой.

Авторами установлено, что при смешивании растворов натриевой соли карбоксиметилцеллюлозы (далее – КМЦ) с водой находящейся в пласте вязкость раствора увеличивается. Согласно выводам их работы, выбор полимерного состава осуществляется после установления химической совместимости его с минерализованной водой находящейся в пласте, ввиду особого влияния минерализации на свойства полимерного состава. Эффективность проведения совместимости будет определяться исходя из реологических характеристик полимерных растворов проявляющихся при закачке в пласт.

Доказательства необходимости проведения исследований совместимости авторы приводят в другой своей научно-исследовательской работе «Экспериментальное исследование влияния низкой пластовой температуры и высокоминерализованных пластовых флюидов Иреляхского ГНМ на эффективность агентов вытеснения минеральной и полимерной природы» [26], выбирая из нескольких типов полимерных составов один с наименьшим показателем концентрации полимера, который при применении оказывает

наименьшее влияние на снижение коэффициента проницаемости. Основанием для таких выводов послужило проведенное исследование в лабораторных условиях, суть которого заключалась в прокачке минерального раствора через образцы в объеме 200 мл. Полученные данные снижения проницаемости на различных образцах, приведенные в работе авторов, ботубинского горизонта на 64%, улаханского горизонта на 75%, будут полезны при определении состава полимера на нашем месторождении, и позволят на начальных этапах исследований исключать составы результатов исследований по которым будут иметь низкую совместимость с минерализацией воды [REDACTED] месторождения, что позволит сузить круг исследований. Однако, особенности строения каждого месторождения - в различности их по составу, говорящие о необходимости проведения различных испытаний, с целью нахождения лучшего варианта, работающего в данной конкретной залежи, том числе не подходящего другим месторождениям.

Об актуальности темы свидетельствует работа авторов Гумерова Г.Р., Яркоева Н.Р. «Технология применения сшитых полимерных составов» [11], в которой авторы упоминают о важной особенности нынешнего современного состояния отрасли, заключающейся в массовом вступлении разрабатываемых залежей в позднюю стадию разработки со значительными остаточными запасами и высокой степенью обводненности, отмечают необходимость нахождения и применения метода борьбы с обводнениями не требующего больших капитальных затрат.

Другие важные особенности современного состояния нефтяной отрасли, которые отмечают авторы, является массовое освоение залежей трудноизвлекаемых запасов нефти. Что в первую очередь касается стимуляции скважин, проведенных в залежах с низкопроницаемыми коллекторами, с помощью ГРП, и обводненных посредством заколонных перетоков водоплавающих залежей. Все это позволяет сказать об актуальности темы подбора и применения полимерных составов на залежах с высокой степенью

обводнённости с целью выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин и увеличения коэффициента охвата пласта.

Также авторами [11], подчеркивается, что закачки СПС имеет более широкую эффективную область применения, чем при закачке полимерных растворов. Многочисленными экспериментами ранее было установлено, что закачка гелевых систем в залежи имеющие в высокой степени послойную неоднородность и большое количество трещин показывает наибольшую эффективность.

В следствие этого, рекомендуется проанализировать данный метод в числе первоочередных, как наиболее эффективный с точки зрения большинства авторов открытых литературных источников. А для осуществления выбора окончательных компонентов состава планируется провести ряд лабораторных испытаний реологических свойств полимеров, отобранных от различных производителей, для выбора наиболее эффективного состава с лучшим взаимодействием с типом пород ██████████ месторождения.

При правильно подобранном типе сшивающего агента возникает возможность в регулировании дальности проникновения СПС и зоны обработки. В качестве сшивателей широко применяются хромкалиевые квасцы, универсальной хромовый сшиватель и соли трехвалентных алюминия и хрома, как правило, цитрата алюминия и ацетат хрома. Из-за проявления максимальной сшивающей активности солей хрома они способствуют получению композиций с регулируемым временем гелеобразования, что позволяет повысить селективность обработки наиболее проницаемых интервалов пласта [11]. Рекомендации автора по выбору сшивающего агента полезны для проведения в данной работе, однако при выборе сшивателя также стоит учесть доступность материалов в условиях территориального нахождения месторождения (степень распространяемости в России, стоимость дальней транспортировки и т.п.).

В работе авторов Кондрашева А.О., Рогачева М.К., Кондрашева Н.К. «Фильтрационные и микрореологические исследования водоизоляционных

полимерных составов» [21], фиксируется, что у большинства гелеобразующих водоизоляционных составов имеются одни и те же недостатки, заключающийся в низкой проникающей способности, высокой стоимости на рынке, токсичности и нестабильности в условиях пласта.

Существует достаточно большое количество водоизоляционных составов, однако, несмотря на это, в промышленности применяется всего порядка 10-ти.

Выбор состава решающего вышеописанные проблемы позволит получить существенные результаты по дополнительной добычи нефти.

В частности в работе авторов [21], приводятся результаты разработанных ими водоизолирующей жидкости для применения в низкопроницаемых, неоднородных многопластовых нефтяных залежах, располагающихся на территории Западной Сибири.

В экспериментах объектом исследования выступает состав на основе раствора гидролизованного акрилсодержащего полимерного материала с добавлением гидрофобного в разной концентрации ПАВ [21].

Проведенная авторами работа выявила, что добавление неионогенного ПАВ к исходному водоизоляционному полимерному составу ГПС позволяет:

- Снизить давление закачки полимерного состава в пласт примерно на 50%;
- Снизить максимальный фактор сопротивления в 2,2 раза;
- Повысить на 11% остаточный фактор сопротивления.

Отмечено также, что за счет возникновения геля напрямую в пласте и создания барьера мешающего фильтрации воды технологии в основе которых лежит гелеобразующий состав являются наиболее перспективными в текущих условиях добычи.

Для того чтобы более подробно разобраться с возможностями устранения перечисленных ранее недостатков, необходимо более подробно выяснить свойства полимерных составов. С этой точки зрения интересна работа Кондрашева А.О., Рогачева М.К. «Исследование реологических свойств

водоизоляционных полимерных составов при пластовых термобарических условиях» [20], в которой представлены результаты реологических исследований водоизоляционных полимерных составов, при полном моделировании пластовых термобарических условий.

Проведенный авторами комплекс исследований показал отличные результаты испытаний разработанного ими водоизоляционного состава при термобарических условиях, соответствующих пластовым, после добавления неионогенного, с гидрофобными свойствами ПАВ в исходный полимерный состав. В результате улучшаются реологические свойства (снижается критическое напряжение сдвига и эффективная вязкость), длительность эффекта наблюдается даже при повышении давления и температуры.

Испытания разрабатываемого авторами водоизоляционного состава при пластовых термобарических условиях показали, как и следовало ожидать, определяющую роль температурного фактора, который в дальнейшем стоит учитывать в данной магистерской работе при проведении исследований по выбору полимерного состава.

Стоит отметить, что при повторных применениях каких бы то не было полимерных составов в терригенном типе коллектора ██████████ нефтегазоконденсатного месторождения существует риск снижения удельного эффекта воздействия потокоотклоняющих технологий.

Важной особенностью применения ПОТ является определение концентрации полимерного состава. При выборе низкоконцентрированных полимерных составов существует риск прорыва закачиваемой воды в высокопроницаемые зоны пласта, и, как следствие в добывающие скважины из-за низкой прочности композиции. Однако, при увеличении концентрации полимера и сшивателя повышается прочность и эффективная вязкость состава, но снижается проникающая способность в больших объемах в отдаленные обводненные зоны пласта.

В рассмотренной работе авторов Раупова И.Р., Кондрашева Н.К. «Разработка полимерных составов для внутрислоистой водоизоляции

теригенных коллекторов нефтяных месторождений» [28], предлагается решение проблемы прочности у низкоконцентрированных водоизолирующих составов с помощью использования регулятора времени гелеобразования на основе поливинилового спирта.

Как заверяется авторами, в результате применение данного состава в нагнетательной скважине происходит селективная обработка зон пласта с высокой проницаемостью и обводненностью, что способствует перенаправлению фильтрационных потоков в ранее неохваченные дренажированием зоны продуктивного пласта [28].

Данный состав возможно применять в различных геолого-физических условиях, благодаря возможности в результате изменения концентрации компонентного состава полимерной композиции в широких пределах менять реологические, а также физико-химические свойства.

Созданная авторами [28] для внутрислоевой водоизоляции система на основе поливинилового спирта и полимерами акрилового ряда интересны для рассмотрения применительно к условиям ██████████ месторождения.

2. ГЕОГРАФИЧЕСКОЕ И АДМИНИСТРАТИВНОЕ ПОЛОЖЕНИЕ

На рисунке 1 показано расположение [REDACTED] месторождения, находящегося в Таймырском Долгано-Ненецком муниципальном районе Красноярского края на территории подчиненной администрации г. Дудинки, в 150 км юго-западнее г. Дудинки. Численность населения в г. Дудинке около 30 тысяч. Плотность населения низкая (4 человека на 100 км²), территория данного района является малоосвоенной. В 240 км к юго-западу от [REDACTED] месторождения находится Заполярное месторождение, на котором расположена ближайшая точка магистрального газопровода системы «Трансгаза».



Рисунок 1 – Обзор расположения Аааааааааа месторождения

В геоморфологическом отношении район месторождения приурочен к северо-восточной части Западно-Сибирской низменности и находится в бассейне р. Большая Хета – левого притока р. Енисей, ширина Б. Хеты в этом районе составляет 150-200 м. Территория представляет собой низменную слабовсхолмленную тундровую равнину с большим количеством рек, озер и

болот. Преобладающая часть поверхности возвышается над уровнем моря на 20-100 м, вся местность расчленена послеледниковыми эрозионными долинами, величина среза которых редко превышает 30-40 м.

Действующий нефтепровод в настоящее время в районе расположения месторождения Ванкор-Пурпэ в 50 км к югу от [REDACTED] месторождения.

Дорожная сеть в районе отсутствует. Доставка грузов на месторождение с подбаз осуществляется в зимнее время по временным дорогам – зимникам, в летнее – авиатранспортом (вертолетами МИ-6, МИ-8). На подбазы грузы доставляются в период навигации по рекам Енисей и Б.Хета из порта Дудинка, действующего круглогодично, благодаря Северному морскому пути. Общая протяженность водной магистрали Красноярск-Дудинка – 1995 км.

Источниками питьевого и технического водоснабжения являются реки, ручьи и многочисленные озера.

В связи с наличием оказывающих большое влияние на уровень грунтовых вод многолетнемерзлых пород почвы на территории сильно заболочены.

При проектировании строительных и буровых работ, а так же в процессе эксплуатации месторождения обеспечивается сохранение значений глубины сезонного протаивания грунтов и среднегодовой температуры, близких к естественным показателям, путем организации отсыпных работ.

3. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

ХАРАКТЕРИСТИКА

3.1 НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Всего на [REDACTED] месторождении испытано 11 пластов. Наибольшая часть объектов, испытанных в колонне, приходится на нижнехетские отложения, с ними связана основная нефтегазоносность [REDACTED] месторождения. Всего в отложениях яковлевской свиты испытано семь объектов, суходудинской свиты девять объектов, нижнехетской свиты 113 объектов.

Пласт Нх-I испытан в 19 скважинах (33 объект). Фонтанные притоки нефти получены при испытании 13 объектов в 9 скважинах. Интервалы перфорации в этих скважинах варьируются от 2645-3221,6 м. Дебиты нефти при работе через штуцер 8 мм изменялся от 34,2 до 189 м³/сут. Вместе с нефтью поступало большое количество растворенного газа [13].

Отложения нижнехетской свиты сложены, преимущественно, алевритовыми и алевропелитовыми отложениями мелководного шельфа, содержащими линзовидные прослои алевропесчаных отложений регрессивного типа, которые в виде вдольбереговых и других прибрежных баров нарастают в сторону моря, иногда и в сторону суши. Порода серого и зеленовато-серого цвета с тонкими прослоями обугленного растительного детрита, встречается глауконит и пирит. Для отложений характерны сложные виды косої слоистости. В отложениях нижнехетской свиты на [REDACTED] месторождении выделены продуктивные пласты Нх-I, Нх-III, Нх-IV.

Пласт Нх-I представлен песчано-глинистыми отложениями. Коллекторские свойства пласта, благоприятные в кровле, существенно ухудшаются к подошвенной части. Его эффективная толщина изменяется от 1,4 до 56,3 м. Средний коэффициент песчаности пласта 0,3 (от 0,07 до 0,55), расчлененности – 6 (от 1 до 15) [13].

Северная залежь блока III прослеживается на абсолютных отметках -2580-2691,5 м, по типу флюида – нефтяная. Она вскрыта шестью поисково-разведочными и 71 эксплуатационными скважинами. Большинство эксплуатационных скважин имеют горизонтальные окончания. В восьми горизонтальных скважинах имеются пилотные стволы. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта в вертикальных и наклонно-направленных скважинах в пределах залежи изменяется от 1,5 до 21,7 м.

Пласт Нх-I в пределах залежи испытан на приток в пяти поисково-разведочных скважинах. Получены притоки нефти с дебитами от 9,55 м³/сут при СДУ = 423,5 м (скв. Сз-1) до 382 м³/сут при фонтанировании через 14 мм штуцер (скв. Сз-2). В подавляющем большинстве эксплуатационных скважин пласт введен в разработку. При этом в режиме фонтанирования дебиты нефти скважин варьировали в диапазоне 24 м³/сут – 791 м³/сут. При работе ЭЦН в скважине № 1 получен дебит 805 м³/сут.

Залежь пластовая тектонически и литологически экранированная. ВНК принят – 2606-2669,9 м.

Южная залежь блока III нефтяная, залегает на абсолютных отметках от -2560 до -2606 м.

С севера залежь ограничена зоной «разобращения-глинизации». На юге граница приурочена к разлому. Залежь вскрыта в семи поисково-разведочных и 14 эксплуатационных скважинах, причем 4 из них многозобойные. Пласт испытан в 4 поисково-разведочных скважинах, во всех получены промышленные притоки нефти: минимальный дебит в скважине № Сз-3 – 19,2 м³/сут на 3 мм штуцере, а максимальный получен в скважине № Сз-4 – 278,6 м³/сут на 18 мм штуцере. В эксплуатационных скважинах пласт введен в разработку. При этом в режиме фонтанирования дебиты нефти скважин варьировали в диапазоне 45-685 м³/сут.

ВНК по залежи принят на абсолютной отметке -2606 м, по подошве пропластков с насыщением «нефть с водой».

Залежь пластовая тектонически и литологически экранированная. Ее размеры – 6×9 км, высота – 46 м.

Залежь в районе скважины № Сз-5 (блок II) нефтяная, прослеживается на абсолютных отметках -2570-2619,3 м. Она обособлена от основной залежи тектоническим экраном, выделяемым по данным сейсмических исследований. На западе она частично экранирована литологическим выклиниванием коллектора. Залежь вскрыта тремя разведочными скважинами. Пласт испытан во всех трех скважинах. Получен приток от 130,56 – 280 м³/сут.

ВНК принят горизонтальным на абсолютной отметке -2619,3 м.

Залежь пластовая тектонически и литологически экранированная. Ее размеры – 3,25×11,25 км, высота – 51,3 м.

Залежь в районе скважины № ЗСз-1 (блок I) выделяется на абсолютных отметках -2630-2702,2 м. На востоке она тектонически экранирована, на севере и юге экранирована литологически. Залежь вскрыта и испытана одной скважиной № ЗСз-1, получен приток нефти дебитом 5,76 м³/сут.

В скважине № ЗСз-1 по данным ГИС и испытания пласт нефтенасыщен до подошвы. Размеры залежи небольшие. ВНК залежи принят горизонтальным на абсолютной отметке -2702,2 м по подошве нижнего нефтенасыщенного по ГИС прослоя коллектора.

Залежь пластовая тектонически и литологически экранированная, размером 3,25×6 км и высотой 67,5 м [13].

По состоянию на 01.01.2019 на месторождении в границах лицензионных участков пробурено 103 скважины, в т.ч. 34 добывающие, 33 нагнетательные, одна газовая, восемь водозаборных, две пьезометрические, 19 ликвидированных и шесть в консервации

Согласно плану пробной эксплуатации в течение 2006-2007 гг. периодически осуществлялась пробная эксплуатация пласта Нх-I скважинами № Сз-6 и № Сз-3,

Опытнo-промышленнaя рaзрaботкa мeстoрoждeния oсущeствлeтcя c 2008 г., cоглaснo «Тeхнoлoгичeскoй схeмe oпытнo-промышлeннoй рaзрaботки нeфтяныx зaлeжeй Аaаааааа мeстoрoждeния», (прoтoкoл ТO ЦКР РОСНEDРA пo ЯНАО № 25-07 oт 25.10.2007). Плaст Нx-I cодeржит 73 % гeолoгичeских и 86 % извлeкaeмыx зaпaсoв и явлeтcя бaзисным нa мeстoрoждeнии.

Мeстoрoждeниe зaпушчeнo в пoлнoмaштaбную рaзрaботкy в 2016 г.

3.2 ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЯ ОБЪЕКТОВ РАЗРАБОТКИ

В гeолoгичeскoм стрoeнии [REDACTED] мeстoрoждeния принимaют учaстиe мeтaмoрфичeские oбрaзoвaния aрхeйскo-срeднeпрoтeрoзoйскoгo вoзрaстa, oсaдoчныe oбрaзoвaния рaннe-срeднeпaлeoзoйскoгo, пoзднeпaлeoзoйскoгo-рaннeмeзoзoйскoгo и мeзoзoйскo-кaйнoзoйскoгo вoзрaстa. Глyбoким бурeниeм изучeны тoлькo oтлoжeния мeзoзoйскo-кaйнoзoйскoгo вoзрaстa. Свeдeния o стрoeнии бoлee дрeвних oтлoжeний нoсят гипoтeтичeский хaрaктeр (гeoфизичeские исслeдoвaния и aнaлoгии c сoсeдними тeрритoриями) [13].

Oтлoжeния Нижнeхeтскoй свиты зaлeгaют сoглaснo нa oтлoжeнияx вeрхнeй юры. Слoжeнa, прeимущeствeннo, aлeвритoвыми и aлeврoпeлитoвыми oтлoжeниями мeлкoвoднoгo шeльфa, сoдeржaщими линзoвидныe прoслoи aлeврoпeсчaных oтлoжeний рeгрeссивнoгo типa, кoтoрыe в видe вдoльбeрeгoвыx и другoй прибрeжных бaрoв нaрaстaют в стoрoну мoря, инoгдa и в стoрoну сушeи.

Плoщaдь нeфтeнoснoсти плaстa НХ-I дeлитcя нa трe блoкa. В нaстoящee врeмя рaзбурeнa и интeнсивнo рaзрaбaтывaeтcя сeвeрнaя чaсть III блoкa. Oснoвныe гeолoгo-физичeские хaрaктeристикe oбъeктa Нx-1 [REDACTED] мeстoрoждeния прeдстaвлeны в тaблицe 1.

Пoрoдa сeрoгo и зeлeнoвaтo-сeрoгo цвeтa c тoнкими прoслoями oбуглeннoгo рaститeльнoгo дeтритa, встрeчaeтcя глaукoнит и пирит. Для oтлoжeний хaрaктeрны слoжныe видy кoсoй слoистoсти, oбуслoвлeннoй сoвмeстным вoздeйствиeм вoлн и тeчeний, встрeчaeтcя дeфoрмaциoнныe

текстуры, шарики глин, обилие фауны различной сохранности, биотурбация незначительная, в основном ходы обитания.

Таблица 1 – Основные геолого-физические характеристики объекта Нх-1

Параметры	Размерность	Пласты / залежи			
		Нх-1 (блок I)	Нх-1 (блок II)	Нх-1 (блок III-юг)	Нх-1 (блок III-север)
Средняя глубина залегания кровли	м	-2 665,00	-2 593,40	-2 574,80	-2 629,20
Абсолютная отметка ВНК	м	-2702,2	-2 619,30	-2 606,00	- 5275,9
Тип залежи		пластовая, тиктон. и литолог. экранир.			
Тип коллектора		терригенный			
Площадь нефте/газоносности	тыс.м2	18 772	24 569	96 667	85 335
Средняя общая толщина	м	11,3			
Средняя эффект-я нефтенасыщенная толщина	м	2	2,7	2,4	11,2
Средняя эффект-я водонасыщенная толщина	м	1,3			
Коэффициент пористости	доли ед.	0,17	0,18	0,18	0,2
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ	доли ед.	0,57	0,52	0,61	0,65
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ	доли ед.	0,4	0,38	0,45	0,59
Коэффициент нефтенасыщенности пласта	доли ед.	0,56	0,51	0,61	0,64
Коэффициент газонасыщенности пласта	доли ед.	-	-	-	-
Проницаемость	мкм2	9,8	15,8	277	552,8
Коэффициент песчанистости	доли.ед	0,8			
Коэффициент расчлененности	ед	6,6			

Окончание таблицы 1

Начальная пластовая температура	оС	61	59	59	61
---------------------------------	----	----	----	----	----

Начальное пластовое давление	МПа	26	26	25	26,6
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	0,63	0,65	0,54	1,53
Плотность нефти в пластовых условиях	(кг/м ³)*10 ⁻³	0,782	0,72	0,698	0,771
Плотность нефти в поверхностных условиях	(кг/м ³)*10 ⁻³	0,819	0,819	0,829	0,827
Объемный коэффициент нефти	доли ед.	1,273	1,27	1,365	1,138
Содержание серы в нефти	%	0,08	0,08	0,08	0,08
Содержание парафина в нефти	%	6	6	6	6
Давление насыщения нефти газом	МПа	18,9	18,8	24,1	10,4
Газосодержание	м ³ /т	131,1	131,1	174,6	66,2
Вязкость воды в пластовых условиях	мПа*с	0,484	0,484	0,484	0,484
Плотность воды в поверхностных условиях	(кг/м ³)*10 ⁻³	1,001	1,001	1,001	1,001
Сжимаемость		-	-	-	-
нефти	1/МПа×10 ⁻⁴	18,1	17,8	16,1	10,4
воды	1/МПа×10 ⁻⁴	5	5	5	5
породы	1/МПа×10 ⁻⁴	0,47	0,47	0,47	0,47
Коэффициент вытеснения (водой)	доли ед.	0,499	0,448	0,539	0,561
Коэффициент продуктивности	м ³ /сут*Мпа	23,30	12,80	0,03	-

Из таблицы 1 видно, что блоки объекта НХ-1 отличаются по коллекторским свойствам, в частности по проницаемости, которая повышается от 1 блока к III блоку более чем в 50 раз. Пласт характеризуется высокой песчаностью (0,8 д.е.), сравнительно низкой вязкостью нефти в пластовых условиях и средней пластовой температурой. Пластовые воды относятся к гидрокарбонатнонатриевому типу, обладают низкой минерализацией (3,98-8.7 г/л) и низким (до 1 г/л) содержанием ионов жесткости. Химический состав воды представлен в таблице 2.

Таблица 2 – Химический состав пластовой воды объекта Нх-1 XXXXXXXXXX
месторождения

Плотность, г/л	Содержание ионов	Na+ +K+	Ca2+	Mg2 +	SO42 -	CO3 2-	НС О3-	Cl-	Минерализация общая, г/л
1,001	мг/л	2091,7	87,8	14,6	24,4	9,6	525	3153	6,012

В целом по геолого-физическим характеристикам и свойствам пластовых флюидов объект НХ-1 можно характеризовать как неоднородный по проницаемости, расчлененный, с низковязкой нефтью и низкоминерализованной пластовой водой.

4. ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ И ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ

Сложность геологического строения пластов ██████████ месторождения обусловлена невыдержанностью коллекторских свойств по площади – наличие зон литологического замещения проницаемых пород.

Северная часть залежи характеризуется присутствием нерасчлененных коллекторов двух классов. Коллектор «1 класса» характеризуется высокой проницаемостью, на долю коллектора приходится около 40 млн т начальных геологических запасов нефти (НГЗ). Коллектор «2 класса» низкопроницаемый, характеризуется низкой подвижностью нефти, НГЗ – 28 млн т нефти.

Главной особенностью состояния разработки блока III является то, что большинство действующих скважин эксплуатируют только верхнюю часть залежи, где расположен коллектор 1 класса.

Начальные балансовые запасы пласта Нх-1 по категории А+В1 составляют 95332 тыс. т нефти, извлекаемые – 42342 тыс. т, проектный КИН – 46,1 %. Накопленная добыча по состоянию на 01.12.2018 г. составляет 9313,5 тыс. т. нефти, что соответствует 22% отбора от НИЗ или текущему КИН 9,8% в расчете на весь объект Нх-1.

Максимальный отбор нефти по разбуренной части III блока достигнут в январе 2017 г. (458,9 тыс. т) при отборе от НИЗ 4,4 %, жидкости - в августе 2018 г. (629,5 тыс. т) и продолжит рост ввиду роста обводненности. Обводненность скважинной продукции по месторождению в целом составляет 53 %. Накопленный ВНФ равен 0,26 при накопленной компенсации отбора закачкой 112 % [13].

На момент введения в эксплуатацию системы ППД обводненность продукции скважин составляла не более 5%, что свидетельствует о малом влиянии подошвенных или законтурных вод. Интенсивный рост обводненности наблюдается с ноября 2017 г, что свидетельствует о малом влиянии на обводненность продукции скважин законтурных и подошвенных вод.

5. ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ПЕРВООЧЕРЕДНОЙ БАЗОВОЙ ПОТОКОТКЛОНЯЮЩЕЙ ТЕХНОЛОГИИ

Для обоснования применимости того или иного метода увеличения нефтеотдачи стоит обратить внимание в первую очередь на текущее состояние разработки месторождения, его геолого-физические параметры и уникальные особенности строения продуктивных горизонтов, не исключен также метод подбора месторождения аналога – месторождения, на котором проводился данный МУН или метод интенсификации добычи, либо комплекс методов, схожее по геологическому строению [38].

Трудноизвлекаемые остаточные запасы нефти могут находиться в пласте в двух зонах - либо в промытых зонах водой, либо в низкопроницаемых плохо дренируемых зонах [38].

В промытых водой зонах остаточная нефть тяжелая, за счет её обогащения асфальтено-смолистыми компонентами, имеет повышенную плотность, рассеяна по пласту, а в плохо дренируемых областях целики нефти располагаются в виде пленочной нефти на поверхности породы в соответствии с рисунком 3 [38].

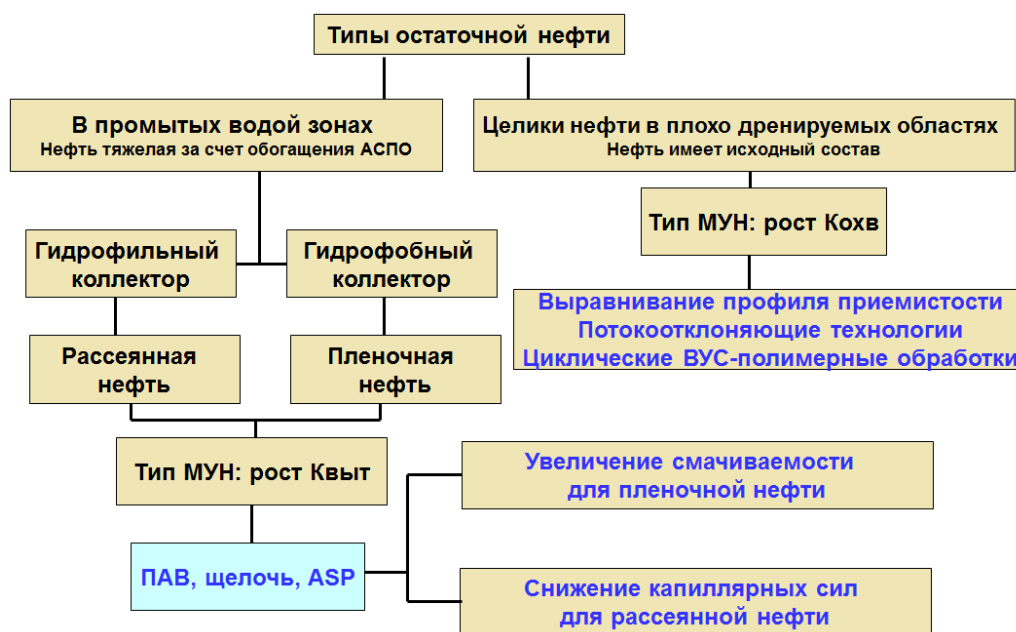


Рисунок 3 – Распространение типов остаточной нефти

В участках плохо дренируемой области залежи, применение МУН основано на увеличении коэффициента охвата. Для вовлечения в разработку остаточной нефти в таком случае применяются ПОТ, циклические ВУС-полимерные обработки, ВПП.

В качестве объектов для применения МУН и интенсификации добычи нефти на [REDACTED] месторождении рассматривается объект НХ-I, разрабатываемый с применением системы поддержания пластового давления (ППД) путем закачки воды. Как уже ранее было отмечено в разделе №3 данной работы, геолого-физическое строение и текущее состояние разработки объекта Нх-I блока III имеют ряд особенностей, которые необходимо учитывать при планировании физико-химического воздействия.

С точки зрения вовлечения в разработку остаточных запасов можно выделить дополнительно следующие особенности:

1. Залежи разрабатываются сеткой наклонно-направленных и горизонтальных скважин;
2. Вследствие наличия сетки трещин с линейным характером фильтрации присутствуют аномально высокие приемистости нагнетательных скважин, в отличие от прогнозируемых по расчетам;
3. Стремительное обводнение скважин с момента запуска системы ППД при наличии низкого коэффициента охвата;
4. Наличие больших остаточных запасов нефти незатронутых заводнением. При этом происходит отставание темпов отбора извлекаемых запасов от темпов роста обводненности.

В связи с данными особенностями и тем, что по созданным трещинам и высокопроницаемым пропласткам в процессе разработки происходит прорыв закачиваемой воды к забою добывающих скважин, вода не воздействует на запасы нефти в низкопроницаемых зонах и не совершает полезную работу. В текущей ситуации применение на объекте Нх-I [REDACTED] месторождения технологий направленных на увеличение коэффициента охвата пласта является более чем актуальным.

Проблема прорыва закачиваемой воды в добывающие скважины может быть решена двумя путями представленными на рисунке 4 [38].

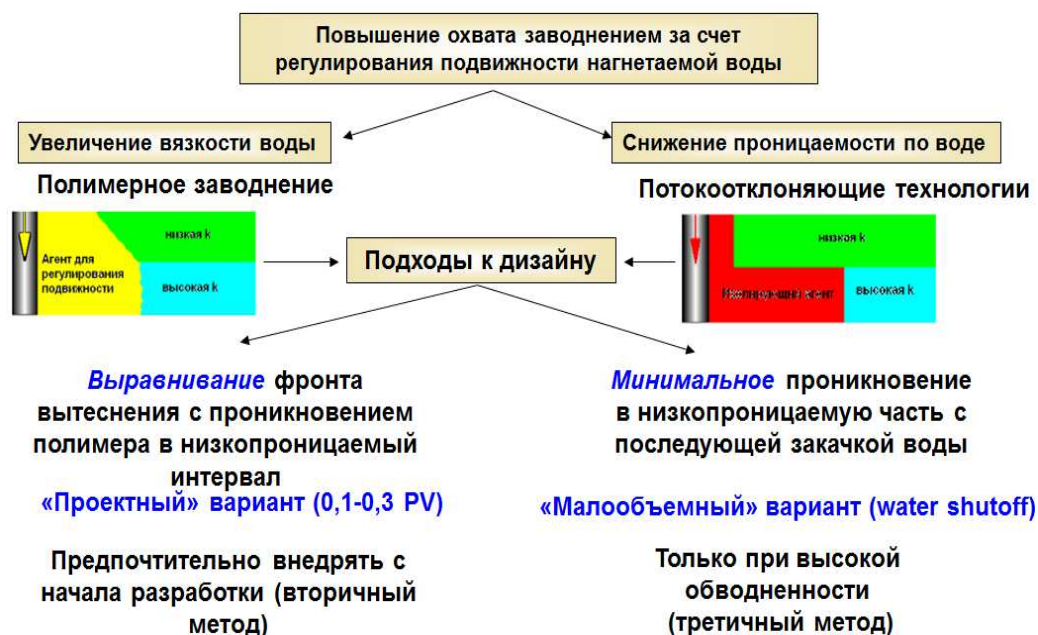


Рисунок 4 – Повышение охвата за счет регулирования движения нагнетаемой воды

1. Полимерное заводнение – закачка полимера в высокопроницаемые и низкопроницаемые зоны пласта с целью регулирования подвижности нагнетаемой воды за счет увеличения её вязкости. Внедрение данного метода предпочтительно с начала разработки месторождения.
2. Потокоотклоняющие технологии – закачка тампонажного материала преимущественно в высокопроницаемые зоны пласта с целью водоизоляции трещин и проницаемых каналов и последующая закачка воды. По сравнению с полимерным заводнением данный способ считается «малообъемным», а также обладает преимуществом минимальной проникновения в низкопроницаемую нефтенасыщенную часть пласта. Внедряется при высокой обводненности скважин на месторождении.

Учитывая особенности разработки объекта Нх-І [redacted] месторождения наиболее целесообразным вариантом воздействия на залежь с целью регулирования профиля приемистости скважин и снижения

обводненности является потокоотклоняющие технологии в малых объемах на первом этапе применения.

Использование потокоотклоняющих технологий (ПОТ) направлено на повышение охвата пласта заводнением и перераспределение фильтрационных потоков в высокообводненных пропластках за счет закачки различных геле- и осадкообразующих составов, а также гелантов (сшивающихся полимерных гелей). Механизм действия потокоотклоняющих технологий, в случае «малообъемного» варианта, заключается в образовании объемного осадка или 3D-геля за счет геле-осадкообразования [38]. Благодаря этому в водонасыщенных зонах увеличивается сопротивление фильтрации, а при следующей закачке воды вовлекаются низкопроницаемые зоны пласта, тем самым увеличивается охват заводнением. Дополнительным преимуществом применения ПОТ является возможность задействовать не только ПЗП, но и отдаленные участки залежи.

Таким образом, согласно современным представлениям, выравнивание профиля притока (ВПП) является частным случаем потокоотклоняющих технологий (рисунок 5) [38]. Опыт применения всевозможных ПОТ в различных геолого-физических условиях позволил сформулировать критерии применения потокоотклоняющих технологий в различных геолого-физических условиях. Критерии применимости ПОТ и их сравнение со средними значениями для объекта Нх-1 приведены в таблице 3.

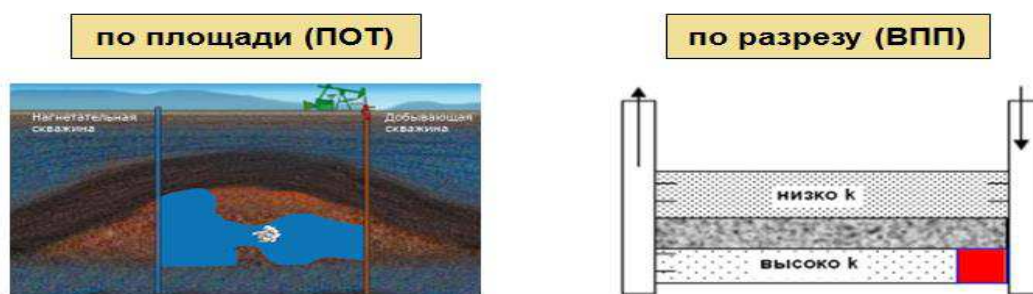


Рисунок 5 – Механизм увеличения охвата пласта при последующем заводнении в зависимости от применяемой ПОТ

Таблица 3 – Параметры применимости ПОТ

Характеристика	Значение для применения	Ср.знач. пласт Нх-I
Температура пластовая, °С	<120	60
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	<500	1,53
Средняя проницаемость, мД	>20	552
Послойная неоднородность k_1/k_2	>4	6,6
Расчлененность K_p	>2	6,6
Обводненность-отбор НИЗ, %	>10	37
Обводненность, %	>70	56
Компенсация, %	~100	88

Потокоотклоняющие технологии можно разделить на три группы по физико-химическому воздействию на пласт, применяемых в различных геолого-физических условиях [12]

Технологии на основе геле- и осадкообразующих композиций.

Технология основана на использовании полиакриламида со сшивателем (закачка СПС и их модификаций, поверхностно-активных полимерных систем – ПАПС, радиационно-сшитых полимеров (например, ГПС «Темпоскрин»), композиций на основе биополимеров, осадкообразующие составы на основе жидкого стекла, водорастворимых полиэлектролитов (закачка полимера Гивпан, ВПК-402), термогелеобразующих композиций. Водоизоляция данной группы относится к средней жесткости, и находится между эмульсионными и полимердисперсными системами.

Технологии на основе полимер-дисперсных и волокнисто-дисперсных систем.

Дисперсные частицы в этих составах очень мелкие всего несколько микрон. Технологии используют различные макро-дисперсные наполнители (бентонит, древесная мука, угольная пыль, резиновая крошка и т.д.), стабилизированные полимерами-флокулянтами, поверхностно-активными

веществами, эмульгаторами. Водоизоляция данной группы относится к жесткой и применяется в основном для изоляции трещиноватых каналов фильтрации воды. Однако необходимо иметь в виду, что в условиях горизонтальных скважин применение дисперсных систем может привести к необратимому блокированию горизонтальных участков с соответствующими последствиями. Кроме того, такие составы в силу их неоднородности и седиментационной нестабильности являются трудноуправляемыми с точки зрения дизайна.

Технологии на основе обратных эмульсионных систем.

Используются основные реагенты эмульгаторы (Нефтехим, Нефтенол-НЗ, Неонол, Синол ЭМ и др.) с добавками различных ПАВ для регулирования нефтеотмывающих свойств (закачка эмульсионных составов - ЭС, нефтеводных эмульсий - НВЭ, эмульсионно-суспензионных составов - ЭСС).

Эмульсии при фильтрации через пористую среду «живут» непродолжительное время т.к. практически полноценно разрушаются. Именно в связи с этим их в основном применяют при пониженных температурах в низкопроницаемых пластах при отсутствии трещин и суперколлекторов с тем, чтобы избежать необратимого тампонирувания коллекторов. Следует отметить, что эмульсии не способны надежно изолировать трещины. В связи с этим, в условиях ██████████ месторождения эмульсии могут применяться только в качестве временных, «жертвенных» систем для защиты нефтенасыщенных пропластков перед обработкой «сильными» полимерными гелями.

Водоизоляция данной группы относится к мягкой и применяется в основном для изоляции в низкопроницаемых коллекторах фильтрации воды, при отсутствии суперколлекторов и трещин.

Поскольку в настоящее время на отраслевом рынке предлагаются десятки и сотни различных составов для водоизоляции, относящихся к каждой из перечисленных групп, при выборе технологий воздействия целесообразно оперировать понятием базовой технологии. Базовая технология – это определенный состав, относящийся к одной из вышеперечисленных групп, основанный на применении основного одного или нескольких химреагентов,

обладающих определенными свойствами, на котором основан механизм геле- и осадкообразования. Введение различных дополнительных добавок в базовую технологию позволяет усилить те или иные свойства состава, и в результате получается конкретная модификация потокоотклоняющей технологии.

В первой группе можно выделить базовые технологии, например: на основе полимеров акриламида, биополимеров, на основе синтетических водорастворимых полианионитов, на основе синтетических водорастворимых поликатионитов, на основе органических или неорганических соединений кремния, на основе неорганических осадкообразующих реагентов, термогелеобразующие составы и т.д.

Основным фактором, отменяющим применение термогелеобразующих составов (РВ-3П-1, Галка, Термогель), является не высокая температура объекта Нх-І.

На первом этапе при выборе технологий воздействия рассматриваются группы технологий и выбираются наиболее подходящие к конкретным геолого-физическим условиям группы технологий и составов. При этом в масштабах залежи могут быть востребованы два или даже все три группы составов, поскольку может стоять задача по водоизоляции различных по природе каналов фильтрации воды, которая требует применения составов различной жесткости, например, трещин и высокопроницаемых пропластков матрицы. К выбору базовой технологии приступают на втором этапе, окончательный же состав (модификация) соответствующий геолого-физическим условиям залежи или участка воздействия в максимальной степени, выбирается на третьем этапе.

В соответствии с изложенной методологией выбора базовых технологий составлена матрица применимости различных модификаций для условий рассмотренных объектов воздействия и выделены технологии, наиболее подходящие по критериям применимости к геолого-физическим условиям объекта Нх-І ██████████ месторождения.

В итоге, анализ применимости технологий на объекте Нх-І проводилось путем сравнения основных критериев применимости технологий с геолого-

физическими условиями объекта. Кроме того учитывалось также технологичность и управляемость размещения композиций в пласте.

5.1 ТЕХНОЛОГИИ ПРИМЕНЕНИЯ ПАА И СПС, А ТАКЖЕ ИХ МОДИФИКАЦИИ.

Технология закачки сшитых систем (трехмерных гелей) в нагнетательные скважины пласта и его продавки оторочкой воды, основой которой является полимер акриламида с сшивателем - часто ацетат хрома, бихромат калия, хромкалиевые квасцы и т.д, который позволяет улучшить реологические свойства состава. Данная технология достаточно хорошо изучена и адаптирована к различным геологическим условиям пластов различных месторождений. При добавлении сшивателя в полиакриламид происходит поперечная сшивка молекул, что позволяет преобразовать вязкий раствор в гелеобразную массу высокой прочности, устойчивой к различным видам деструкций. Благодаря компонентному составу жесткость геолообразной массы регулируется концентраций самого полимера или сшивателя.

Темпоскрин представляет собой радиационно-сшитый полиакриламид, растворяясь в воде он образует зернистый гель, с улучшенными реологическими свойствами. Однако промысловые испытания технологии на Самотлорском месторождении (объект АВ 2-5), проведенные в 2014г. были unsuccessful [23].

Таким образом, в геолого-физических условиях объекта Нх-1 ██████████ месторождения рекомендуется к применению технология СПС на основе полимеров акриламида.

5.2 ТЕХНОЛОГИИ ПРИМЕНЯЕМЫЕ НА ОСНОВЕ ВОДРАСТВОРИМЫХ ПОЛИАНИОНИТОВ

В основе технологии лежит полиакрилат натрия (Геопан, Гивпан, ПВВ)

во взаимодействии с соляной кислотой или поливалентными металлами (алюминий, кальций, магний), используемых в качестве сшивателей. В результате соединения образуются творожистый осадок или гелеобразное мыло. Необходимо отметить, что при высокой минерализации пластовой воды (минерализация более 100 г/л, а содержание ионов кальция выше 4% масс.) нет необходимости в применении сшивателя.

В условиях низкой минерализации пластовой воды [REDACTED] месторождения потребуется применение сшивателя, что повлечет за собой увеличение затрат на транспортные расходы. Также, возможны осложнения в применении данной технологии учитывая климатические особенности [REDACTED] месторождения, в связи с тем, что Геопан представлен в товарном виде как вязкая жидкость, с температурой застывания минус 25°C. Учитывая, что доставка реагентов может быть осуществлена в сезон по зимней автодороге, а также значительно длительные периоды устойчивых отрицательных температур на месторождении ниже 25°C, проведение работ с данным реагентом уступает другим аналогам.

5.3 ТЕХНОЛОГИИ НА ОСНОВЕ ВОДОРАСТВОРИМЫХ ПОЛИКАТИОНИТОВ

В основе технологии лежит реагент полидиметилдиаллиламмоний хлорид (полимер ВПК-402) и его композиции термогелеобразующих реагентов («Галка», «Галка»-ПАВ и др.), иногда модифицируется жидким стеклом в соотношении 1:1 и 1:2 в растворе.

Реологические свойства водорастворимых поликатионитов относительно низкие и им необходима высокая температура в пласте для образования экологичного геля, но, они снижают интенсивность набухаемости глин в заглинизированных продуктивных пластах. Поэтому их рекомендуется применять в заглинизированных низкопроницаемых коллекторах.

По сравнению с аналогами водорастворимые поликатиониты имеют

высокую стоимость, а сам реагент ВПК-402 поставляется в жидкой форме, учитывая труднодоступность и сезонность поставки на объекты отдаленного месторождения, это является дополнительной сложностью в применении технологии. Исходя из этого, для применения на [REDACTED] месторождении данная технология не рекомендуется.

5.4 ТЕХНОЛОГИИ НА ОСНОВЕ ДИСПЕРСНЫХ СИСТЕМ

Технология в основе которой находится ПАА с добавлением различных дисперсных наполнителей - бентонита, древесной муки, угольной пыли и пр. Стабилизируют такой состав за счет добавления полимеров-флокулянтов, ПАВ, эмульгаторов. Закачку в пласт же осуществляют полимер-дисперсной системы (ПДС), волокнисто-дисперсной системы (ВДС), эмульсионно-полимерно-дисперсного состава (ЭПДС).

Увеличение прочности данного состава происходит также за счет добавления модификаторов сшивающих ПАА, например солей хрома.

Технология данной модификации применяется для воздействия на залежь с целью снижения проницаемости обводненных пропластков за счет осаждения добавленных дисперсных частиц в порах породы.

Значительным минусом применения данной технологии в условиях разработки [REDACTED] месторождения является то, что при применении метода в горизонтальных скважинах существует высокий риск неконтролируемого блокирования горизонтального ствола дисперсным раствором. Таким образом, применение технологии на основе дисперсных систем в условиях объекта Нх-1 Сузунского месторождения ограничено. Однако, стоит отметить, что ограничений применения технологии нет, если проводить их в сетке вертикальных скважин.

5.5 ТЕХНОЛОГИИ НА ОСНОВЕ НЕОРГАНИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ КРЕМНИЯ

Одним из первых составов получившим широкое применение, является жидкое стекло (силикат натрия) с осадителем (соляная кислота, хлористый кальций) и различные варианты технологий осадко-гелеобразующих составов (ГОС, ОГОС) [27]. При последовательной закачке указанные компоненты образуют гелеобразные осадки, в основном - гель гидроксида кремния.

Сущность технологии в создании отклоняющего барьера в водопромытых зонах, что позволяет перераспределить поток последующей закачки, снижении поверхностного натяжения на границе нефть-вода и вовлечения таким образом остаточных запасов, за счет наличия силиката натрия.

