

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
образования
«Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II»

На правах рукописи

Сытник Юлия Андреевна



ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ПАРО- И ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ
НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВЫСОКОВЯЗКОЙ И СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ С
ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕРМОСТОЙКИХ ПОЛИМЕРНЫХ СОСТАВОВ

Специальность 2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
кандидат технических наук, доцент
Раупов И.Р.

Санкт-Петербург – 2025

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
ГЛАВА 1 ОБЗОР ПРОБЛЕМАТИКИ РАССМАТРИВАЕМОЙ ТЕМЫ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	13
1.1 Состояние добычи высоковязкой и сверхвязкой нефти в России	13
1.2 Актуальные бизнес-вызовы российских добывающих компаний в отношении добычи высоковязкой и сверхвязкой нефти.....	15
1.3 Обзор современных технологий добычи и увеличения нефтеизвлечения высоковязкой и сверхвязкой нефти.....	16
1.3.1 Тепловые методы воздействия на пласт	17
1.3.2 Физико-химические методы воздействия на пласт	20
1.3.3 Комбинированные технологии	31
1.4 Анализ разработки российских месторождений высоковязкой и сверхвязкой нефти	36
1.4.1 Волго-Уральская нефтегазоносная провинция	36
1.4.2 Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция.....	43
1.4.3 Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция	45
1.5 Основные механизмы преждевременного обводнения добывающих скважин и неэффективного использования тепловой энергии на месторождениях высоковязкой и сверхвязкой нефти.....	55
1.6 Краткая геолого-физическая характеристика объекта исследования.....	57
1.7 Выводы по Главе 1	62
ГЛАВА 2 МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ.....	65
2.1 Обоснование выбора компонентов полимерного состава.....	65
2.2 Методика приготовления предлагаемых полимерных составов.....	70
2.3 Исследования в свободных объемах	72
2.3.1 Определение содержания основного вещества.....	72
2.3.2 Подбор полимерной основы с точки зрения химического заряда для состава на основе полимера амида акриловой кислоты	72

2.3.3 Определение гранулометрического состава катализаторного шлама	73
2.3.4 Определение седиментационной устойчивости разработанных полимерных составов	74
2.3.5 Определение времени гелеобразования разработанных полимерных составов при температуре 120-250 °С	74
2.3.6 Исследование пластической прочности полимерных составов при различных содержаниях его компонентов	75
2.3.7 Определение термостабильности разработанных полимерных составов	76
2.3.8 Определение коррозионной активности разработанных полимерных составов	77
2.3.9 Подбор деструктора для разрушения разработанных полимерных составов	77
2.3.10 Исследования по определению возникших связей разработанных полимерных составов	78
2.4 Определение реологических характеристик составов	78
2.5 Фильтрационные исследования разработанных полимерных составов	83
2.5.1 Исследование проникающей способности разработанного полимерного состава на основе полимера акриловой кислоты в образец горной породы	83
2.5.2 Определение коэффициента извлечения нефти при проведении эксперимента с горячей водой на модели неоднородного пласта для состава на основе амида акриловой кислоты	86
2.5.3 Определение коэффициента извлечения нефти при проведении эксперимента с паром на модели неоднородного пласта для составов на основе поливинилового спирта	86
2.6 Выводы по Главе 2	88
ГЛАВА 3 РАЗРАБОТКА ПОЛИМЕРНЫХ СОСТАВОВ ДЛЯ ПАРО- И ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВЫСОКОВЯЗКОЙ И СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ	89
3.1 Предлагаемые компонентные составы, их внешний вид и соотношение реагентов	89
3.2 Исследования в свободных объемах	93

3.2.1 Результаты определения основного вещества и молекулярной массы полимеров.....	93
3.2.2 Результаты определения гранулометрического состава катализаторного шлама	94
3.2.3 Результаты оценки седиментационной устойчивости частиц шлама разного диаметра в растворе поливинилового спирта	97
3.2.4 Результаты оценки седиментационной устойчивости частиц шлама разного диаметра в растворе полимера акрилового ряда.....	100
3.2.5 Результаты оценки времени гелеобразования и пластической прочности составов на основе поливинилового спирта.....	104
3.2.6 Результаты оценки коррозионной активности разработанных полимерных составов	109
3.2.7 Результаты подбора деструктора для разрушения полимерных систем на основе поливинилового спирта.....	109
3.2.8 Результаты подбора деструктора для разрушения полимерных систем на основе полимера амида акриловой кислоты	110
3.2.9 Результаты исследований спектров разработанных полимерных составов	111
3.3 Результаты определения реологических характеристик разработанных полимерных составов.....	114
3.3.1 Кривые вязкости для состава на основе полимера амида акриловой кислоты.....	114
3.3.2 Кривые вязкости для составов на основе поливинилового спирта	117
3.3.3 Кривые гелирования полимерного состава на основе полимера амида акриловой кислоты.....	120
3.3.4 Кривые гелирования полимерного состава на основе поливинилового спирта	121
3.3.5 Моделирование разрушения полимерного состава на основе амида акриловой кислоты.....	123
3.3.6 Моделирование разрушения полимерного состава на основе поливинилового спирта	124