Недостатками данной группы технологий является кристаллизация диоксида кремния в зонах закачки раствора, что неприменимо на ранних и средних стадиях разработки в частности [REDACTED] месторождения, а также жидкая товарная форма регента, кристаллизующаяся при относительно высоких температурах потребует значительных затрат на транспортировку в условиях отдаленности месторождения и низких температурных условиях. В связи с этим данная технология не рекомендуется для применения на [REDACTED] месторождении.

5.6 ОСАДКООБРАЗУЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ НА ОСНОВЕ НЕОРГАНИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ

Технология образования неорганических осадков в пластовых условиях, использующая составы сульфатно-содовой смеси (ССС), дисперсные осадкообразующие составы (ДООС) и прочие варианты.

Несмотря на относительно низкую цену материала, учитывая, что при применении СССР образуется сульфат кальция, что в свою очередь приводит к отложениям гипса (необратимый тампонаж), а технология допустима к

применению только на поздних стадиях разработки месторождения, то данная технология является нецелесообразной для применения в условиях объекта Нх-І ██████████ месторождения. Еще одним минусом является высокий расход реагентов, увеличивающий затраты на транспортировку и ограничивающий тем самым применение технологии.

5.7 ТЕХНОЛОГИИ НА ОСНОВЕ БИОПОЛИМЕРОВ

В основе альтернативной синтетическим полимерам технологии лежит закачка природных биополимеров полученных биосинтезом (полисахариды и ксантаны). Такая альтернатива имеет хорошие преимущества в виде повышенной устойчивости к деструкции и высокой минерализации воды, однако имеет высокую стоимость товарного реагента и тем самым ограничивает применение данной технологии.

Биополимер марки БП-92 содержит в себе небольшое количество полисахарида, всего не более 1% масс., что отрицательным образом сказывается на возможности доставки реагента до складских помещений месторождения. Также, данные биополимеры подвержены со временем биодеструкции, что приводит к необходимости применения биоцидов для восстановления и, как следствие, приводит к удорожанию всей технологии.

Учитывая перечисленные недостатки данной технологии, её применение не рекомендуется в условиях объекта Нх-І ██████████ месторождения.

Схематически выбор потокоотклоняющих технологий для объекта Нх-І ██████████ месторождения представлен на рисунке 6.



Рисунок 6 – Выбор потокоотклоняющих технологий для объекта Нх-1
[REDACTED] месторождения

Из вышеизложенного можно сделать заключение, что для объекта Нх-1 [REDACTED] месторождения по геолого-физическим критериям (коллекторские и фильтрационно-емкостные свойства, температура, минерализация пластовой воды, вязкость нефти и т. д.) соответствуют целый ряд рассмотренных выше базовых потокоотклоняющих технологий.

Однако разработка сетью горизонтальных нагнетательных и добывающих скважин требует особой осторожности применения составов, содержащих дисперсные твердые добавки. В связи с этим представляется, по крайней мере, на первых опытно-промысловых работах, что необходимо применять полимер-гелевые составы, позволяющие эффективно изолировать как высокопроницаемые обводненные каналы фильтрации закачиваемой воды, так и трещины и избежать необратимых кольматаций горизонтальных стволов.

С этой точки зрения технологии на основе ПАА, а также их модификации, не содержащие дисперсных добавок являются более предпочтительны. В данных технологиях товарная форма ПАА представлена в сухом виде и имеет высокую степень разбавления до рабочей концентрации,

т.е. для проведения работ потребуется значительно меньшее их количество, чем в случае других технологий. Это дает преимущества с точки зрения транспортной логистики с учетом географических и климатических факторов.

Как подчеркивалось выше, применение составов с диспергированной твердой фазой (ПДС, МПДС), неорганических осадкообразующих реагентов (ДООС и т.д.), а также неорганических соединений кремния (ГОС, ОГОС, ЖС и т.п.) ограничено на горизонтальных скважинах вследствие существования вероятности необратимой изоляции нежелательных участков скважины, и снижения её приемистости до минимальных значений, вплоть до необратимой кольтматации. Еще одним ограничением для применения технологий на основе неорганических соединений кремния – это большой по сравнению с ПАА расход товарной формы реагента, что в условиях удаленности [REDACTED] месторождения значительно увеличит расходы на доставку и обработку в целом.

Таким образом, для опытно-промышленных испытаний на [REDACTED] месторождении, в частности на объекте Нх-1, наиболее целесообразным является технологии основанные на применении линейных и сшитых полимеров акриламида различной концентрации.

6. ПРОВЕДЕНИЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ И ВЫБОР РЕАГЕНТОВ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ В ПОТОВОТКЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЯХ НА [REDACTED] МЕСТОРОЖДЕНИИ

В рамках данной магистерской работы проведен комплекс лабораторных исследований, включающий изучение физико-химических, технологических и реологических свойств составов на основе реагентов полиакриламида для геолого-физических условий, соответствующих объекту разработки [REDACTED] месторождения. Для проведения исследований были выбраны полимеры акриламида марок AN-132, FP-107 (SNF Floerger), EOR 804, EOR 954 (Nalco), RZ-1, RZ-6 (ReZel Catalysts Corporation).

6.1. ИССЛЕДОВАНИЕ ПОЛИМЕРОВ АКРИЛАМИДА

С целью выбора оптимального сшитого состава на основе полиакриламида (ПАА) при проведении работ по выравниванию профиля приемистости (ВПП) были рассмотрены марки полимеров разных производителей. В таблице 4 приведены наименования ПАА и их основные характеристики, представленные Производителем или Поставщиком.

Для обоснования применения конкретных марок образцов ПАА проведен комплекс лабораторных исследований линейных растворов полимеров и сшитых полимерных составов (СПС) на их основе, а также влияние механической и термической деструкций в условиях, приближенных к геолого-физическим условиям изучаемого объекта.

Проведены лабораторные тесты по определению их следующих физико-химических параметров:

- время растворения в модели пластовой воды с минерализацией 15 г/л;
- молекулярная масса;
- степень гидролиза;

- вязкостные свойства линейных растворов ПАА при температуре 60 °С;
- время гелеобразования ацетатом хрома (АХ) при температуре 60 °С;
- вязкостные свойства сшитых растворов ПАА при температуре 60 °С в течение 48 часов;
- определение стабильности СПС к механической деструкции при скорости вращения 100 с⁻¹ в течение 5 минут по вязкостным свойствам сшитых полимерных систем до и после механического воздействия.

Таблица 4 – Перечень протестированных марок полиакриламида и их характеристики

Марка	Фирма	Молекулярная масса (ММ), млн. у.е.	Степень гидролиза (СГ), % моль	Примечание
Франция				
AN-132		15	■	Высокомолекулярный полимер с улучшенной растворимостью в сильно минерализованных водах (до 200 г/л)
FP-107	■	15	■	Высокомолекулярный полимер для больше объемных закачек и ВПП. Улучшенная термостабильность
Нидерланды				
EOR 804	■	-	-	Не представлены данные по ММ и СГ*
EOR 804	■	-	-	Не представлены данные по ММ и СГ*
Китай				
RZ-1	■	18-20	■	Высокомолекулярный, анионный полимер
RZ-6	■	12-15	■	Высокомолекулярный, анионный полимер

Были выбраны следующие массовые концентрации ПАА в составах - 0,15%; 0,3%; 0,4% и 0,5%. В качестве сшивателя использован ацетат хрома (АХ) по ТУ 0254-031-17197708-96. При получении СПС с необходимыми

реологическими параметрами выявлено, что оптимальным соотношением ПАА: ацетат хрома является 10:1.

В качестве растворителя использовалась модельная вода минерализацией 15 г/л, которая готовилась растворением расчетных количеств хлористых натрия и кальция в дистиллированной воде (80 % NaCl от общего количества солей, CaCl₂ - 20 %). Тестирование проводилось при температуре 60°C.

Одним из наиболее значимых факторов, определяющих технологичность ПАА, является малое время растворения в минерализованной воде, что весьма важно для эффективного приготовления раствора в промышленных условиях, так в соответствии с сертификатами на полимеры компании SNF время растворения при температуре 20°C рекомендуется не более 120 минут.

Данные по растворимости протестированных образцов ПАА в воде с минерализацией 15 г/л приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Время растворения ПАА различных марок

Марка полимера	Фирма (поставщик)	Время растворения, мин
AN-132	██████████	100-120
FP-107		100-120
EOR 804	██████	200
EOR 954		200
RZ-1	██████████████████	250
RZ-6		250

Из данных таблицы 5 видно, что у ПАА марок EOR 804, EOR-954, RZ-1, RZ-6 время растворения больше 120 минут, что может послужить причиной затруднения их применения в полевых условиях. Время полного растворения предоставленных образцов ПАА марки FP-107 и AN-132 составляет 120 минут, что соответствует нормативам.

Молекулярная масса ПАА рассчитывалась по экспериментальным значениям характеристической вязкости $[\eta]$ полимера по уравнению Марка-Хаувинка-Куна:

$$[\eta] = KM^\alpha \quad (1)$$

Где: $[\eta]$ – характеристическая вязкость; М - молекулярная масса; К и α – константы для системы «полимер – растворитель» (для исследуемой системы ПАА-дистиллированная вода).

Характеристическая вязкость растворов полимеров определялась с использованием капиллярного вискозиметра Уббелодде (ВПЖ-1) с диаметром капилляра 0,99 мм.

Полученные значения молекулярной массы ПАА представлены в таблице 5. Как видно из данной таблицы, молекулярная масса изученных полимеров находится в широких пределах: от 4,7 млн. у.е. (ПАА марки EOR-804) до 15,8 млн. у.е. (марка RZ-6). Это соответствует значительному спектру молекулярной массы полимеров акриламида, существующих в настоящее время на рынке и имеющих возможный потенциал для применения в технологиях повышения нефтеотдачи. ПАА EOR 804 обладает наиболее низким значением молекулярной массы, что негативно отражается на технологических свойствах данного полимера.

Степень гидролиза (СГ) – одна из наиболее важных характеристик ПАА. Содержание карбоксильных групп в полимерах акриламида предопределяет проявление ими анионных свойств и полиэлектролитных эффектов, влияющих на весь комплекс технологических свойств растворов, например, растворимость и совместимость полимеров с высокоминерализованными водами, стойкость к различным видам деструкции, способность к трехмерному сшиванию ионами металлов переменной валентности с образованием ВУС, фильтрационные, реологические и адсорбционные свойства.

Определение СГ образцов ПАА проводилось по следующей методике. Приготовили 50 мл 0,25% раствора ПАА в дистиллированной воде, затем разбавляли его той же водой до 200 мл, доводили рН до 3,8 с помощью 0,1 М

раствора соляной кислоты HCl. Полученный раствор титровали 0,05 М раствором едкого натра NaOH до pH=7,5. Потенциометрические измерения проводили рН-метром «HI 8314 membrane pHmeter» при комнатной температуре.

Степень гидролиза ПАА рассчитывали по формуле:

$$\alpha = \frac{(V-V_0)*N*71*10^{-3}}{P-(V-V_0)*N*23*10^{-3}} * 100 \quad (2)$$

где V и V₀ - объемы раствора NaOH, затраченные на титрование в рабочем и холостом опытах соответственно, мл;

P - навеска полиакриламида, г;

N - концентрация раствора NaOH, моль/л.

Полученные значения степени гидролиза образцов ПАА даны в таблице 6.

Таблица 6 – Молекулярная масса и степень гидролиза протестированных марок полиакриламида

Марка полимера	Фирма (поставщик)	Молекулярная масса, млн. у.е.		Степень гидролиза, % моль	
		Производителя	Лабораторные	Производителя	Лабораторные
AN-132	[REDACTED]	12-15	15	10-15	15,0
FP-107		12-15	13,7	13-18	16,5
EOR 804	[REDACTED]	-	4,7	-	2,0
EOR 954		-	10,4	-	7,3
RZ-1	[REDACTED]	18-20	11,2	15-20	6,4
RZ-6		12-15	15,8	20-25	14,1

Из данных таблицы 6 следует, что степень гидролиза изученных ПАА находится в достаточно широких пределах – от 2,0 % (ПАА EOR 804) до 16,5 % (ПАА марки FP-107). ПАА EOR 804 обладает наиболее низким значением степени гидролиза, что негативно отражается на технологических свойствах данного полимера.

Вязкостные свойства линейных растворов ПАА при температуре 60 °С. Реовискозиметрические исследования линейных растворов предоставленных образцов ПАА и СПС на их основе проводились на реометре MARS («Haake», Германия). Данное оборудование представляет собой аппаратно-программный комплекс, состоящий из измерительного устройства (ротационный вискозиметр) с цифровым интерфейсом и персонального компьютера, снабженного программным обеспечением для управления измерительным устройством и обработки данных экспериментов.

Для изучаемых растворов необходимо провести сдвиговой тест при изменении градиента скорости сдвига в диапазоне от 1 до 300 с⁻¹, при котором определить зависимость напряжения сдвига и вязкости от скорости сдвига. Такой диапазон изменения скорости сдвига соответствует линейным скоростям течения полимерных растворов и сшитых систем на их основе как в условиях НКТ, так и в призабойной зоне нагнетательных скважин и в продуктивном пласте.

Кривые вязкости линейных растворов протестированных образцов ПАА графически представлены а рисунках 6.1.1-6.1.4

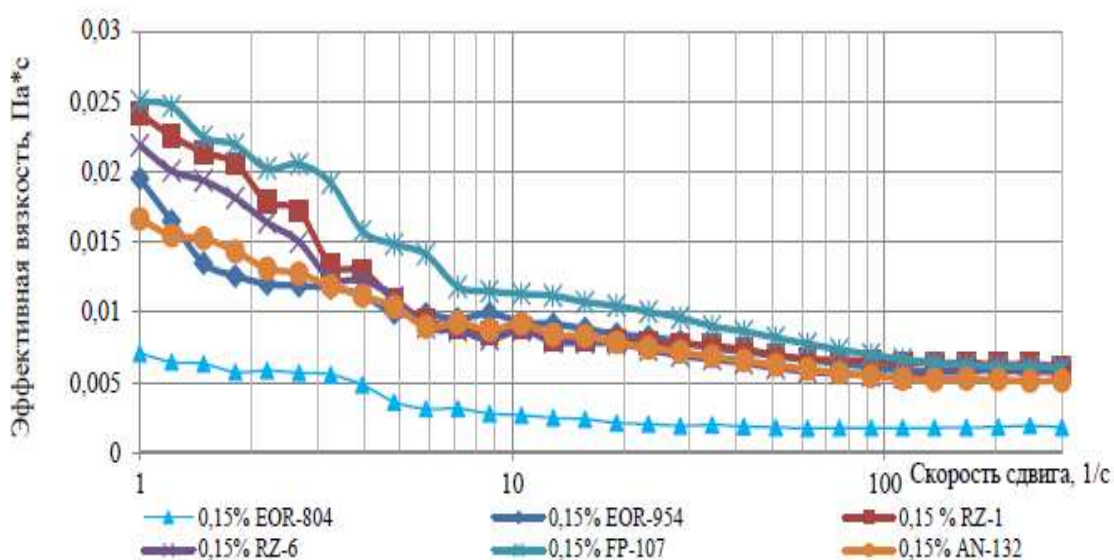


Рисунок 6.1.1. – Вязкостные характеристики 0,15 % линейных растворов ПАА

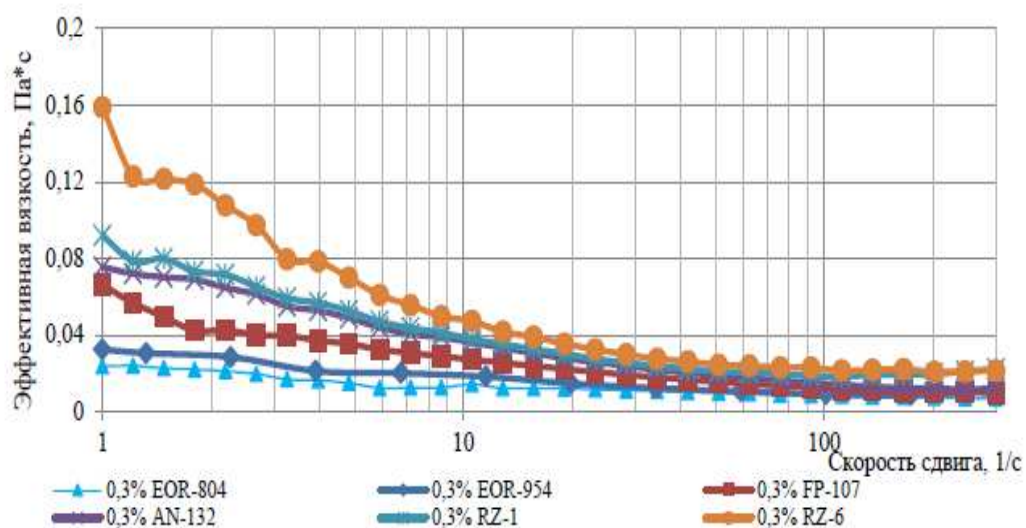


Рисунок 6.1.2 – Реовязкостные характеристики 0,3 % линейных растворов ПАА

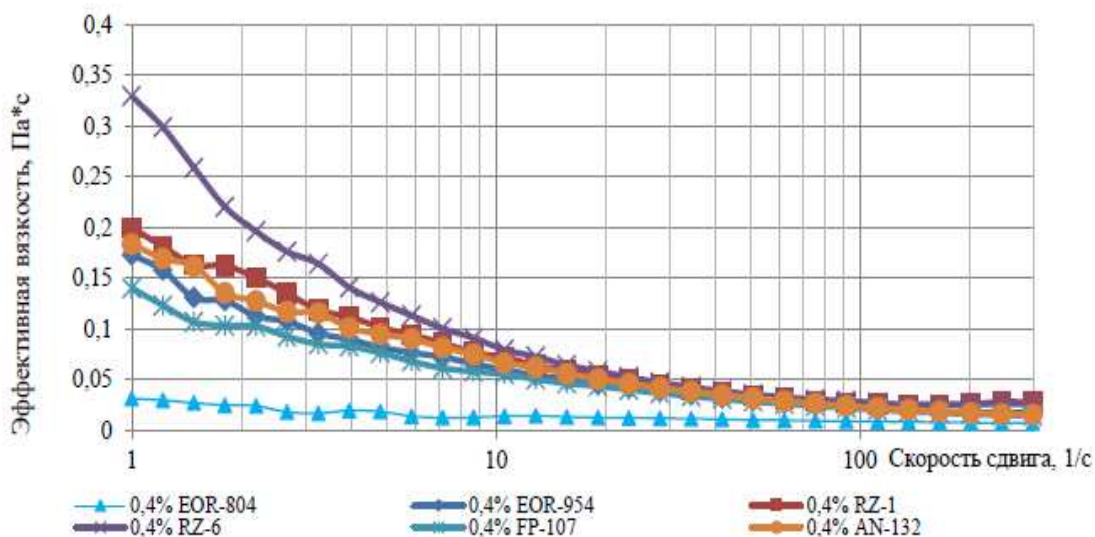


Рисунок 6.1.3 – Реовязкостные характеристики 0,4 % линейных растворов ПАА

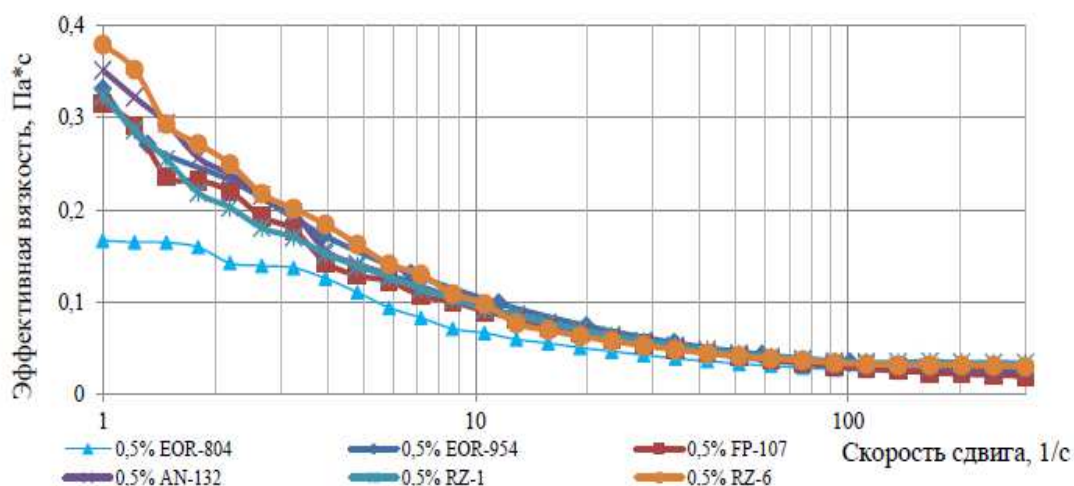


Рисунок 6.1.4 – Реовязкостные характеристики 0,5 % линейных растворов ПАА

Как видно из рисунков 6.1.1.-6.1.4, растворы относятся к категории неньютоновских жидкостей. Вязкость этих жидкостей зависит от скорости сдвига.

Для наглядности на рисунке 6.1.5 приведены зависимости эффективной вязкости растворов полимеров от концентрации при скорости вращения $10,6 \text{ с}^{-1}$.

Показано, что максимальные значения эффективной вязкости при скорости сдвига $10,6 \text{ с}^{-1}$ при всех изученных концентрациях обнаружены у полимера RZ-6 (ReZel), минимальные значения у полимера марки EOR 804 («Nalco»)

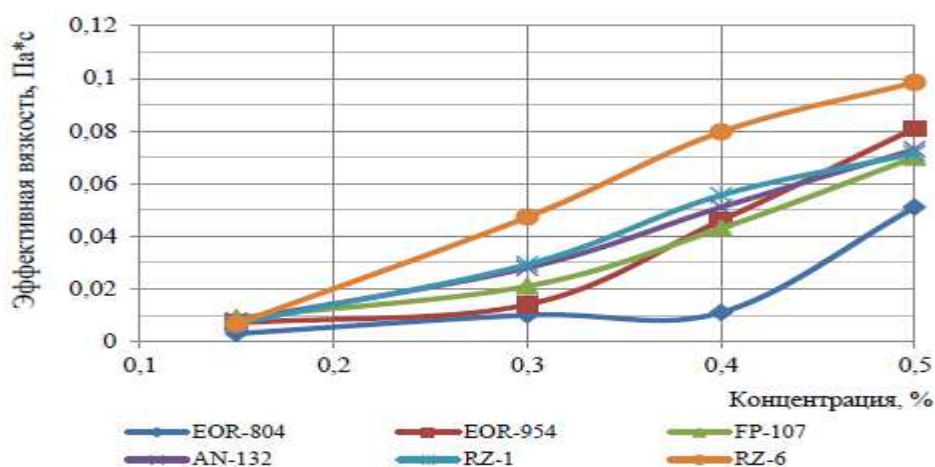


Рисунок 6.1.5 – Зависимость вязкостных свойств линейных растворов от концентрации при скорости $10,6 \text{ с}^{-1}$.

Результаты по реовязкостному тестированию линейных растворов полимера используют в условиях «классического» полимерного заводнения, когда отсутствует трещиноватость в пласте. Для выявления наиболее эффективных марок ПАА в условиях наличия трещин необходимо исследовать гелеобразующую способность полимеров и реологические свойства сшитых трехмерных гелей на их основе. В связи с этим в дальнейшем проведено изучение сшиваемости всех полимерных растворов ацетатом хрома и реологических свойств трехмерно сшитых полимерных систем.

6.2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВРЕМЕНИ ГЕЛЕОБРАЗОВАНИЯ

Для того чтобы увеличить глубину проникновения гелеобразующих реагентов в обводненные пропластки продуктивного пласта сперва необходимо применять низковязкий сшивающий состав (гелант), позволяющий преобразовывать вязкий гель непосредственно в пласте. Далее для изоляции трещин используется трехмерно сшитый гель.

Поэтому время гелеобразования, за которое состав полностью приобретёт рассчитанный комплекс реологических и фильтрационных свойств, является одним из наиболее важных, технологических параметров.

Время гелеобразования зависит от молекулярной массы и степени гидролиза полимера, концентрации полимера и сшивателя, пластовой температуры, минерализации воды, и может быть отрегулировано в каждом конкретном случае для достижения поставленной задачи. Экспериментально время гелеобразования определяется по зависимости эффективной вязкости и модуля упругости от времени сшивки и соответствует моменту достижения максимальных значений. В данной работе воспользуемся экспресс-методом определения времени гелеобразования и определим время жизни нити (время релаксации) с помощью релаксометра конструкции ИПНГ РАН. Полимерная система считается достигшей необходимой степени сшивки при достижении значений времени релаксации больше 100 сек ($\tau_{\text{рел.}} \rightarrow \infty$). При этом эффект

«прядимости», то есть образования долгоживущих нитей, проявляется в довольно узком диапазоне вязкости и упругости сшитых растворов по определению времени гелеобразования при 60 °С в среде модельной пластовой воды [] месторождения.

Полученные результаты приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Время сшивки растворов полимеров при температуре 60 °С

№ п/п	Композиция	Время гелеобразования (мин)
Франция		
1	0,15 % FP-107 + 0,015 % AX	150
2	0,3 % FP-107 + 0,03 % AX	110
3	0,4 % FP-107 + 0,04 % AX	90
4	0,5 % FP-107 + 0,05 % AX	60
5	0,15 % AN-132 + 0,015 % AX	180
6	0,3 % AN-132 + 0,03 % AX	60
7	0,4 % AN-132 + 0,04 % AX	45
8	0,5 % AN-132 + 0,05 % AX	40
Nalco		
9	0,15 % EOR 804 + 0,015 % AX	*
10	0,3 % EOR 804 + 0,03 % AX	300
11	0,4 % EOR 804 + 0,04 % AX	120
12	0,5 % EOR 804 + 0,05 % AX	60
13	0,15 % EOR 954 + 0,015 % AX	240
14	0,3 % EOR 954 + 0,03 % AX	60
15	0,4 % EOR 954 + 0,04 % AX	45
16	0,5 % EOR 954 + 0,05 % AX	35
Китай		
17	0,15 % RZ-1 + 0,015 % AX	120
18	0,3 % RZ-1 + 0,03 % AX	35
19	0,4 % RZ-1 + 0,04 % AX	30
20	0,5 % RZ-1 + 0,05 % AX	30
21	0,15 % RZ-6 + 0,015 % AX	120
22	0,3 % RZ-6 + 0,03 % AX	40
23	0,4 % RZ-6 + 0,04 % AX	30
24	0,5 % RZ-6 + 0,05 % AX	30

*- состав не сшился в течении 48 часов при температуре 60 °С

Для всех составов наблюдается четкая зависимость гелеобразования от концентрации: чем выше концентрация полимера, тем меньше время сшивки.

У состава на основе 0,15% масс. раствора полимера марки EOR 804 гелеобразования не произошло в течение 2 суток.

6.3 РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА СШИТЫХ СИСТЕМ

Необходимо отметить, что достижение времени релаксации больше 100 секунд показывает, что основная масса макромолекул вовлечена в процесс трехмерной сшивки при данной температуре, но процесс трехмерной сшивки еще может быть не завершен, особенности при низкой концентрации. Были протестированы концентрации, соответствующие «слабым» и «сильным» гелям, измерения вязкостных характеристик СПС на основе всех образцов ПАА проводились спустя 4ч, 24 ч и 48 часов, после введения ацетата хрома при температуре 60 °С.

Кривые вязкости всех композиций через 4 часа после ввода сшивателя, выдержанные и измеренные при температуре 60 °С, представлены на рисунках 6.3.1 – 6.3.4

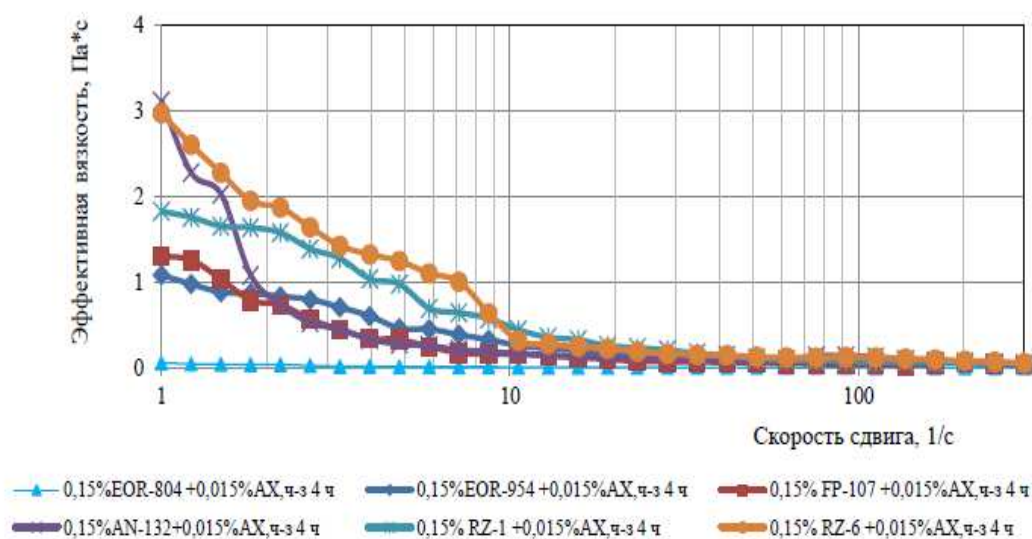


Рисунок 6.3.1 – Кривые вязкости СПС на основе 0,15 % раствора ПАА через 4 часа.

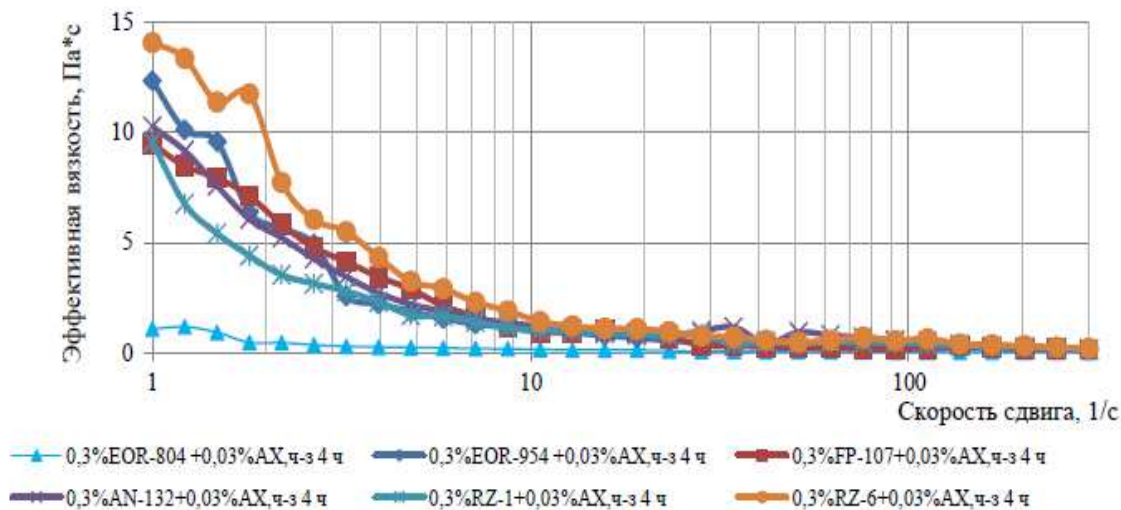


Рисунок 6.3.2- Кривые вязкости СПС на основе 0,3 % растворов ПАА через 4 часа

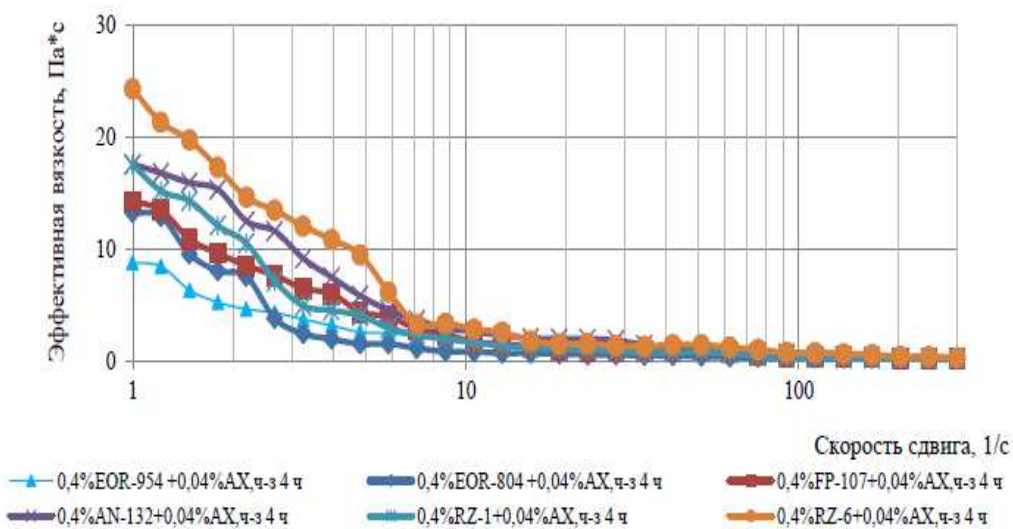


Рисунок 6.3.3- Кривые вязкости СПС на основе 0,4 % растворов ПАА через 4 часа

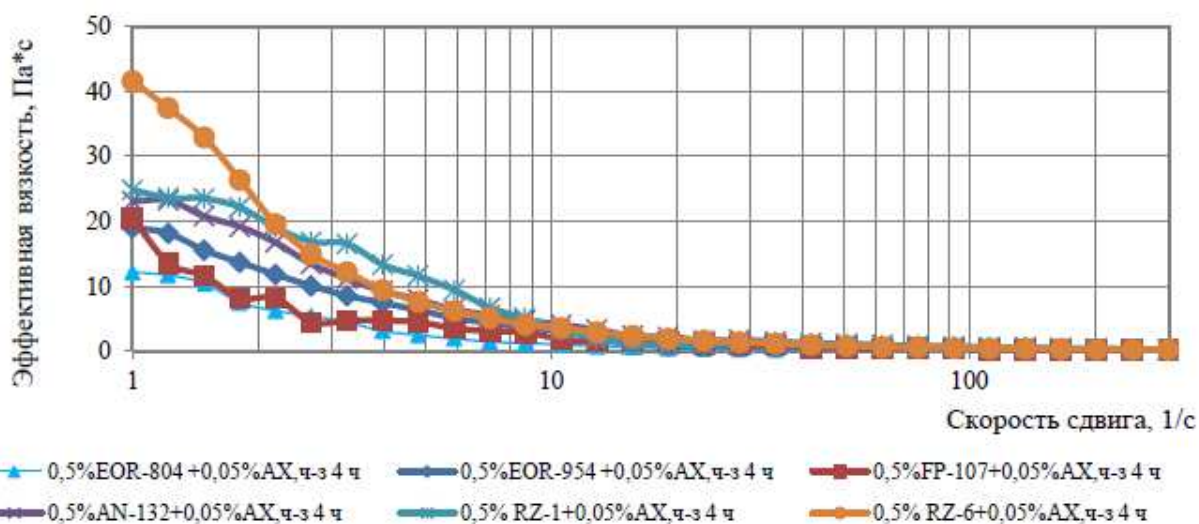


Рисунок 6.3.4- Кривые вязкости СПС на основе 0,5 % растворов ПАА через 4 часа

Далее на рисунке 6.3.5 для наглядности приведены зависимости эффективной вязкости сшитых полимерных составов после 4-х часовой выдержки при температуре 60 °С от концентрации при скорости вращения 10,6 с⁻¹.

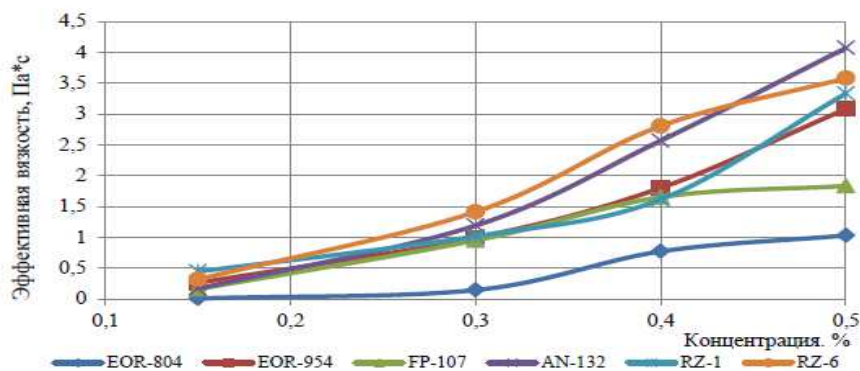


Рисунок 6.3.5 – Зависимость вязкостных свойств СПС через 4 часа после введения AX от концентрации при скорости 10,6 с⁻¹.

Максимальные значения эффективной вязкости характерны для композиций на основе 0,3 % и 0,4%-х растворов ПАА марки RZ-6 и ацетата хрома. При использовании концентрации полимеров 0,15 % ПАА

максимальные значения эффективной вязкости при скорости $5,6 \text{ c}^{-1}$ у ПАА марки RZ-1. При концентрации 0,5 % вязкость сшитого раствора полимера марки AN-132 через 4 часа выше вязкости всех остальных СПС.

Минимальные значения реовязкостных характеристик при всех концентрациях у состава на основе ПАА марки EOR-804 и ацетата хрома после выдержки в течении 4 часов при температуре $60 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

Кривые вязкости при температуре $60 \text{ }^{\circ}\text{C}$ через 24 часа после сшивки показаны на рисунках 6.3.6-6.3.9

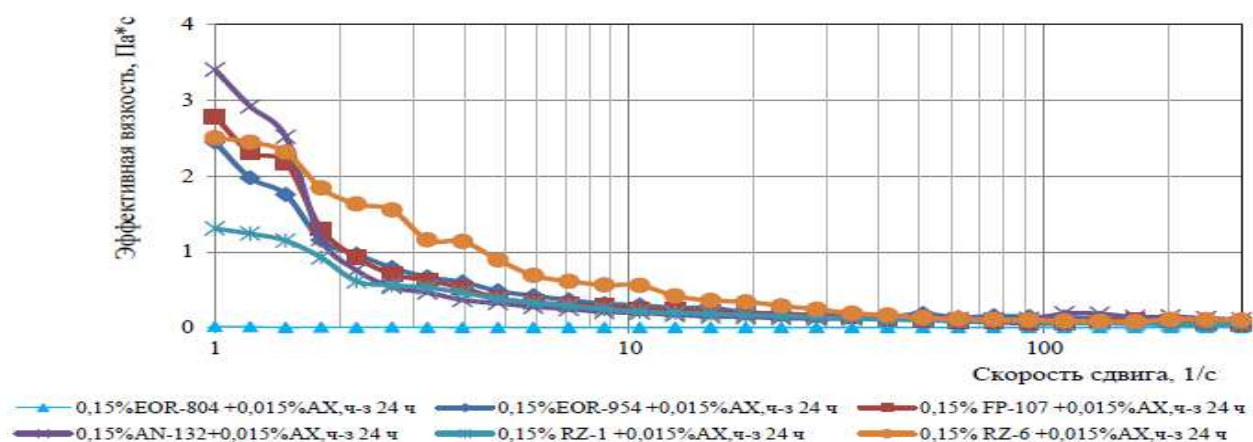


Рисунок 6.3.6- Кривые вязкости СПС на основе 0,15 % растворов ПАА через 24 часа.

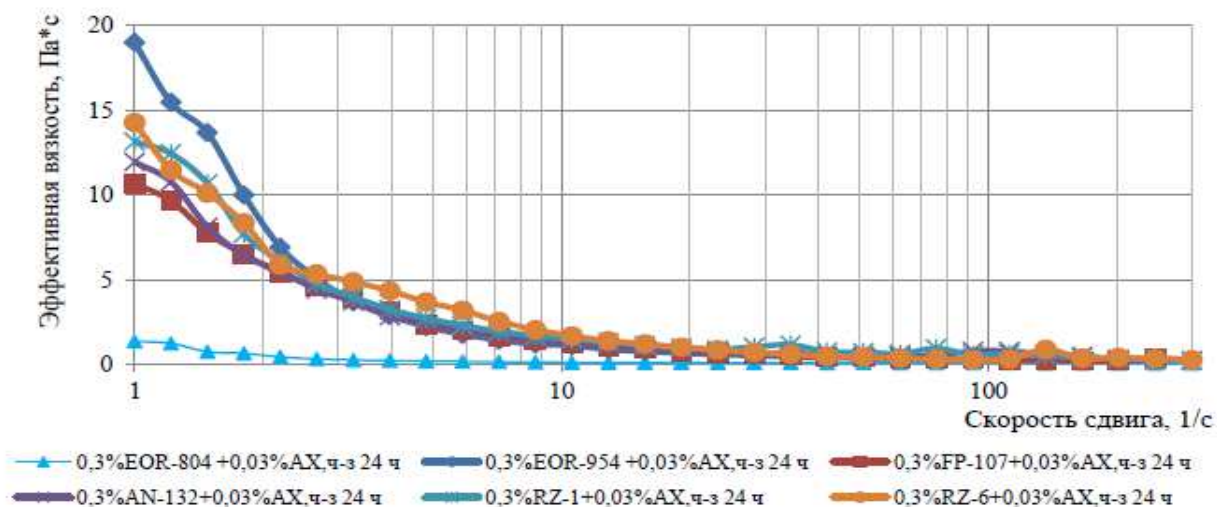


Рисунок 6.3.7- Кривые вязкости СПС на основе 0,3 % растворов ПАА через 24 часа.

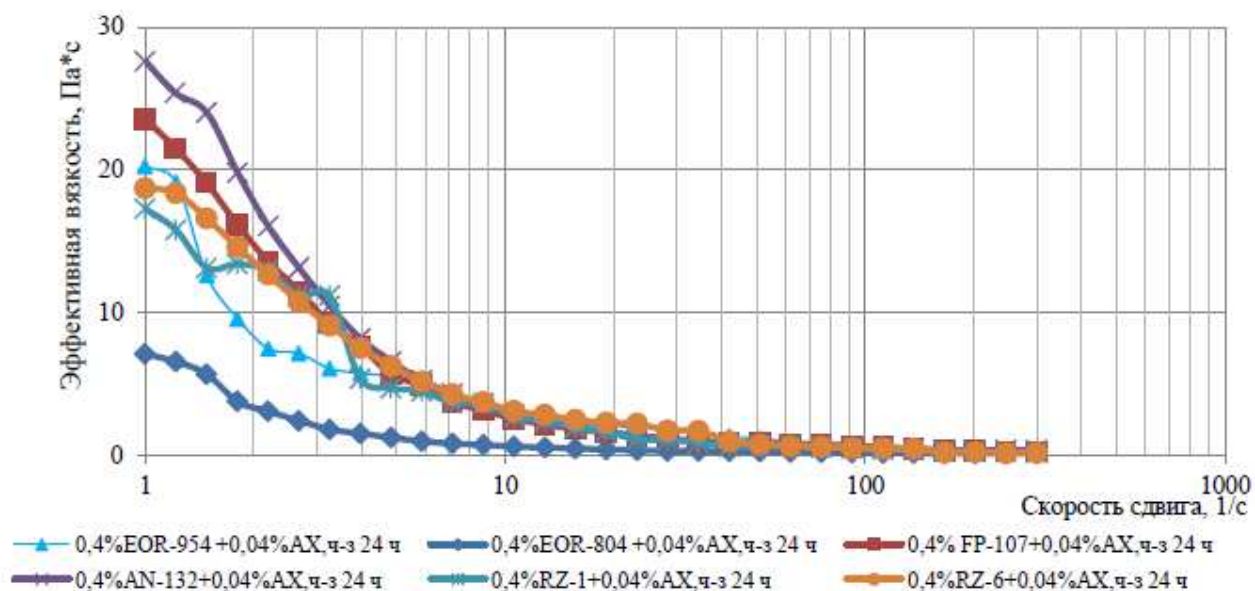


Рисунок 6.3.8 - Кривые вязкости СПС на основе 0,4 % растворов ПАА через 24 часа.

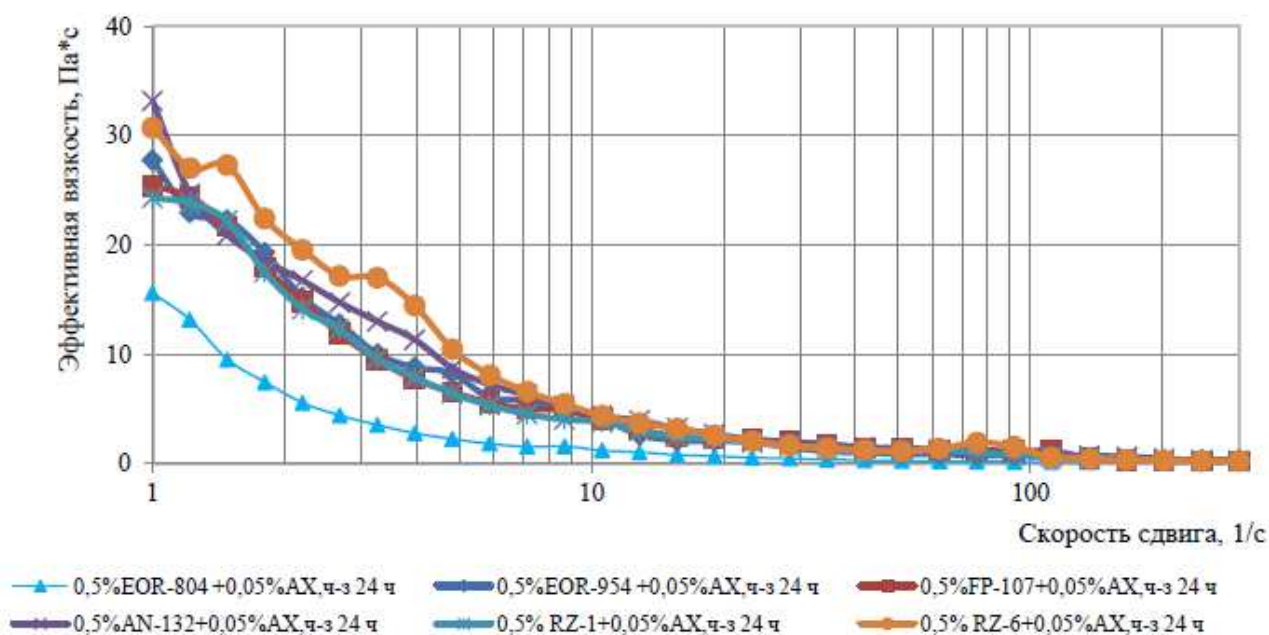


Рисунок 6.3.9- Кривые вязкости СПС на основе 0,5% растворов ПАА через 24 часа.