3.4 Результаты фильтрационных исследований разработанных полимерных составов	124
3.4.1 Результаты определения проникающей и изолирующей способности разработанного состава на основе полимера амида акриловой кислоты	124
3.4.2 Результаты определения коэффициента извлечения высоковязкой нефти из модели неоднородного пласта	127
3.4.3 Результаты определения коэффициента извлечения сверхвязкой нефти из модели неоднородного пласта	129
3.4.4 Адаптация лабораторных исследований состава на основе полимера амида акриловой кислоты на геолого-гидродинамической модели объекта исследования	132
3.4.5 Адаптация лабораторных исследований состава на основе поливинилового спирта на геолого-гидродинамической модели объекта исследования	134
3.5 Выводы по Главе 3	136
ГЛАВА 4 ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА ЗАКАЧКИ РАЗРАБОТАННЫХ ПОЛИМЕРНЫХ СОСТАВОВ В СКВАЖИНЫ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ	139
4.1 Требования, предъявляемые к объекту применения технологии водоизоляционных работ	139
4.2 Технические материалы и средства, необходимые для проведения водоизоляционных работ на месторождениях высоковязкой нефти	140
4.3 Технологический процесс закачки полимерного состава на основе полимера амида акриловой кислоты через нагнетательные скважины с горизонтальным окончанием оборудованных фильтром-хвостовиком	141
4.4 Требования, предъявляемые к объекту применения технологии пароизоляционных работ	145
4.5 Технические материалы и средства, необходимые для проведения пароизоляционных работ на месторождениях сверхвязкой нефти	146
4.6 Технологический процесс закачки разработанного термостойкого полимерного состава на основе поливинилового спирта в рамках пароизоляционных работ ..	147

4.7 Выводы по Главе 4	149
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	150
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ.....	152
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	155
ПРИЛОЖЕНИЕ А Патент на изобретение № 2811109.....	166
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Патент на изобретение № 2815111	167
ПРИЛОЖЕНИЕ В Акт внедрения (ООО «ПМ-ГРУПП»).....	168

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

На сегодняшний день доля добычи трудноизвлекаемых запасов нефти (ТРИЗ) превышает долю нефти из традиционных коллекторов. Под ТРИЗ нефти принято понимать запасы месторождений, которые отличаются неблагоприятными для извлечения геологическими условиями залегания и физическими свойствами нефти. Значительная доля запасов (3,3 млрд т, что составляет 22 %) нефти России приходится на высоковязкую (ВВН) и сверхвязкую нефть (СВН). При этом в структуре добычи ТРИЗ доля ВВН и СВН не превышает 3 %.

Наиболее применяемыми методами в отношении добычи ВВН и СВН являются тепловые. Тепловые методы увеличения нефтеотдачи (МУН) представляют собой нагнетание теплоносителей в пласт, в частности, горячей воды или пара, применение которых направлено на повышение подвижности нефти. При разработке месторождений ВВН и СВН с помощью нагнетания водяного пара экономическую и технологическую эффективность применяемых технологий можно оценить через паронефтяное отношение (ПНО). Благоприятным ПНО считается 3, однако на российских месторождениях этот показатель составляет >10 . Частным случаем разработки ВВН и СВН путем нагнетания пара является его прорывы по высокопроницаемым каналам к забоям добывающих скважин (ДС). Конденсируясь, пар превращается в воду, что приводит к нежелательной добыче воды. Нагнетание горячей воды в пласт приводит к дополнительной добыче попутно-добываемой воды, которая значительно снижает рентабельность работы эксплуатационных скважин. Среднее значение водонефтяного фактора для месторождений ВВН и СВН составляет 30.