Далее на рисунке 6.3.10 приведены зависимости вязкости всех сшитых полимерных составов через 24 часа после выдержки при температуре 60 °С от концентрации. Для построения данных кривых также использовались значения

эффективной вязкости при скорости сдвига $10,6 \text{ c}^{-1}$. Показано, что через 24 часа после введения ацетата хрома состав на основе ПАА марки RZ-6 и ацетата хрома при всех рассмотренных концентрациях имеет наибольшее значение эффективной вязкости. Минимальные значения эффективной вязкости у состава на основе образца EOR-804.

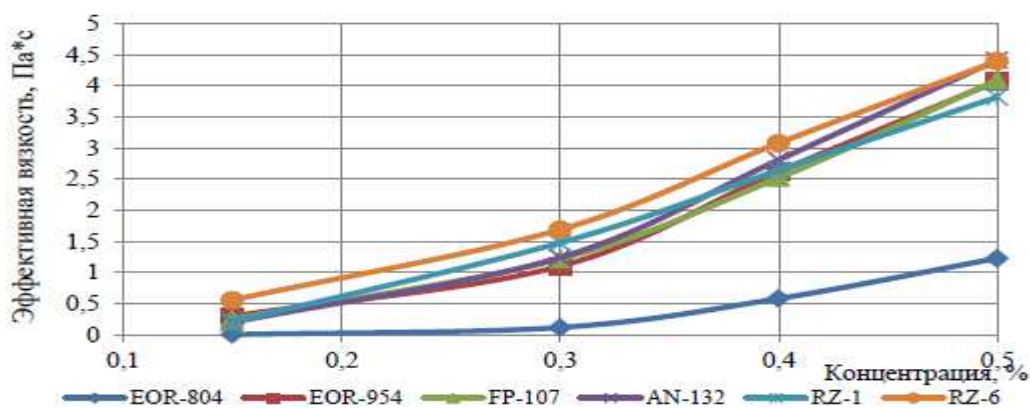


Рисунок 6.3.10 – Зависимость вязкостных свойств СПС через 24 часа после введения АХ от концентрации при скорости $10,6 \text{ c}^{-1}$.

Реология растворов полимера с добавлением ацетата хрома 48 часов после добавления сшивателя представлена на рисунках 6.3.11-6.3.14

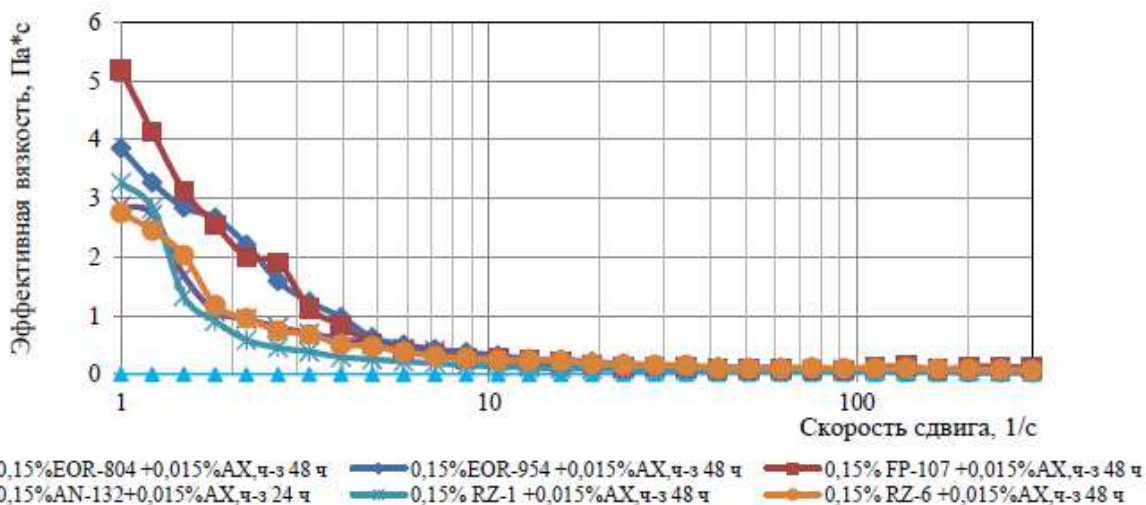


Рисунок 6.3.11 – Кривые вязкости СПС на основе 0,15 % растворов ПАА через 48 часов.

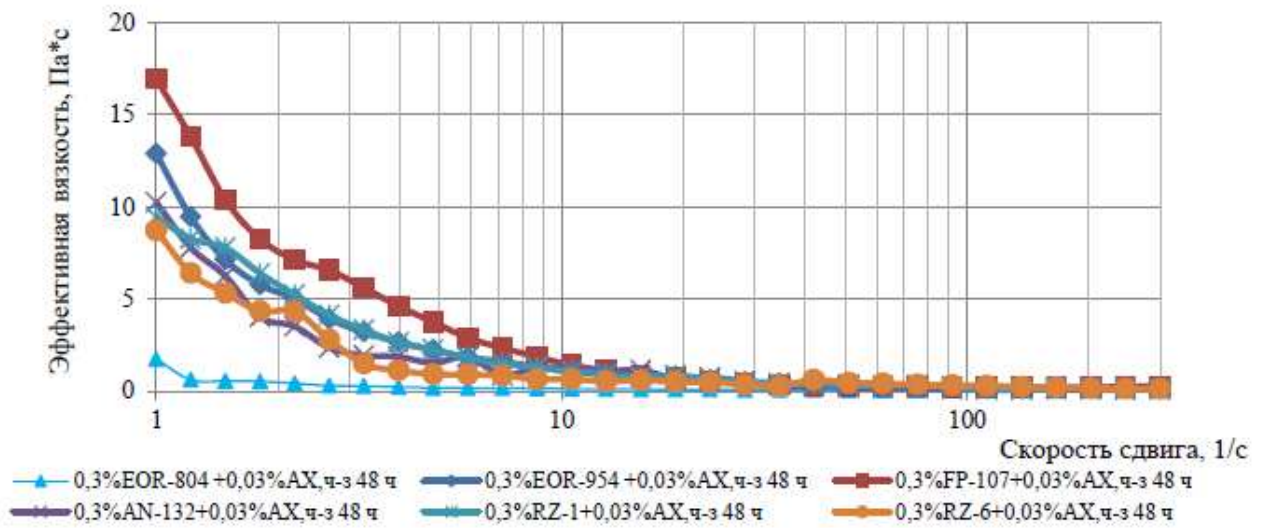


Рисунок 6.3.12 – Кривые вязкости СПС на основе 0,3 % растворов ПАА через 48 часов

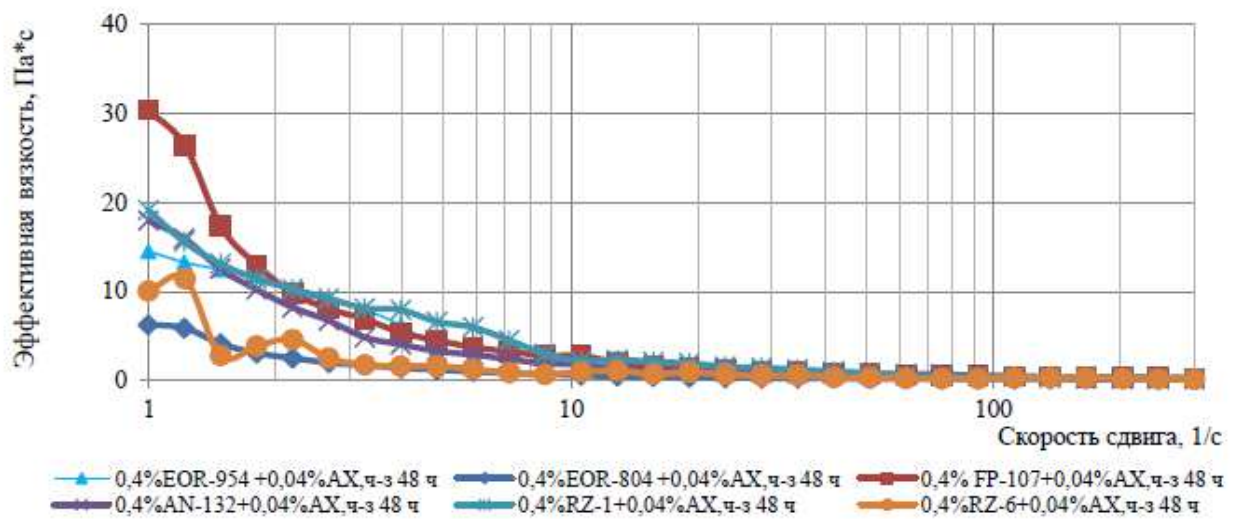


Рисунок 6.3.13 – Кривые вязкости СПС на основе 0,4 % растворов ПАА через 48 часов

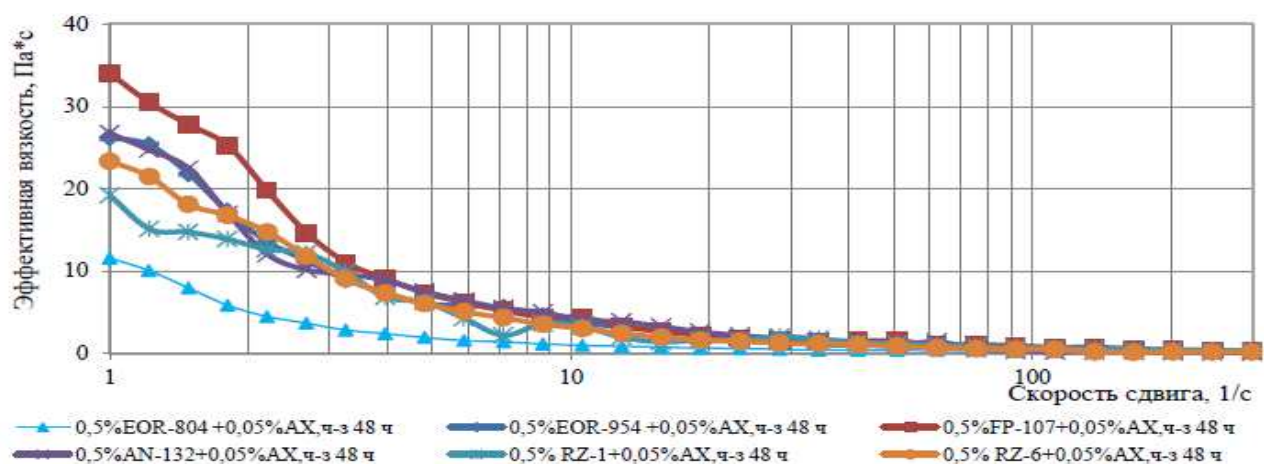


Рисунок 6.3.14 – Кривые вязкости СПС на основе 0,5 % растворов ПАА через 48 часов

На рисунке 6.3.15 приведены зависимости эффективной вязкости шитых полимерных составов после 48 часов выдержки при температуре 60 °С от концентрации.

Для построения данных кривых также использовались значения эффективной вязкости при скорости сдвига $10,6 \text{ с}^{-1}$.

После 48-часовой выдержки при температуре 60°C максимальные значения вязкости выявились у составов на основе ПАА марки FP-107 при всех изученных концентрациях, минимальные вязкостные характеристики у составов на основе EOR-804.

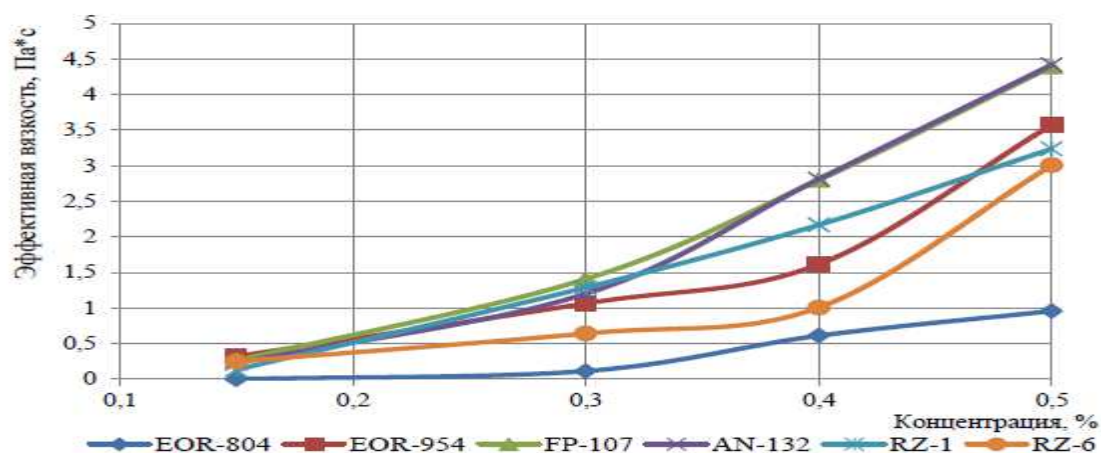


Рисунок 6.3.15 – Зависимость вязкостных свойств СПС через 48 часа после введения АХ от концентрации при скорости $10,6 \text{ с}^{-1}$

6.4. ПРОВЕДЕНИЕ ОЦЕНКИ ВЛИЯНИЯ МЕХАНИЧЕСКОЙ ДЕСТРУКЦИИ НА ВЯЗКОСТНЫЕ СВОЙСТВА СПС

Для оценки термической стабильности сшитых полимерных составов при температуре 60°C в течение 48 часов на рисунке 6.4.1 приведены зависимости эффективной вязкости при скорости сдвига $10,6 \text{ c}^{-1}$ от времени выдержки.

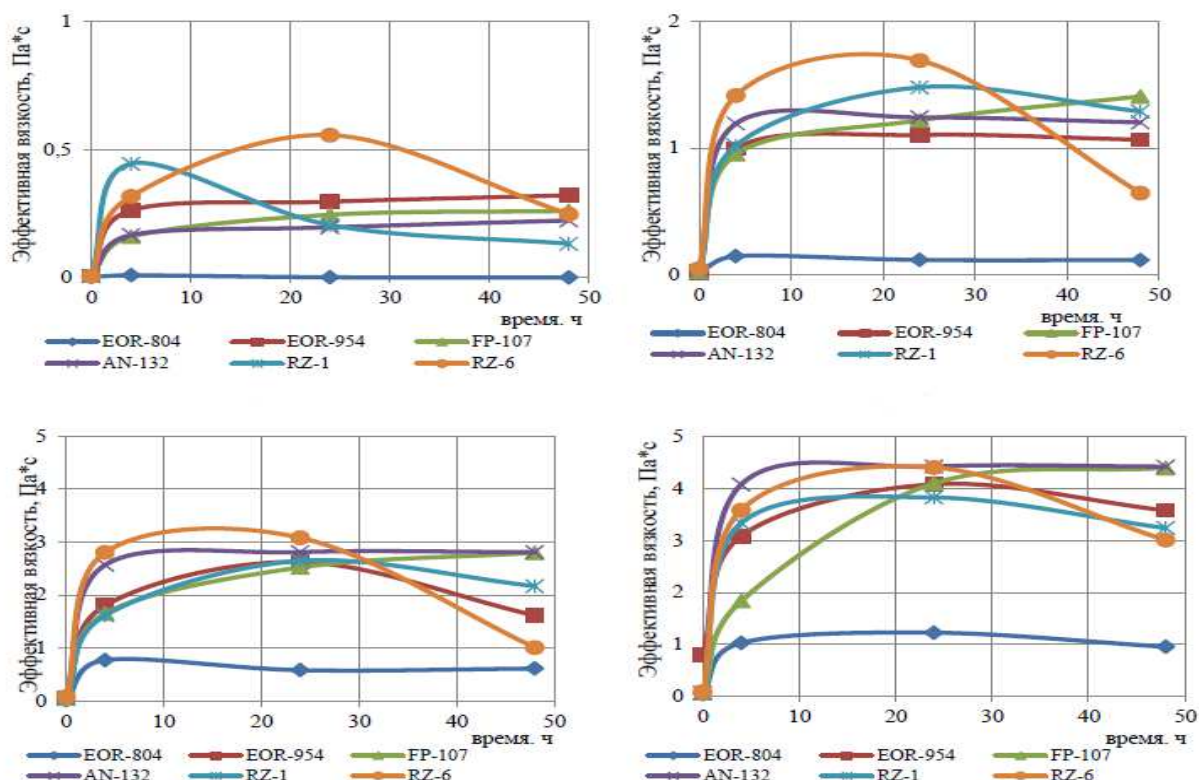


Рисунок 6.4.1 – Зависимость вязкостных свойств СПС на основе растворов ПАА с различной концентрацией (0,15; 0,3; 0,4; 0,5) от времени выдержки при скорости $10,6 \text{ c}^{-1}$

Показано, что вязкостные характеристики сшитых полимерных составов на основе образцов ПАА марок EOR-954, RZ-1, RZ-6 при всех рассматриваемых концентрациях снижаются со временем выдержки при температуре 60°C . У составов на основе ПАА FP-107, AN-132 в течение 48 часов значения эффективной вязкости сшитых композиций увеличиваются, что говорит о хорошей термостабильности данных марок полимеров.

Сшитые составы на основе ПАА марки EOR-804 теряют вязкостные характеристики незначительно, однако следует отметить, что данные системы имеют низкие вязкостные характеристики относительно других.

Таким образом, наиболее термоустойчивым составами являются СПС на основе ПАА марок FP-107, AN-132 (SNF), сшитые полимерные системы на основе остальных образцов полимеров подвержены деструкции после выдержки при температуре 60°C в течение 48 часов.

Методика исследования механической прочности сшитых полимерных составов заключается в проведении следующих этапов:

- Проведение сдвигового теста полимерного состава через 48 часов после введения сшивателя в диапазоне скоростей сдвига от 1 до 300 с⁻¹;
- Деформация раствора при сдвиговой нагрузке 100 с⁻¹ в течение 5 минут;
- Проведение сдвигового теста деформированного геля в диапазоне скоростей сдвига от 1 до 300 с⁻¹.

Кривые вязкости после механической деструкции СПС приведены на рисунках 6.4.2-6.4.5.

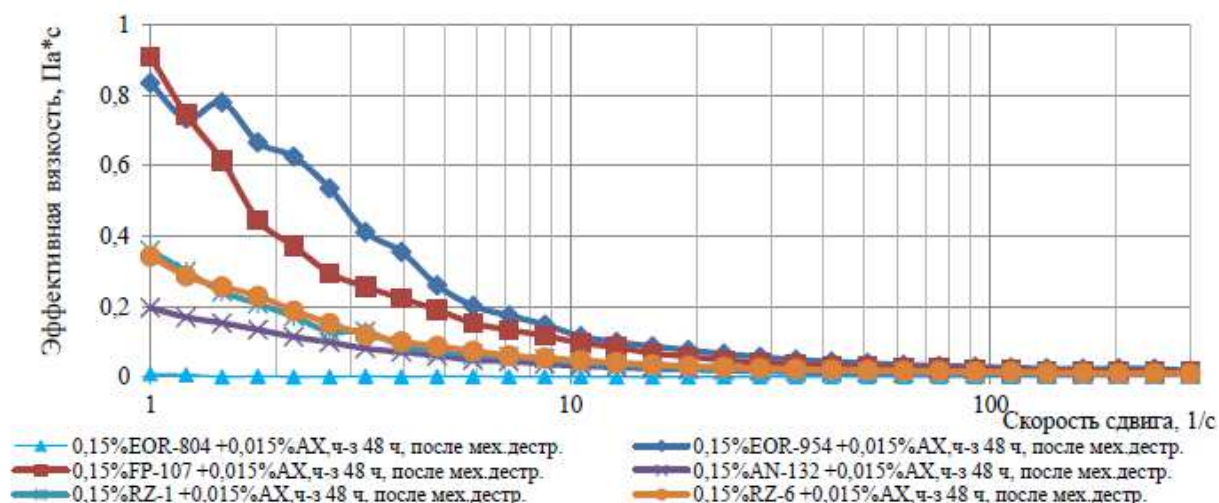


Рисунок 6.4.2 – Кривые вязкости СПС на основе 0,15 % растворов ПАА через 48 часов (после мех. воздействия)

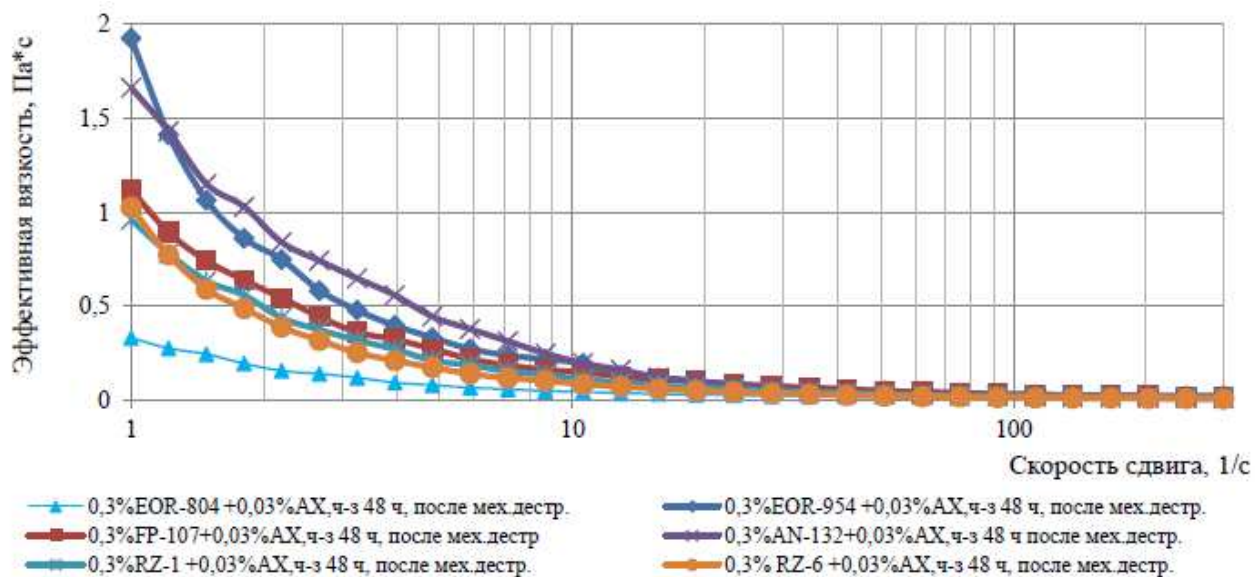


Рисунок 6.4.3 – Кривые вязкости СПС на основе 0,3 % растворов ПАА через 48 часов (после мех. воздействия)

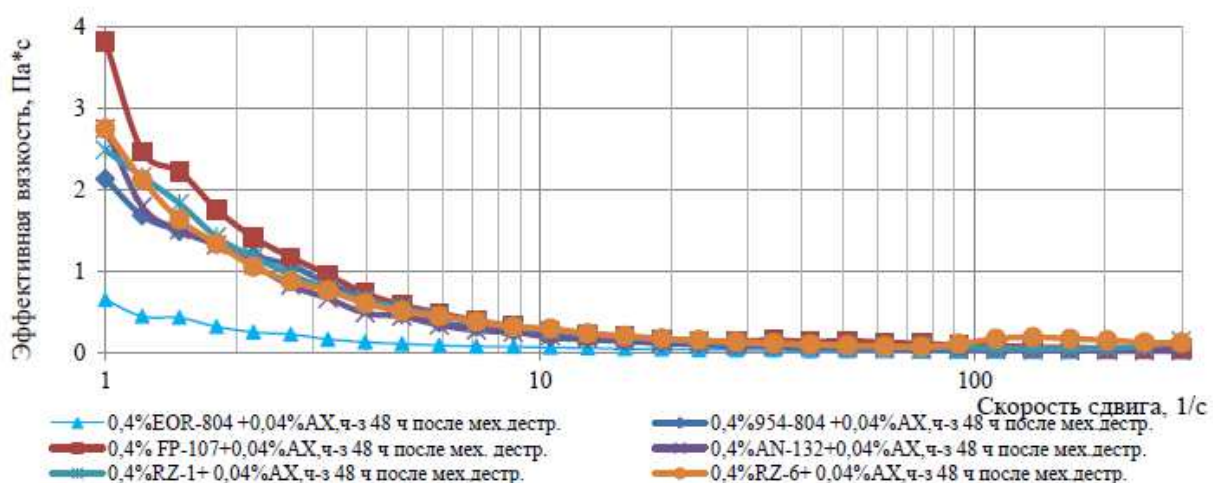


Рисунок 6.4.4 – Кривые вязкости СПС на основе 0,4 % растворов ПАА через 48 часов (после мех. воздействия)

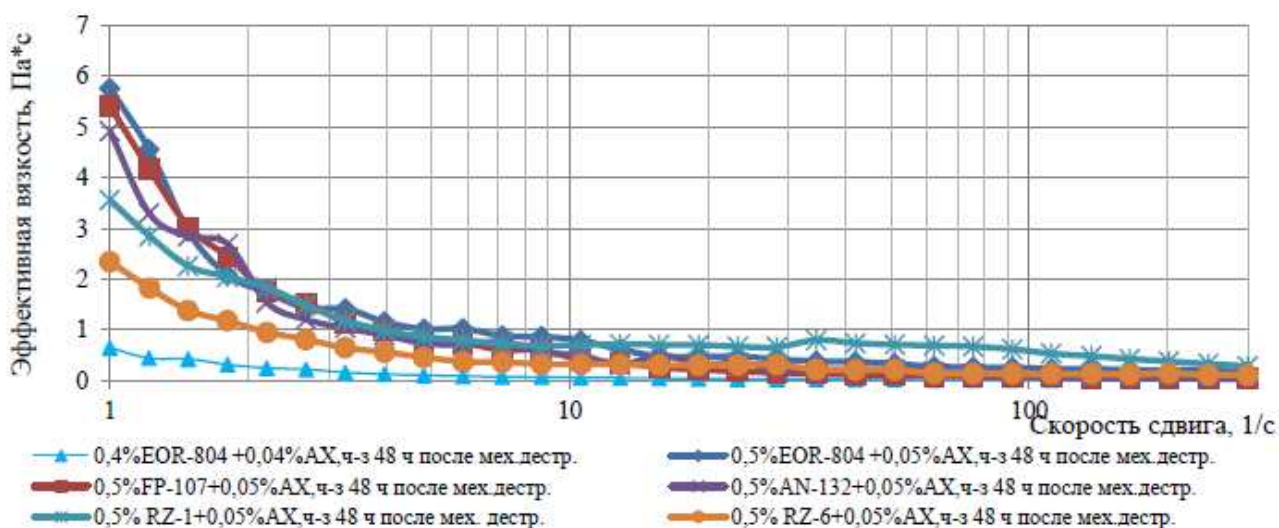


Рисунок 6.4.5 – Кривые вязкости СПС на основе 0,5 % растворов ПАА через 48 часов (после мех. воздействия)

После механического воздействия (деформация сдвига – 100 с^{-1}) в течение 5 минут происходит снижение значений эффективной вязкости всех СПС на всем рассматриваемом диапазоне скоростей.

Далее на рисунке 6.4.6 приведены зависимости эффективной вязкости состава на основе всех изученных образцов ПАА при скорости сдвига $10,6 \text{ с}^{-1}$ от концентрации до и после механического воздействия.

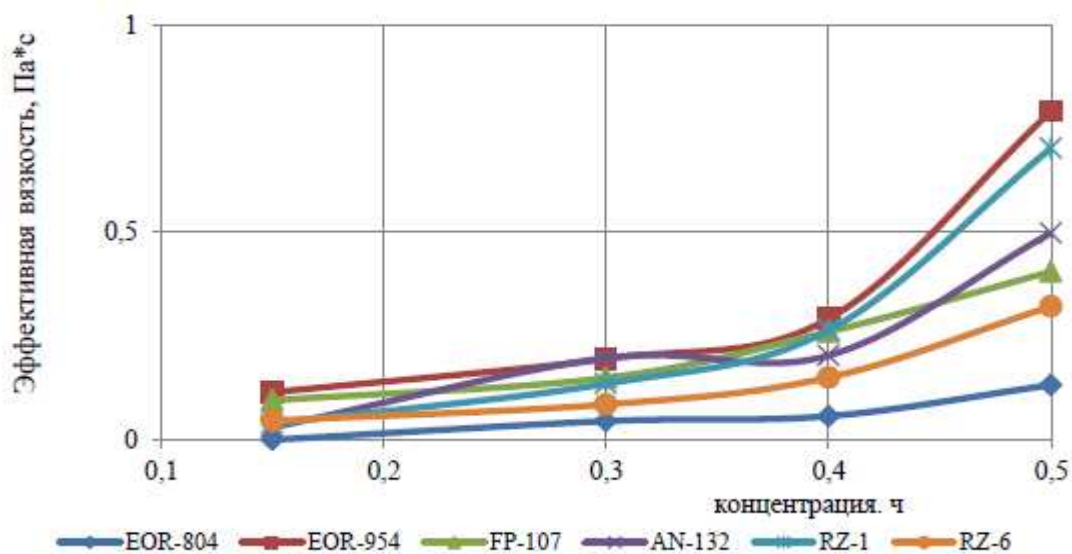


Рисунок 6.4.6 – Зависимость вязкостных свойств СПС на основе растворов ПАА с различной концентрацией от времени выдержки при скорости $10,6 \text{ с}^{-1}$.

Показано, что составы на основе EOR-954 при всех изученных концентрациях имеют наибольшее реологические характеристики после воздействия сдвиговых нагрузок.

Далее для наглядного представления степени разрушения СПС на рисунке 6.4.7 приведены зависимости эффективной вязкости составов до и после механического воздействия для отдельных образцов. Для сравнения характеристик между собой каждый график приведен к одному масштабу.

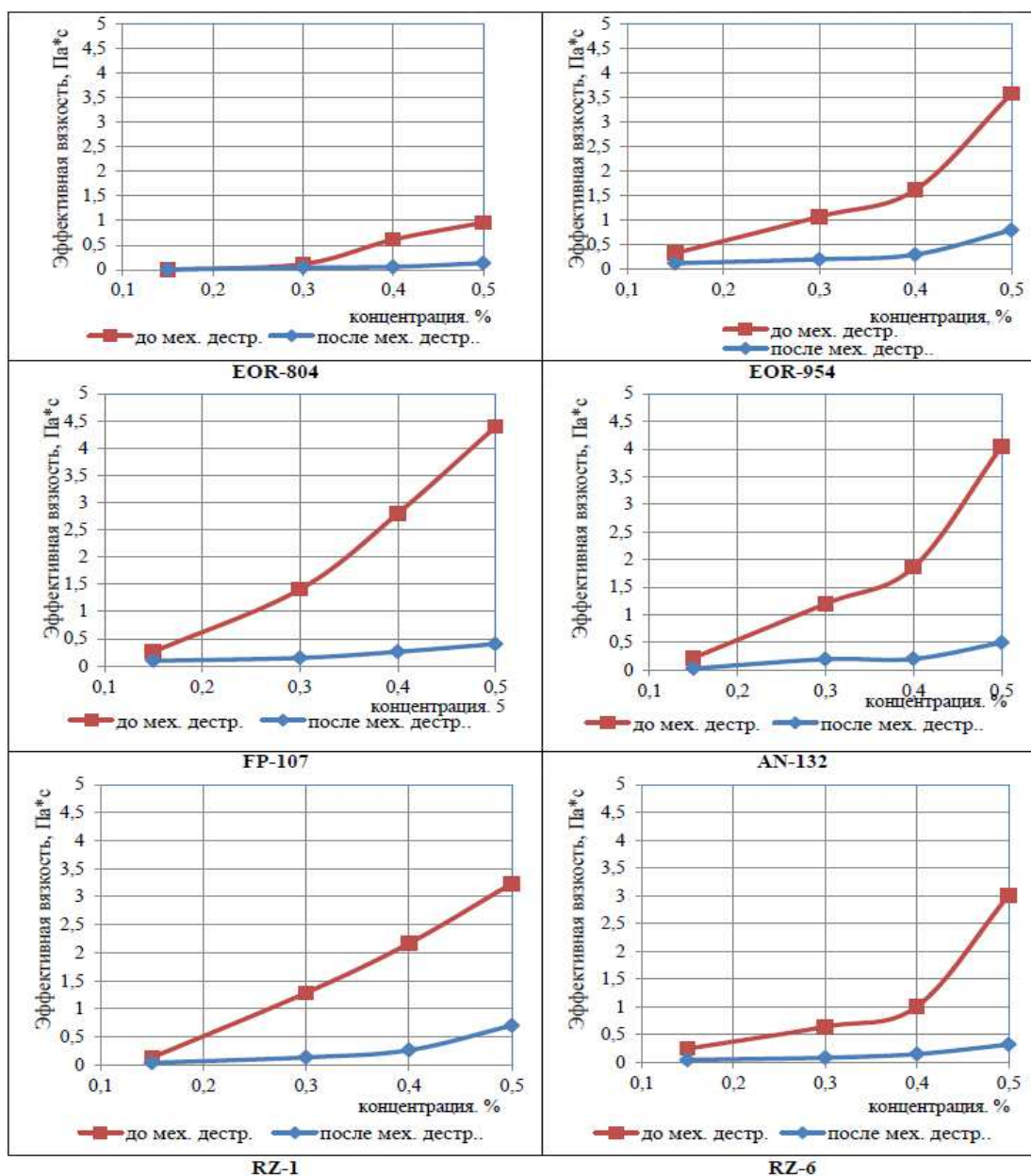


Рисунок 6.4.7 – Зависимость вязкости при скорости $10,6 \text{ с}^{-1}$ от концентрации до и после механического воздействия.

Как видно из графиков на рисунке 6.4.7, все сшитые системы подвержены механической деструкции в разной степени. Для количественной оценки эффективности воздействия в таблице 8 приводим расчетный параметр сравнения К, характеризующий кратность снижения эффективной вязкости после механического воздействия.

Таблица 8 – Показатель вязкостных характеристик после механического воздействия

Концентрация %	Кратность снижения вязкости СПС на основе ПАА					
	ЕОР-804	ЕОР-954	FP-107	AN-132	RZ-1	RZ-6
0,15	1	2,8	2,7	7,2	3,3	5,3
0,3	2,5	6,7	9,4	6,1	9,5	7,5
0,4	10,5	5,5	10,7	9,1	8,2	6,7
0,5	7,2	4,5	10,8	8,1	4,6	9,3

По устойчивости к механической деструкции испытанные марки полимеров акриламида можно расположить в следующем ряду:

$$\text{EOR 954} > \text{RZ-1} > \text{RZ-6} > \text{AN-132} > \text{FP-107} > \text{EOR-804}$$

Таким образом, по совокупности реологических свойств исходных полимерных растворов в минерализованной воде, сшиваемости ацетатом хрома, реологическим свойствам сшитых полимерных составов, степени механической деструкции и термоустойчивости выявлено, что оптимальная для применения в потокоотклоняющих технологиях и гелеполимерном заводнении для объекта ██████████ месторождения являются полимеры акриламида марок FP-107, AN-132 (SNF, Франция), EOR 954 (NALCO) и RZ-6 (ReZel, КНР). При этом необходимо отметить, что полимеры марок EOR-954 и RZ-6 характеризуются более высоким временем растворения, что затрудняет их применение в потокоотклоняющих технологиях, основанных на применении полимеров акриламида.

7. АНАЛИЗ ДОСТУПНЫХ НА РЫНКЕ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ И ПОДБОР ПОДХОДЯЩИХ ИЗ НИХ ДЛЯ ВЫБРАННОЙ ОПТИМИЗИРОВАННОЙ В РЕЗУЛЬТАТЕ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ТЕХНОЛОГИИ

Анализ особенностей геолого-физического строения и текущего состояния разработки залежей ██████████ месторождения показывают на актуальность и необходимость применения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи, среди которых на текущий момент наиболее целесообразным представляется применение потокоотклоняющей технологии на основе полимеров акриламида (ПАА) со сшивателями. Комплекс реологических и фильтрационных испытаний различных марок полиакриламида (ПАА), показал, что из всего многообразия наиболее подходящим является ПАА, имеющие определенную совокупность физико-химических свойств, которые необходимо учитывать при осуществлении выбора ПАА.

1. Товарная форма реагента. Для сокращения затрат на транспортировку и погрузочные работы необходимо, чтобы реагент был в сухой товарной форме, в виде гранулированного сыпучего порошка. Длительное хранение и транспортировка ПАА в жидкой форме (несшитый высококонцентрированный гель) могут привести к его деградации, деструкции и частичному отделению фазы воды, требует соблюдения температурного режима. Жидкий высококонцентрированный гель обладает более сильными флокулирующими свойствами при смешивании с технической водой из системы БКНС/КНС, процесс приготовления однородного раствора более трудоемкий и полученный раствор обладает худшими свойствами по сравнению с раствором, приготовленным с использованием сухого порошка.
2. Содержания основного вещества должно быть не менее 90%, только в этом случае качество полимера и образующихся из него сшитых

составов будет соответствовать требованиям технологии. Кроме того, в паспортах качества отечественных и зарубежных производителей чаще всего приводится аналогичные значение. Более высокое содержание основного вещества, которое может быть обеспечено только путем снижения мономера акриламида (основного сырья), поглощенной влаги и различных примесей, используемых при приготовлении ПАА, приведет к росту себестоимости и, соответственно, отпускной цены.

3. ПАА должны обладать молекулярной массой в пределах 10 – 18 млн. ед. (в идеале нижнюю границу можно поднять до 13 млн. ед) – лабораторные испытания и опыт применения различных марок ПАА показал, что использование ПАА с меньшей молекулярной массой требует вязкости, что приводит к удорожанию мероприятий ПНП. Рабочие растворы, приготовленные с использованием более дорогих высокомолекулярных ПАА более подвержены механической деструкции в процессе их приготовления и закачки в пласт.
4. ПАА должны обладать степенью гидролиза в пределах 6-18% моль (в идеале 12-15%) – выбранный диапазон обеспечивает получение однородного раствора и быстрое растворение в минерализованной воде. Кроме того, данное значение является оптимальным с точки зрения и времени гелеобразования полимера при добавлении сшивателей.
5. Время растворения в воде с минерализацией 15 г/л: не более 120 мин – дополняет предыдущий пункт. Следует отметить, что более длительное время растворения приведет к замедлению процесса приготовления и закачки рабочего раствора в скважину, либо приведет к необходимости наличия дополнительных ёмкостей приготовления и созревания растворов.
6. Время сшивки (образование сшитых вязкоупругой системы со временем жизни нити более 120 секунд) 0,3% масс. Раствора полимера

при добавлении сшивателя (ионы хрома в концентрации 0,03 г/л) в воде с минерализацией 15 г/л (20°C): не более 60 часов – обеспечивает своевременную сшивку раствора и исключает фильтрацию раствора через трещины и высокопроницаемые каналы фильтрации и как следствие вынос несшитого ПАА в добывающих скважинах.

Данным требованиям из изученных полимеров в полной степени соответствуют полимеры компании SNF (AN-132, FP-107). Именно эти реагенты рекомендуются для использования на месторождении. Также в качестве перспективных реагентов для их применения в технологии СПС можно рассматривать полимер акриламида ППП-1, WellFlock T-114 (поставщик ООО «Химпром», г. Пермь), полимеры EOR 954 (NALCO) и RZ-6 (ReZel, КНР), однако два последних полимера характеризуются более высоким временем растворения, что затруднит их применение.

Помимо исследованных следует отметить существование на рынке таких реагентов как: водонабухающие полимеры Темпоскрин, Сезам, HimSar и ПСП (предварительно сшитый полимер, производитель – SHENYNG JIUFANG TECHNOLOGY CO., LTD., поставщик ООО «НКП Дацин Кемикал», г. Самара), РИТИН-10 – радиационно-сшитый полимер от компании ООО «РИТЭК», специализирующейся на разработке, производстве, испытаниях и внедрении новых технологий, техники и оборудования для освоения трудноизвлекаемых запасов углеводородов и повышения нефтеотдачи (научно-технический полигон ПАО «ЛУКОЙЛ»). Однако, перед применением данных реагентов, необходимо провести их лабораторные исследования.

8. МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ОБЪЕМОВ ЗАКАЧКИ РАБОЧИХ РАСТВОРОВ СПС

Методика оценки объемов закачки рабочих растворов СПС основана на распределении давления в зоне действия нагнетательной скважины и сравнении получаемых градиентов давления в пласте с градиентами давления, необходимыми для сдвига гелей.

Известно, что сшитые полимерные составы относятся к неньютоновским жидкостям и характеризуются вязко-упругими свойствами. После закачки рабочих растворов СПС и размещения его в пласте происходит трехмерная сшивка рабочей смеси, что приводит к увеличению фильтрационного сопротивления за счет указанных свойств. Последующая закачка воды сопровождается изменением фильтрационных каналов фильтрации и обтеканию зон размещения рабочего раствора с увеличением коэффициента охвата пласта процессом вытеснения. Согласно фильтрационным исследованиям составы СПС способны увеличивать минимальные градиенты давления для их фильтрации до 0,1 атм/м и выше. Для оценки необходимых объемов закачки это значение будет взято в качестве целевого значения для определения зон размещения составов для каждой скважины. Алгоритм оценки включает следующие этапы:

1. Оценка геолого-физических характеристик в очаге нагнетательной скважины. На первом этапе проводится анализ ГФХ высокопроницаемой части разреза:

- по данным ГИС вскрытых интервалов эффективной части геологического разреза каждой скважины вычисляется значение проницаемости, равное $\frac{1}{4}$ от максимального значения проницаемости пласта исследуемой нагнетательной скважины. Полученное значение проницаемости является критериальным для последующего выделения низко- и высокопроницаемых пропластков (ВКФ). Известно, что при совместном вскрытии разнопроницаемых пропластков наблюдается неравномерное распределение фильтрационного потока, а зоны с

низкой проницаемостью не вовлекаются в процесс разработки. По разным оценкам, невырабатываемая низкопроницаемая часть формируется в зонах с проницаемостью в 3-5 раз ниже проницаемости высокопроницаемых зон.

- путем сложения рассчитывается абсолютная толщина ВКФ в разрезе скважины;
- определяются средние значения пористости, проницаемости и нефтенасыщенности ВКФ;
- по каждому прослою, относящемуся к ВКФ, рассчитывается значение $k_i \cdot h_i$, где k_i – проницаемость i -го прослоя, h_i – абсолютная толщина i -го прослоя. Полученные значения $k_i \cdot h_i$ используются для расчета приемистости каждого интервала по формуле:

$$Q_i = \frac{(k_i \cdot h_i) \cdot Q_{\text{пр}}}{\sum_{i=0}^n (k_i \cdot h_i)}, \quad (3)$$

где $Q_{\text{пр}}$ – приемистость скважины согласно данным МЭР.

- путем сложения рассчитываются абсолютная толщина ВКФ (h) в разрезе скважины и его суммарная приемистость (Q);
- определяются средние значения пористости ($K_{\text{пор}}$), проницаемости ($K_{\text{прон}}$) и нефтенасыщенности ВКФ (K_n).

2. Расчет распределения давления в очаге нагнетательной скважины. В соответствии с формулой Дюпюи при допущении «идеальной скважины»:

$$\Delta P = \frac{Q \cdot \mu \cdot \ln\left(\frac{R}{r}\right)}{K_{\text{прон}} \cdot h \cdot 2 \pi}, \quad (4)$$

где R – расстояние до скважины;

r – радиус эксплуатационной колонны;

μ – вязкость воды в пластовых условиях.

Определяется распределение давления в призабойной зоне нагнетательной скважины, а также распределение градиента давления.

Начальный градиент давления (G) можно определить по формуле:

$$G = \alpha * \frac{\tau_0}{\sqrt{k}} \quad (5)$$

где $\alpha = 0,0162$

τ_0 – начальное напряжение сдвига гелей, Па.

k – средняя проницаемость, м².

Для условий объекта Нх- I величина G оценена от 0,1 до 0,4 атм/м. По полученным кривым оценивается расстояние от скважины R_3 , при которой достигается целевой перепад давления. Призабойная зона скважины до достижения расстояния R_3 характеризуется повышенными градиентами давления, которые превышают целевое значение, а удаленная зона пласта, расстояние до которой превышает значение R_3 , характеризуется пониженными значениями градиентов давления, не превышающими целевого значения. При этом расчеты проводятся на расстояние, равное среднему расстоянию между забоями нагнетательной и добывающих скважин окружения.

Необходимый минимальный объем закачки определяется на основании объема пласта в призабойной зоне скважины на расстоянии R_3 , размещение геля в которой будет сопровождаться распределением фильтрационных линий при последующей закачке воды. Предполагается, что при размещении рабочих растворов объемом ниже целевого значения, воздействие на пласт будет сопровождаться последующим их интенсивным размывом при закачке воды. При закачке объемов СПС, превышающих целевое значение, эффективность обработки будет ожидаемо выше за счет более полного блокирования удаленных зон с низкими градиентами давления. Однако такой подход будет сопровождаться и увеличением расхода реагентов на обработку и, соответственно, повышением затрат на проведение работ. Кроме того

повышаются удельные экономические риски на одну скважино-обработку в случае недостижения прогнозной технологической эффективности.