С целью снижения количества попутно-добываемой воды на месторождениях ВВН и СВН внедряют паро- и водоизоляционные работы. Наиболее широко применяются на сегодняшний день для решения проблем преждевременного обводнения скважин технологии, основанные на закачке в пласт или в призабойную зону пласта растворов на основе синтетических полимеров, в частности, полиакриламида (ПАА) или его гидролизированных форм (ГПАА) в составе со сшивателями. При тепловом воздействии акриламидные группы подвергаются гидролизу с образованием акрилатных групп. Кроме того, при наличии солей жесткости (особенно Ca^{2+}) в пластовой воде и высокой доли акрилатных групп ГПАА выпадает в осадок с дальнейшей потерей вязкости полимерного раствора. При больших скоростях потока линейные структуры деформируются и в дальнейшем деструктируют.

В этой связи создание новых комбинированных методов воздействия на залежи ВВН и СВН, основанных на синергетическом эффекте теплового и физико-химического воздействия, является актуальной научной и практической задачей.

Степень разработанности темы исследования

Развитие технологий добычи ВВН и СВН в России связано с научными трудами коллективов авторов под руководством Алтуниной Л.К., Антониади Д.Г., Газизова А.А., Газизова, А.Ш., Галкина С.В., Золотухина А.Б., Зарипова А.Т., Ибатуллина Р.Р., Кондрашевой Н.К., Крейга Ф.Ф., Кувшинова В.А., Ленченковой Л.Е., Морозюк О.А., Насыбуллина А.В., Рогачева М.К., Рузина Л.М., Стрижнева К.В., Стрижнева В.А., Сургучева М.Л., Телина А.Г., Хайретдинова Н.Ш., Хисаметдинова М.Р., Хисамутдинова Н.И., Фаттахова И.Г., Фахретдинова Р.Н., Чекалюк Э.Б. и др. В международном научном сообществе не менее значимыми являются результаты лабораторных и полевых исследований Farouq Ali S.M., Batler R., Bai B., Shah A., Kavscek A., Salunkhe B., Lake L., Seright R., Delamaide E., Zhang G., Thomas A., и др.

Однако в работах авторов уделено недостаточно внимания разработке температуростойких систем для паро- и водоизоляционных работ в скважинах на месторождениях ВВН и СВН.

Объект исследования – неоднородные терригенные коллекторы, содержащие высоковязкую и сверхвязкую нефть, разрабатываемые вытеснением горячей водой и водяным паром.

Предмет исследования – физико-химические процессы в объекте исследования.

Цель работы – повышение степени извлечения высоковязкой и сверхвязкой нефти на месторождениях с неоднородными терригенными коллекторами, разрабатываемых тепловыми методами.

Идея работы. Поставленная цель достигается за счет регулирования фильтрационных потоков путем создания блокирующего экрана термостойкими полимерными составами.

Задачи исследования:

1. Проанализировать и выявить особенности разработки месторождений ВВН и СВН, существующих методов и технологий их добычи. Определить основные механизмы обводнения продукции добывающих скважин.
2. Исследовать современные технологии паро- и водоизоляционных работ при разработке месторождений ВВН и СВН.
3. Провести лабораторные исследования по изучению процесса вытеснения ВВН и СВН на моделях продуктивных пластов. Оценить вытесняющую способность с помощью тепловых агентов.
4. Разработать полимерные составы, позволяющие регулировать фильтрационные характеристики в неоднородном терригенном пласте, способные сохранять свои реологические и физико-химические свойства в условиях закачки горячей воды до 120 °С и в условиях воздействия паром при температуре до 250 °С.

5. Оценить технологическую эффективность применения разработанных составов на моделях объекта исследования.

Научная новизна исследования:

1. Установлено повышение термостабильности 1...3 % - ных водных растворов полиакриламида и 3...10 % - ных водных растворов поливинилового спирта (в диапазоне температур 120 °С...250 °С) при добавлении к ним 1...10 % масс. хромсодержащих реагентов - ацетата хрома III или катализаторного шлама сектора переработки минерального сырья.

2. Выявлена способность разработанного полимерного состава, представляющего собой смесь водного раствора полимера акрилового ряда и катализаторного шлама, создавать блокирующий экран в поровом пространстве объекта исследования в условиях закачки горячей воды до 120 °С и повышать коэффициент извлечения высоковязкой нефти из модели пласта на 7 %...34 %.

3. Выявлена способность разработанных полимерных составов на основе поливинилового спирта, представляющих собой смесь водного раствора термопластичного полимера и биполярного апротонного растворителя с добавлением ацетата хрома трехвалентного или катализаторного шлама, создавать блокирующий экран в поровом пространстве объекта исследования в условиях закачки водяного пара до 250 °С и повышать коэффициент извлечения сверхвязкой нефти из модели пласта на 12 %...28 % и 41 %...49 % соответственно.