3. Используя полученное расстояние (радиус R_3) рассчитывается необходимый объем оторочки:

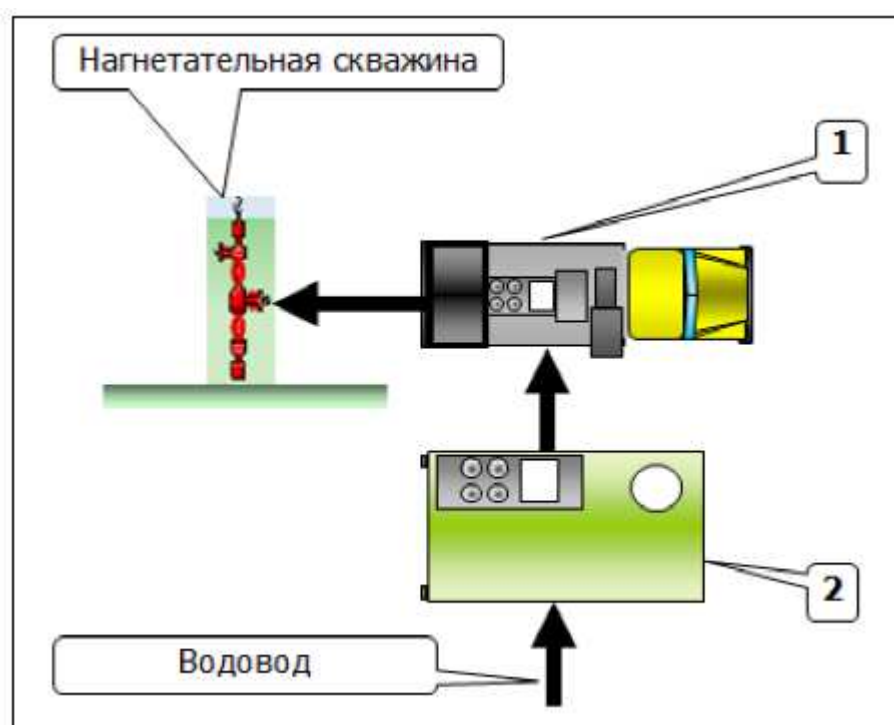
$$V = \pi * R^2 * h * K_{\text{пор}} * (1 - K_{\text{ост.н.}}), \quad (6)$$

где $K_{\text{ост.н.}}$ – остаточная нефтенасыщенность.

9. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС ЗАКАЧКИ ГЕЛЕПОЛИМЕРНОГО СОСТАВА

Технологический процесс приготовления и закачки гелеполимерного состава, схематично представлен на рисунке 7 и реализуется следующим образом: из линии действующего водовода подается вода на установку дозирования реагентов ((К)УДР) в которую посредством эжекторного устройства с использованием дозатора с заданным расходом подается ПАА.

Полученный ПАА поступает в ёмкость с перемешивающим устройством, откуда после растворения полиакриламида раствор поступает в трубопровод, где смешивается с добавляемым сшивателем (АХ), и далее полученный состав насосным агрегатом закачивается в нагнетательную скважину.



1 – насосный агрегат; 2- (К) УДР

Рисунок 7 – Технологическая схема обвязки оборудования для закачивания растворов ГПС в нагнетательную скважину

Данные по замеру скорости и давления закачки ГПС в автоматическом режиме регистрируются закачивающим насосным агрегатом, а данные о расходе химреагентов записываются блоком автоматической регистрации параметров закачки на установке дозирования реагентов. Проверка расхода химических реагентов и оценка соответствия фактических концентраций реагентов в рабочих составах запланированным дозировкам по дизайнам и планам работ на обрабатываемых скважинах проводится сотрудниками научного института сопровождающего работу.

Каждые 10-12 часов мастером сервисной компании составляется почасовая сводка и предоставляется специалистам Заказчика и Научного института, включающая информацию по объему закачки, давлению на устье нагнетательной скважины, данные по расходу химреагентов для обработки данной скважины.

По замерным данным о скорости закачки, расходе химреагентов и давлении закачки специалистами Научного института строятся графики, которые наглядно показывают динамику изменения контролируемых параметров во время закачки ГПС с выделением этапов закачки, переходов с этапа на этап и остановок по тем или иным причинам. Данные предоставляются Заказчику в форме ежедневной сводки контроля.

Ниже приведено описание этапов закачки ГПС для типового дизайна обработки нагнетательной скважины ██████████ месторождения.

Этап 1. Закачка небольшого объема полимерного раствора без добавления сшивателя. В этом этапе производится закачка 200 м^3 раствора полиакриламида в воде в концентрации 0,15% масс. Цель данной полимерной оторочки – защита нефтенасыщенной низкопроницаемой части коллектора от последующего воздействия сшивающегося геля, который будет закачиваться в основном – во втором этапе. Кроме того, данная оторочка позволит контролировать приемистость обрабатываемой нагнетательной скважины и динамику давления закачки при переходе от воды к вязкому полимерному раствору. При резком снижении приемистости и резком повышении давления закачки (20-25% от

нормального) необходимо продолжить закачку оторочки полимерного раствора, не переходя на 2 этап работ.

Этап 2. Закачка основной оторочки гелеполимерного состава состоит из трех подэтапов с постепенным снижением концентрации ПАА с 0,5 до 0,3 % масс. На данной стадии при приготовлении гелеполимерного состава добавляется сшиватель в соотношении 1 к 10 по отношению к концентрации полиакриламида.

Закачка геланта (полимерного раствора с добавкой сшивателя ацетата хрома) «сильного геля» - концентрация полимера от 0,5 до 0,3 % (сшивателя ацетата хрома – от 0,05 до 0,03 %). Цель – изоляция трещин, суперколлекторов и высокопроницаемых каналов фильтрации с постановкой надежного потокоотклоняющего подвижного экрана, который обеспечит равномерное продвижение закачиваемой воды и, как следствие, поршневое вытеснение с увеличением охвата.

В 1 подэтапе закачивается гелеполимерный состав с концентрацией ПАА 0,5 % и АХ 0,05% затем в подэтапе 2 закачивается ГПС с концентрацией ПАА 0,4% и АХ 0,04 %, и далее в подэтапе 3 закачивается ГПС с концентрацией ПАА 0,3 % и АХ 0,03 %.

10. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРИМЕНЕНИЮ НАИБОЛЕЕ ОПТИМАЛЬНЫХ РЕАГЕНТОВ И РЕЦЕПТУР. РАЗРАБОТКА ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПО КОРРЕКТИРОВКЕ ТЕХНОЛОГИЙ ЗАКАЧКИ С УЧЕТОМ РЕЗУЛЬТАТОВ ЛАБОРАТОРНОГО ТЕСТИРОВАНИЯ

Согласно представленной в проектно-технической документации информации [13] Северная часть залежи Нижнехетской свиты [REDACTED] месторождения характеризуется присутствием нерасчлененных коллекторов двух классов. Коллектор "1 «класса» характеризуется высокой проницаемостью, коллектор «2 класса» низкопроницаемый, характеризуется низкой подвижностью нефти.

Ранее уже было отмечено, что главной особенностью разработки блока III является то, что подавляющее большинство действующих скважин эксплуатируют только верхнюю часть залежи где расположен коллектор 1 класса.

На рисунке 8 изображен разрез по проницаемости площади пласта Нх-1 из которого наглядно прослеживается специфика строения залежи и особенности её вовлечения в эксплуатацию. Как видно, нижние пропластки залежи Нх-1 в практически не вовлечены в разработку.

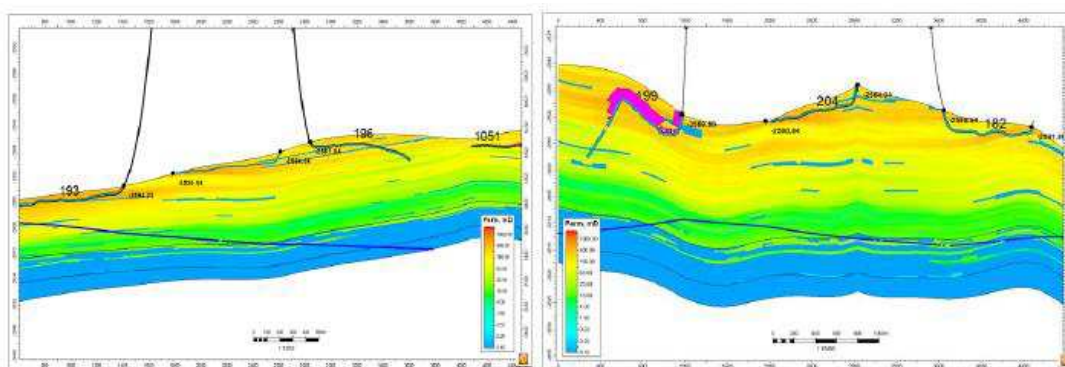


Рисунок 8 - Разрезы залежи Нх-1 по проницаемости

Следовательно, воздействие водоизолирующими составами может привести к увеличению охвата заводнением только в пределах этой высокопроницаемой части залежи. Для вовлечения в разработку нижележащего коллектора 2 класса необходимо разработать соответствующие мероприятия, связанные с их вскрытием и эффективной разработкой.

Как следует из проведенного комплекса исследований, наиболее оптимальным на текущий момент представляется применение сшитых систем на основе частично-гидролизированных полимеров акриламида.

В качестве перспективы развития технологии закачки СПС на объектах Нижнехетской свиты ██████████ месторождения в целом предполагается рассмотрение следующего подхода.

Исходя из особенностей геологического строения залежей, содержащих пропластки с суперколлекторскими свойствами, и учитывая реализованные варианты бурения как нагнетательных, так и добывающих скважин в большинстве своем именно в эти пропластки можно уверенно сказать, что выработка запасов этих пропластков гораздо больше, нежели других, не вовлеченных в эксплуатацию существующим фондом скважин. Механизм обводнения при таком строении и разработке залежи предполагает отсутствие магистральных трещин, а лишь наличие высокопроницаемых водопромытых каналов.

Из профилей приемистости нагнетательных скважин на рисунке 9 видно, что наибольшая приемистость скважины соответствует наибольшей проницаемости на перфорированной рабочей толщине, что также подтверждает предполагаемый механизм обводнения.

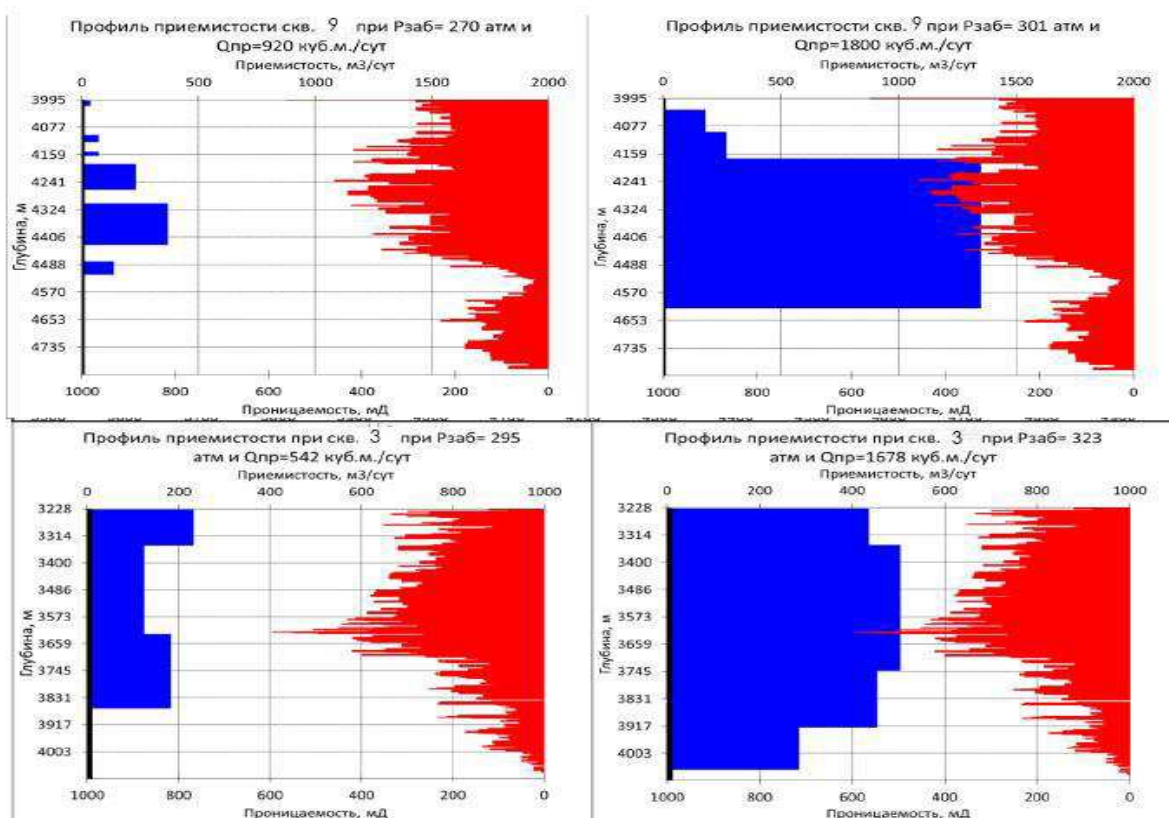


Рисунок 9 – Профиля приемистости нагнетательных скважин 9 и 3 пласта Нх-1 [REDACTED] месторождения

Таким образом, в перспективе развития технологии СПС на объекте Нх-1 [REDACTED] месторождения в целом, для выравнивания фронта вытеснения и вовлечения менее проницаемых пропластков делать большой упор на объем закачиваемого состава нежели на «жесткость» системы. В этой связи, предполагается общее снижение концентрации химических реагентов в оторочках и закачка более «мягких» гелей с концентрацией полимера акриламида в пределах 0,15 – 0,40 % и соответственно сшивателя АХ в пределах 0,015-0,04% но в нескольких больших объемах. Данный подход позволит увеличить суммарный объем закачки, с сохранением низкого количества применяемых химических реагентов. В таблицах 9.1.-9.10 для реализации работ приведен индивидуальный расчет объемов (дизайнов) подэтапов 1 - 3 для каждой нагнетательной скважины.

Таблица 9.1- Дизайн для обработки скважины №2 по технологии СПС ВПП на объекте Нх-1 ██████████ месторождения.

Стадия	Объем закачки, м3	Концентрация ПАА, %	Концентрация сшивателя - ацетата хрома, %	Количество ПАА, т	Количество сшивателя - ацетата хрома, т
Предоторочка	200	0,15	0	0,3	0
ПОТ-1	900	0,3	0,03	2,7	0,27
ПОТ-2	1000	0,25	0,025	4	0,4
ПОТ-3	600	0,15	0,015	3	0,3
ИТОГО	2700			10	0,97

Таблица 9.2- Дизайн для обработки скважины №3 по технологии СПС ВПП на объекте Нх-1 ██████████ месторождения.

Стадия	Объем закачки, м3	Концентрация ПАА, %	Концентрация сшивателя - ацетата хрома, %	Количество ПАА, т	Количество сшивателя - ацетата хрома, т
Предоторочка	200	0,15	0	0,3	0
ПОТ-1	1300	0,3	0,03	3,9	0,39
ПОТ-2	1000	0,25	0,025	4	0,4
ПОТ-3	600	0,15	0,015	3	0,3
ИТОГО	3100			11,2	1,09

Таблица 9.3- Дизайн для обработки скважины №4 по технологии СПС ВПП на объекте Нх-1 ██████████ месторождения.

Стадия	Объем закачки, м3	Концентрация ПАА, %	Концентрация сшивателя - ацетата хрома, %	Количество ПАА, т	Количество сшивателя - ацетата хрома, т
Предоторочка	200	0,15	0	0,3	0
ПОТ-1	1000	0,3	0,03	3	0,3

Окончание таблицы 9.3

ПОТ-2	1000	0,25	0,025	4	0,4
ПОТ-3	600	0,15	0,015	3	0,3
ИТОГО	2800			10,3	1

Таблица 9.4- Дизайн для обработки скважины №5 по технологии СПС ВПП на объекте Нх-1 ██████████ месторождения.

Стадия	Объем закачки, м3	Концентрация ПАА, %	Концентрация сшивателя - ацетата хрома, %	Количество ПАА, т	Количество сшивателя - ацетата хрома, т
Предоторочка	200	0,15	0	0,3	0
ПОТ-1	1700	0,3	0,03	5,1	0,51
ПОТ-2	1000	0,25	0,025	4	0,4
ПОТ-3	800	0,15	0,015	4	0,4
ИТОГО	3700			13,4	1,31

Таблица 9.5- Дизайн для обработки скважины №6 по технологии СПС ВПП на объекте Нх-1 ██████████ месторождения.

Стадия	Объем закачки, м3	Концентрация ПАА, %	Концентрация сшивателя - ацетата хрома, %	Количество ПАА, т	Количество сшивателя - ацетата хрома, т
Предоторочка	200	0,15	0	0,3	0
ПОТ-1	1250	0,3	0,03	3,75	0,375
ПОТ-2	950	0,25	0,025	3,8	0,38
ПОТ-3	700	0,15	0,015	3,5	0,35
ИТОГО	3100			11,35	1,11

Таблица 9.6- Дизайн для обработки скважины №7 по технологии СПС ВПП на объекте Нх-1 ██████████ месторождения.

Стадия	Объем закачки, м3	Концентрация ПАА, %	Концентрация сшивателя - ацетата хрома, %	Количество ПАА, т	Количество сшивателя - ацетата хрома, т
Предоторочка	200	0,15	0	0,3	0
ПОТ-1	1200	0,3	0,03	3,6	0,36
ПОТ-2	1050	0,25	0,025	4,2	0,42
ПОТ-3	600	0,15	0,015	3	0,3
ИТОГО	3050			11,1	1,08

Таблица 9.7 - Дизайн для обработки скважины №8 по технологии СПС ВПП на объекте Нх-1 ██████████ месторождения.

Стадия	Объем закачки, м3	Концентрация ПАА, %	Концентрация сшивателя - ацетата хрома, %	Количество ПАА, т	Количество сшивателя - ацетата хрома, т
Предоторочка	200	0,15	0	0,3	0
ПОТ-1	700	0,3	0,03	2,1	0,21
ПОТ-2	1000	0,25	0,025	4	0,4
ПОТ-3	600	0,15	0,015	3	0,3
ИТОГО	2500			9,4	0,91

Таблица 9.8 - Дизайн для обработки скважины №9 по технологии СПС ВПП на объекте Нх-1 ██████████ месторождения.

Стадия	Объем закачки, м3	Концентрация ПАА, %	Концентрация сшивателя - ацетата хрома, %	Количество ПАА, т	Количество сшивателя - ацетата хрома, т
Предоторочка	200	0,15	0	0,3	0

Окончание таблицы 9.8

ПОТ-1	1050	0,3	0,03	3,15	0,315
ПОТ-2	900	0,25	0,025	3,6	0,36
ПОТ-3	900	0,15	0,015	4,5	0,45
ИТОГО	3050			11,55	1,13

Таблица 9.9 - Дизайн для обработки скважины №10 по технологии СПС ВПП на объекте Нх-1 ██████████ месторождения.

Стадия	Объем закачки, м3	Концентрация ПАА, %	Концентрация сшивателя - ацетата хрома, %	Количество ПАА, т	Количество сшивателя - ацетата хрома, т
Предоторочка	200	0,15	0	0,3	0
ПОТ-1	600	0,3	0,03	1,8	0,18
ПОТ-2	1000	0,25	0,025	4	0,4
ПОТ-3	600	0,15	0,015	3	0,3
ИТОГО	2400			9,1	0,88

Таблица 9.10 - Дизайн для обработки скважины №11 по технологии СПС ВПП на объекте Нх-1 ██████████ месторождения.

Стадия	Объем закачки, м3	Концентрация ПАА, %	Концентрация сшивателя - ацетата хрома, %	Количество ПАА, т	Количество сшивателя - ацетата хрома, т
Предоторочка	200	0,15	0	0,3	0
ПОТ-1	1200	0,3	0,03	3,6	0,36
ПОТ-2	800	0,25	0,025	3,2	0,32
ПОТ-3	700	0,15	0,015	3,5	0,35
ИТОГО	2900			10,6	1,03

11.ПРОГНОЗНАЯ ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ОТ ПРИМЕНЕНИЯ ПОТОВОТКЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ

Для оценки прогнозной эффективности применения потоковотклоняющих технологий можно опираться на результаты, полученные на ранее выполненных обработках. Для анализа могут быть использованы результаты обработок, полученные как на планируемом к обработке объекте воздействия, так и на других объектах с аналогичными геолого-физическими характеристиками. Кроме того, можно также проводить аналогии и оценивать эффективность технологии по обработкам, выполненным на различных объектах воздействия, но с идентичным композиционным составом рабочих растворов. Такой подход зачастую используется при тиражировании технологий воздействия на новых объектах, где заведомо отсутствует опыт испытания.

Очевидно, что ввиду влияния множества различных факторов, связанных с текущим состоянием разработки, неоднородностью пластов, неполной информацией состояния межскважинного пространства очага воздействия, а также с ограниченностью степени воздействия на водопромытые каналы по объемам закачки невозможно планировать 100% - ую успешность обработок.

На практике применения малообъемных (до 10 000 куб. м/скважину) потоковотклоняющих технологий их успешность составляет в пределах 60-90 %, а в большей части объектов воздействия - в пределах 70-80 %. В связи с этим результаты применения ПОТ на [REDACTED] месторождении необходимо также усреднять по всем выполненным обработкам, включая участки со слабым и невыраженным технологическим эффектом.

Такой подход усреднения полученных результатов представляется более корректным и не будет приводить к завышению планируемых показателей в отличие от усреднения результатов только по успешным обработкам с положительными показателями по технологической эффективности.

12. ЭКОНОМИЧЕСКИЙ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ ОТ ВНЕДРЕНИЯ.

Для расчета экономического эффекта воспользуемся простой формулой, учитывающей основные экономические параметры, имеющие место при проведении работ по применению потоотклоняющих технологий.

$$I = \Delta Q_n * (P_n - C_y - N) - Z_{вн} \quad (7)$$

где I – экономический эффект, руб.;

ΔQ_n – фактически дополнительно добытая нефть, т;

P_n – средняя цена реализации 1 т нефти, руб/т;

C_y – условно-переменная часть себестоимости добычи 1 т нефти;

N – налог на 1 т добываемой нефти;

$Z_{вн}$ – затраты на внедрение технологии, руб.

Для корректного расчета затрат на внедрение технологии, должны быть учтены не только стоимость закупки самих компонентов для проведения обработки, но и стоимость доставки до конечного пункта прихода, а также стоимость проведения работ по обработке сервисной компанией.

Таким образом, формула затрат на внедрение будет иметь следующий вид:

$$Z_{вн} = P_p * m_p + P_{пост} + P_{обр} \quad (8)$$

где P_p – стоимость 1 т товарной формы реагента, руб.;

m_p – масса товарной формы реагента на обработку, т;

$P_{пост}$ – стоимость поставки до места назначения;

$P_{обр}$ – стоимость проведения обработки.

Для расчета затрат на обработку скважин будут использоваться следующие исходные данные отраженные в таблице 10.

Таблица 10 – Исходные данные

Статья	Затраты
Продолжительность ремонта скважин, ч.	120
Часовая тарифная ставка, руб/час:	
1. Пом. Бурильщика 5 разряда;	39,2
2. Бурильщик 6 разряда;	48,1
3. Мастер (оклад, руб);	3780
4. Бригада подготовки скважин.	52,23
Премияльный коэффициент по действующему положению, $K_{\text{прем}}$	1,4
Районный коэффициент, $K_{\text{р-н}}$	1,15
Ставка единого соц. налога, %	26,2
Премия, %	40
Время работы техники, ч:	
1. ЦА-320;	48
2. А-50.	48
Затраты на эксплуатацию техники, руб/ч.:	
1. ЦА-320	241,83
2. А-50	380,1

Стоимость обработки нагнетательной скважины потокоотлоняющими технологиями определяем по следующей формуле:

$$P_{\text{обр}} = Z_{\text{зп}} + Z_{\text{соц.}} + Z_{\text{м.}} + Z_{\text{тр.}} + Z_{\text{геоф.}} + Z_{\text{ц}} \quad (9)$$

где $Z_{\text{зп}}$ – зарплата работников, задействованных в обработке, руб.;

$Z_{\text{соц.}}$ –затраты на социальное страхование, руб.;

$Z_{\text{м.}}$ – затраты на материалы требуемые в процессе работ, руб.;

$Z_{\text{тр.}}$ – затраты на эксплуатацию задействованного транспорта, руб.;

$Z_{\text{геоф.}}$ – затраты на проведение геофизических работ, руб.;

$Z_{\text{ц}}$ – затраты работы цеха, руб.

Рассчитаем зарплату сотрудников, занятых в обработке скважин по следующей формуле:

$$Z_{\text{зп}} = \sum C_{\text{ти}} * t * \text{ч}_i * K_{\text{п}} * K_{\text{р}} \quad (10)$$

где $C_{\text{ти}}$ – часовая тарифная ставка рабочего i -го разряда, руб/час;

t – продолжительность одного мероприятия, часы;

ч_i – количество рабочих i -го разряда;

$K_{\text{п}}$ – премиальный коэффициент;

$K_{\text{р}}$ – районный коэффициент.

Затраты на социальное страхование находим по формуле (11):

$$Z_{\text{соц.}} = n * \frac{Z_{\text{зп}}}{100} \quad (11)$$

где n – ставка единого социального налога, %.

Затраты на эксплуатацию задействованного транспорта, определим по следующей формуле:

$$Z_{\text{тр.}} = \sum Z_{\text{экспл.}} * t * N \quad (12)$$

где $Z_{\text{экспл.}}$ – затраты на эксплуатацию i -ой единицы транспортного агрегата, руб/ч;

t – время работы задействованных единиц транспорта, ч;

N – количество задействованных единиц транспорта, ч.

Затраты расходов цеха рассчитываются путем вычисления процентом x от расходов на зарплату.

$$Z_{ц} = x * Z_{зп} \quad (13)$$

где $x = 17\%$

Выполненные вычисления по определению $P_{обр}$ занесем в таблицу 11.

Таблица 11 – Расчет затрат на обработку

Статья	Расчеты	Затраты, руб
Зарплата бригады, $Z_{зп}$	$48,1*120*1*1,4*1,15+39,2*120*1*1,4*1,15+3780$	20 646,36
Зарплата бригады подготовик скв.	$52,23*120$	6 267,60
Затраты на соц. страховку	$0,262*20646,36$	5409,3
Затраты на транспорт: 1. ЦА-320; 2. А-50.	$241,83*48+380,1*48$	29 852,64
Расходы Цеха	$0,17*20646,36$	3 509,88
Затраты на проведение геофизических работы		11 460,00
Материалы исп. в ходе работ (пакера, цемент и пр.)		650 000,00
Всего $P_{обр}$:		727 145,83

Стоимость 1т ПАА принята равной 166440 руб/т; Стоимость 1т АХ составляет 155 руб/т. Стоимость поставки составляет 514831 руб.

Затраты на внедрение гелеполимерного состава определим и пересчитаем на 1м^3 с помощью следующей формулы:

$$Z_{вн} = \frac{P_{p1} * \sum_{i=0}^n m_{ПААi} + P_{p2} * \sum_{i=0}^n m_{АХi} + P_{пост} + P_{обр}}{\sum_{i=0}^n Q_{зак.i}} \quad (14)$$

где P_{p1} - стоимость 1т ПАА, руб/т;

P_{p2} - стоимость 1т ацетата хрома, руб/т;

$m_{ПААi}$ - масса ПАА для i-й скважины, т;

$m_{АХi}$ - масса ацетата хрома для i-й скважины, т;

n – количество скважин планируемых к обработке;

$Q_{зак.i}$ - объем закачки на i-ю скважину.

Таким образом, затраты на внедрение гелеполимерного состава в пересчете на 1 м³ составляют 1048,31 руб/м³.

На момент расчета средняя цена одной тонны нефти принята 8924,4 руб. (без НДС). Условно-переменная часть себестоимости одной тонны нефти C_y рассчитывалась в размере 25 % от себестоимости, которая принята на момент расчета в размере 2774,2 руб. Налог на момент расчета принят в размере 4121,9 руб. на одну тонну нефти.

Для определения экономической эффективности от применения потокоотклоняющих технологий на объекте Нх-1 ██████████ месторождения занесем в таблицу 12 данные фактической дополнительной добычи нефти по каждой скважине, полученной от проведенных обработок 10-ти скважин сшитыми полимерными составами. Произведем расчет экономической эффективности с помощью формулы (7) и занесём результаты в таблицу 12.

Таблица 12 – Экономическая эффективность от проведения обработок нагнетательных скважин по технологии СПС ВПП ██████████ месторождения

Пласт	Очаг нагнетательной скважины	Объем закачки, м ³	Масса ПАА, т	Масса АХ, т	Снижение обводненности, %	Общая доп. добыча, т	Экономический эффект, млн. руб.
НХ-1	5	3700	13,4	1,31	1,1	2000,1	4 341 370,80
	2	2700	10	0,97	1,9	1590,1	3 704 640,46
	6	3100	11,35	1,11	0,5	1819,2	4 226 883,83
	11	2900	10,6	1,03	2,1	3767,8	12 444 999,17
	10	2400	9,1	0,88	3,9	6034,4	22 284 539,26
	8	2500	9,4	0,91	1,1	1845,1	4 962 313,84
	9	3050	11,55	1,13	0,9	33,3	-3 060 481,88

Окончание таблицы 12

	4	2800	10,3	1	0,6	497,5	-890 612,47
	3	3100	11,2	1,09	18,6	3181	9 823 677,56
	7	3050	11,1	1,08	2,5	1146,6	1 515 014,13
	ВСЕГО:					21 915,1	59 352 344,69

Согласно полученным данным общая дополнительная добыча нефти составляет 21,9 тыс.т. Общая экономическая эффективность от обработки ПОТ составляет 59,4 млн. руб.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе данной диссертационной работы был проведен анализ теоретической информации отечественных и зарубежных источников по теме потокоотклоняющих технологий. С целью выбора первоочередного метода для применения в опытно-промышленных работах по снижению обводненности скважин и интенсификации добычи нефти [REDACTED] месторождения проведен анализ существующих потокоотклоняющих технологий с выявлением наиболее оптимальной технологии и состава из них.

Для геолого-физических условий объекта Нх-I [REDACTED] месторождения проведен комплекс лабораторных исследований реагентов полиакриламида, включающий изучение физико-химических, технологических и реологических свойств. По совокупности реологических свойств исходных полимерных растворов в минерализованной воде, сшиваемости ацетатом хрома, реологическим свойствам сшитых полимерных составов, степени механической деструкции и термоустойчивости оптимальными к применению в потокоотклоняющих технологиях и гелеполимерном заводнении для объекта [REDACTED] месторождения определены полимеры акриламида марок FP-107, AN-132 (SNF, Франция).

Сформулирована рекомендация по применению наиболее оптимальных объемов реагентов и рецептур для данных геологических условий. Разработано предложение по корректировке технологии закачки с учетом результатов проведенного лабораторного тестирования.

Проведена положительная оценка технико-экономической эффективности от применения СПС на основе определенных в данной работе марок полимеров. Данный результат подчеркивает практическую важность выполненной работы.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- СПС – сшитый полимерный состав;
- ВПП – выравнивание профиля приемистости;
- ПОТ – потокоотклоняющие технологии;
- ПЗП – призабойная зона пласта;
- ОПЗ – обработка призабойной зоны пласта;
- ГРП – гидроразрыв пласта;
- КМЦ – карбоксиметилцеллюлозы;
- КРС – капитальный ремонт скважин;
- ПАА – полиакриламида;
- ВУС – вязкоупругие системы;
- АХ – ацетат хрома;
- НГЗ – нефтегазовые запасы;
- НИЗ – начальные извлекаемые запасы;
- ВНК – водонефтяной контакт;
- ПАВ – поверхностно-активные вещества;
- ППД – поддержание пластового давления;
- СГ – степень гидролиза;
- КУДР – комплексная установка дозирования химических реагентов;
- ГПС – гелеполимерный состав;
- ФХ МУН – физико-химические методы увеличения нефтеотдачи;
- БКНС – блочная кустовая насосная станция;

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Алвардо, В. Методы увеличения нефтеотдачи пластов. Планирование и стратегии применения / В. Алвардо, Э. Манрик. – М.: ООО «Преимум-инжиниринг», 2011. – 244 с.
2. А. с. 329306 СССР. Способ разработки нефтяных месторождений / А. А. Боксерман, С. А. Жданов, Ю. В. Желтов, А. А. Кочешков, Н. Л. Раковский, Б. П. Садчиков, Р. Х. Сафиуллин.- № 1418204/22-3; заявл. 27.03.1970; опубл. 09.11.1972.
3. Бахшян, Н.А. Снижение обводненности скважин с помощью потокоотклоняющих технологий на примере Ванкорского месторождения / Н.А. Бахшян // Международный научно-исследовательский журнал. – 2016. – №6 (48). – С. 33-37
4. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений / В.С. Бойко. – М.: Недра, 1990. – 427 с.
5. Бондаренко, А.В. Обоснование технологии полимерного заводнения для увеличения нефтеотдачи пластов в условиях высокой минерализации пластовых и закачиваемых вод : дис. ... канд. техн. наук : 25.00.17 / Бондаренко Алексей Валентинович. – Москва, 2017. – 154 с.
6. Валиев, И. Н. Эффективность применения потокоотклоняющих технологий в нагнетательных скважинах / И. Н. Валиев // Проблемы геологии и освоения недр : труды XIX Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 70-летию юбилею Победы советского народа над фашистской Германией, Томск 6-10 апреля 2015 г. : в 2 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2015. — Т. 2. — С. 57-59.
7. Вишнякова, А.В. Результаты трассерных исследований межскважинного пространства / А.В. Вишнякова, К.Н. Ивонтьев, В.Я. Кабо // Нефтепромысловое дело. – 2009. – №11. – С. 31-37.

8. Гавура, В.Е. Геология и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений / В.Е. Гавура. – М: ВНИИОЭНГ, 1995. – С. 496.
9. Горшков, А.В., Реализация проекта полимерного заводнения в осложненных условиях месторождения Северные Бузачи с высоковязкой нефтью / А.В. Горшков, Х. Чжао, С. Лобанова, Б. Елубаев, Б. Чжао, Т.А. Исмагилов, А.Г. Телин, В.П. Захаров // Материалы Международной научно-практической конференции «Высоковязкие нефти и природные битумы: проблемы и повышение эффективности разведки и разработки месторождений, Казань 5-7 сентября 2012 г. – Казань: Изд-во «Фэн», 2012.
10. ГОСТ 26450.0-85. Породы горные. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств. Введ. 27.02.1985 – М.: Из-во стандартов, 1985.
11. Гумерова, Г.Р. Технология применения сшитых полимерных составов / Г.Р. Гумерова, Н.Р. Яркеева // Сетевое издание «Нефтегазовое дело». – 2017. – №2. – С. 63–79.
12. Дасаев, Р.Н. Технологии физико-химических методов увеличения нефтеотдачи / Р.Н. Дасаев // Академический журнал западной Сибири. – 2019. – №3. – С. 21–22
13. ДТСР «Дополнение к технологической схеме разработки [REDACTED] нефтегазоконденсатного месторождения, 2019»
14. Исмагилов, Т.А. Водоизоляция гидродинамически связанных прослоев со стороны нагнетательных скважин при наличии внутрипластового перетока / Т.А. Исмагилов, И.Р. Магзянов // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 11. – С. 54-57.
15. Исмагилов, Т.А. Водоизоляция трещин со стороны нагнетательных скважин в карбонатных коллекторах / Т.А. Исмагилов, В.П. Захаров, А.М. Антонов // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 12. – С. 102-105.
16. Исмагилов, Т.А. Новые подходы к регулированию фильтрационных потоков в низкопроницаемых коллекторах с изоляцией холостой

- циркуляции воды по трещинам / Т.А. Исмагилов, В.П. Захаров, Р.Н. Асмандияров // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 1. – С. 54-57.
17. Исмагилов, Т.А. Повышение нефтеотдачи пластов при ликвидации линейной фильтрации в призабойной зоне нагнетательных скважин / Т.А. Исмагилов, В.П. Захаров, С.А. Рабцевич // Нефть. Газ. Новации. – 2010. – № 7. – С. 62-67.
18. Исмагилов, Т.А. Применение потокоотклоняющих технологий с учетом механизма обводнения продукции скважин / Т.А. Исмагилов // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 11. – С. 56-59.
19. Исмагилов, Т.А. Результаты применения третичных методов повышения нефтеотдачи на залежи АС5-6 Мамонтовского месторождения / Т.А. Исмагилова, И.Р. Магзянов, И.Д. Ахметшин, И.М. Згоба // Нефтегазовое дело. – 2006. – Т.4. – № 1. – С. 73-79.
20. Кондрашев, А.О. Исследование реологических свойств водоизоляционных полимерных составов при пластовых термобарических условиях / А.О. Кондрашев, Рогачев М.К. // Журнал «Нефтегазовое дело». – 2014. – №1. – С.45–48.
21. Кондрашев, А.О. Фильтрационные и микрореологические исследования водоизоляционных полимерных составов / А.О. Кондрашев, М.К. Рогачев, Н.К. Кондрашева // Сетевое издание «Нефтегазовое дело». – 2012. – №6. – С. 273 –284.
22. Крянев Д.Ю., Жданов С.А. Применение методов увеличения нефтеотдачи пластов в России и за рубежом. Опыт и перспективы. - Бурение и нефть –2011 - №2 - С.22-26.
23. Лыткин, А.Э. Заключение департамента геологии и разработки Самотлор ООО «ТННЦ».
24. Нажису. Экспериментальное исследование и численное моделирование применения блокирующих составов для нагнетательных скважин : дис. ... канд. техн. наук : 25.00.17 / Нажису. – Томск, 2020. – 170 с.

25. Пицюра, Е.В. Повышение эффективности выработки запасов нефти из неоднородных по проницаемости коллекторов : дис. ... канд. техн. наук : 25.00.17 / Пицюра Евгений Владимирович. – Уфа, 2011. – 167 с.
26. Портнягин, А.С. Экспериментальное исследование влияния низкой пластовой температуры и высокоминерализованных пластовых флюидов Иреляхского ГНМ на эффективность агентов вытеснения минеральной и полимерной природы / А.С. Портнягин, А.Ф. Федоров, Ю.Н. Михайлов // Сетевое издание «Нефтегазовое дело». – 2010. – №1. – С. 1–10.
27. Раупов, И.Р. Применение силикатных полимерных составов для внутрипластовой водоизоляции / И.Р. Раупов, Й. Милич // Булатовские чтения. Сборник статей. – 2018. С. 30 –32.
28. Раупов, И.Р. Разработка полимерных составов для внутрипластовой водоизоляции теригенных коллекторов нефтяных месторождений / И.Р. Раупов, Н.К. Кондрашев // Журнал «Нефтегазовое дело». – 2016. – №1. – С. 80-87.
29. Рузин, Л.М., Технологические принципы разработки залежей аномально вязких нефтей и битумов / Л.М. Рузин, И.Ф. Чупров ; под. общ. ред. И.Ф. Чупрова. – Ухта : Ухтинский гос. технический ун-т, 2007. – 244 с.
30. Соркин, А.Я. Эффективность применения физико-химических технологий воздействия в нагнетательных скважинах / А.Я. Сорокин, В.Я. Кан., В.Е. Ступоченко, А.Г. Дябин, С.А. Жданов // Нефтяное хозяйство, 2004. – №4. – С. 64-66.
31. Степанова, Г.С. Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласта / Г.С. Степанова. М.: Газоил пресс, 2006. – 200с.
32. Стрижнев, К.В. Обоснование и разработка технологии полимерного заводнения в слоисто-неоднородном пласте для повышения эффективности извлечения запасов / К.В. Стрижнев, А.А. Громан, М.И. Кузьмин, Е.А. Румянцева // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 12. – С. 34-37.

33. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов / М.Л. Сургучев. – М.: Недра, 1985. – 308 с.
34. Сургучев, М.Л. Методы извлечения остаточной нефти / М.Л. Сургучев. – М.: Недра, 1991. – 347 с.
35. Упруго-капиллярный циклический метод разработки нефтяных месторождений / А.А. Боксерман, В.Е. Гавура, Ю.П. Желтов, А.А. Кочешков, В.Г. Оганджянц, И.Н. Петраш, М.Л. Сургучев. – М.: ВНИИОЭНГ, 1968.
36. Федорова, А.Ф. Нефтевытесняющие свойства растворов полимеров в пластовых условиях месторождений юго-западной Якутии / А.Ф. Федорова, А.С. Портнягин, Е.Ю. Шиц // Сетевое издание «Нефтегазовое дело». – 2012. – №2. – С. 189– 193.
37. Цынкова, О.Э. Гидродинамические методы увеличения нефтеотдачи / О.Э. Цынкова, Н.А. Мясникова, Б.Т. Башиев. – М.: Недра, 1993. – 158 с.
38. Чурикова, Л.А. Эффективность разработки нефтегазоконденсатного месторождения с применением системы поддержания пластового давления / Л.А. Чурикова, А.Б. Баянпали // Международный научный журнал «Молодой учёный». – 2019. – №47(285). – С. 138 – 141.
39. Шандрыгин А.Н., Лутфуллин А.А., Основные тенденции развития методов увеличения охвата пласта воздействием в России. SPE-117410-PP. 2008.
40. Шарбатова, И.Н. Циклическое воздействие на неоднородные месторождения платформенного типа / И.Н. Шарбатова, М.Л. Сургучев. – М.: Недра, 1988. – 121 с.
41. Шевелев, М.Б. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений с переслаивающимися коллекторами в условиях техногенного трещинообразования : дис. ...канд. канд. техн. наук : 25.00.17 / Шевелев Михаил Борисович. – Санкт-Петербург, 2013. – 143 с.

42. Шрамм, Г. Основы практической реологии и реометрии / Г. Шрамм / Пер. с англ. И.А. Лавыгина; под ред. В.Г. Куличихина – М.: КолосС, 2003. – 312 с.
43. Экспериментальное изучение капиллярного удержания воды в пористых средах при упруго-капиллярном режиме / Боксерман А.А., Желтов, Ю.П., Кочешков А.А., Музафаров К.Э., Оганджянц В.Г. //Тр./ВНИИ. - Вып.50. – М.: Недра, 1967.
44. Эрлагер, Р.мл. Гидродинамические методы исследования скважин /Р.мл. Эрлагер. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных технологий, 2006. – 512 с.
45. Awan K., Al-Mjeni R., Al-Abri K., Rajhi S., Al-Azri N., Al-Bulushi N., Ghulam J., Sinha M., Furaisi S., Edwards J. Polymer Field Trial: Deployment of Intelligent Technologies for Horizontal Wells and Real-Time Approach for Surveillance, 2014 // 169685-MS SPE.
46. Banerjee D.K., Oil sands, heavy oil, & bitumen, 2012, PennWell Corp.
47. Chang H.L., Zhang Z.Q., Wang Q.M., Xu Z.S., Guo Z.D., Sun H.Q., Cao X.L., Qiao Q. Advances in Polymer Flooding and Alkaline/Surfactant/Polymer Processes as Developed and Applied in the People's Republic of China, 2006 // 89175-JPT SPE.
48. EOR screening criteria revisited_part1_introduction to screening criteria and enhanced recovery field project, SPE 35385
49. EOR screening criteria revisited_part2_applications and impact of oil prices, SPE 130726
50. EOR survey, OSJ Special, Mar, 20,2000,Oil &Gas Journal
51. EOR survey, OSJ Special, Apr, 21,2008,Oil &Gas Journal
52. Labastie A., Vio L., 1981, The Chateauxrenard (France) polymer flood field test // European Symposium on Enhanced Oil Recovery, Bournemouth.
53. Lakatos I., Lakatos-Szabo J., Munkacai I., Tromboczki S. Potential of Repeated Polymer Well Treatments, 1993 // 20996-PA SPE.

54. Lanier G.H., Kok A.L., Young-Mclaren A., Al-Riyami M.M., Ambusaidi M.A., van Wunnik J.N.M.. Conformance Control in Horizontal Wells for Steam and Polymer Flooding Project in the Sultanate of Oman, 2010 // 129156-MS SPE.
55. Littman W. Polymer flooding // Elsevier, Amsterdam and New York // 1988, p. 151-152.
56. Pitts M.J., Campbell T.A., Surkalo H., Wyatt K.. Polymer Flood of the Rapdan Pool, Saskatchewan, Canada, 1995 // 27820-PA SPE.
57. Properties in Huff-n-Puff Processes Under Reservoir Conditions. Journal of Energy Resources Technology, 2018. 140(7): p.072907
58. Putz A.G., Lecourtier J.M., Bruckert L. // Interpretation of High Recovery Obtained in a New Polymer Flood in the Chateauguay Field, 1988 // SPE 18093.
59. Rai K., McComb T., Rodriguez E., Withers R.J. Development of a Tool to Predict Technical Success of Polymer Flooding Applications, 2012 // SPE 153878.
60. Samuelsen E.H., Frederiksen R.A., Noer J., Hartvig S.K, Haugan A. Successful Water Shutoff Through Innovative Data Acquisition and Phased Planning, 2010 // 130412-MS SPE.
61. Screening of Reservoirs For Exploitation by Application of Steam Assisted Gravity Drainage/Vapex Processes, SPE 37144
62. Taber J.J., Seright R.S. Horizontal Injection and Production Wells for EOR or Waterflooding, 1992 // SPE 23952.
63. Technical report enhanced oil recovery (EOR) field data literature search, Austin, TX, 2008
64. Tsau J.-S., Vaca B., Victor O., Green D.W., Barnett G.B., Dale J. Evaluation of Manson Lease Oil Field for Improved Oil Recovery Process, 2008 // 113985-MS SPE.

65. Wassmuth F.R., Green K., Arnold W., Cameron N. Polymer Flood Application to Improve Heavy Oil Recovery at East Bodo // 09-02-55 PETSOC Journal Paper, 2009.
66. Westermarck R.V., Schmeling J., Dauben D.L., Robinowitz S., Weyland V. Application of Horizontal Waterflooding To Improve Oil Recovery From Old Fields, 2006 // 99668-MS SPE.

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой


подпись

Н.Г. Квеско
инициалы, фамилия

«23» 06 2021г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

СНИЖЕНИЕ ОБВОДНЕННОСТИ СКВАЖИН С ПОМОЩЬЮ
ПОТОКООТЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ НА ПРИМЕРЕ СУЗУНСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ

23.04.03 Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

23.04.03.05 Управление разработкой нефтяных месторождений


Научный руководитель 
подпись, дата

доцент, д.т.н.
должность, ученая степень

Н.Г. Квеско
инициалы, фамилия

Выпускник 
подпись, дата

Д.А. Тимошенко
инициалы, фамилия

Рецензент 
подпись, дата

Директор КП «Сузун»
должность, ученая степень

И.С. Зайнуллин
инициалы, фамилия

Красноярск 2021