Соответствие паспорту специальности:

Полученные научные результаты соответствуют паспорту специальности паспорту специальности 2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений по пунктам:

2. Геолого-физические, геомеханические, физико-химические, тепломассообменные и биохимические процессы, протекающие в естественных и искусственных пластовых резервуарах и окружающей геологической среде при извлечении из недр и подземном хранении жидких и газообразных углеводородов и водорода известными и создаваемыми вновь технологиями и техническими средствами для развития научных основ создания эффективных систем разработки, обустройства и эксплуатации месторождений и подземных хранилищ жидких и газообразных углеводородов и водорода, захоронения кислых газов, включая диоксид углерода.

3. Научные основы технологии воздействия на межскважинное и околоскважинное пространство и управление притоком пластовых флюидов к скважинам различных конструкций с целью повышения степени извлечения из недр и интенсификации добычи жидких и газообразных углеводородов.

Теоретическая и практическая значимость работы:

1. Обоснован научно-методический подход к разработке и выбору термостабильных полимерных составов для паро- и водоизоляционных работ на месторождениях ВВН и СВН с

учетом уточненного механизма взаимовлияния составляющих компонентов полимерного состава и их взаимодействия с пластовой системой.

2. Способность повышать термостабильность водных растворов полимеров достигается за счет добавления хромсодержащих реагентов и позволяет использовать разработанные полимерные составы при комбинированном воздействии на залежи ВВН и СВН – тепловом и физико-химическом.

3. Разработаны термостойкие составы для проведения паро- и водоизоляционных работ на месторождениях высоковязкой и сверхвязкой нефти на основе синтетических полимеров: 1-й состав – на основе полимера акрилового ряда с добавлением катализаторного шлама отходов промпредприятий, 2-й состав – на основе поливинилового спирта (ПВС) с добавлением ацетата хрома, 3-й состав – на основе ПВС с добавлением катализаторного шлама отходов промпредприятий. Разработанные составы на основе синтетических полимеров обладают широким диапазоном физико-химических, реологических и фильтрационных характеристик.

4. Сформированы рекомендации по закачке разработанных полимерных составов в нагнетательные скважины с горизонтальным окончанием, эксплуатирующие залежи ВВН и СВН.

5. Материалы и результаты работы были использованы в деятельности компании ООО «ПМ-ГРУПП» при реализации работ в рамках физико-химических методов увеличения нефтеотдачи пластов (акт внедрения от 04.06.2024 г., Приложение В).

Методология и методы исследования

Решение поставленных в работе задач осуществлялось путем физического и гидродинамического моделирования процессов, протекающих в объекте исследования, с применением сертифицированного лабораторного оборудования и с привлечением современных программных продуктов.

Положения, выносимые на защиту:

1. Добавление хромсодержащих реагентов: ацетата хрома III и катализаторного шлама сектора переработки минерального сырья к водным растворам ПАА и ПВС улучшает их термостабильность в условиях 120 °С...250 °С, что позволяет рекомендовать применение получаемых таким образом полимерных составов для повышения коэффициента извлечения ВВН и СВН путем перераспределения фильтрационных потоков за счет создания блокирующего экрана при тепловом воздействии на неоднородные пласты терригенных коллекторов.

2. Обоснована технология водоизоляционных работ в неоднородных терригенных коллекторах, включающая использование полимерного состава с добавлением катализаторного шлама и позволяющая создавать блокирующий экран в условиях закачки горячей воды до 120 °С и повышать коэффициент извлечения высоковязкой нефти из модели пласта.

3. Обоснована технология пароизоляционных работ в неоднородных терригенных коллекторах, включающая использование полимерных составов с добавлением ацетата хрома трехвалентного или катализаторного шлама и позволяющая создавать блокирующий экран в условиях закачки водяного пара до 250 °С и повышать коэффициент извлечения сверхвязкой нефти из модели пласта.

Степень достоверности результатов исследования подтверждена теоретическими и экспериментальными исследованиями на комплексах современного лабораторного оборудования компаний Vinci Technologies, Coretest Systems Corporation, Rheotest и др., воспроизводимостью полученных результатов.

Апробация результатов диссертации проведена на 5 научно-практических мероприятиях с докладами, в том числе на 3 международных. За последние 3 года принято участие в 4 научно-практических мероприятиях с докладами, в том числе на 3 международных:

Всероссийская научно-техническая конференция «Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений, транспорта и переработки трудноизвлекаемых запасов тяжелых нефтей» (г. Ухта, 2021);

Всероссийская научно-техническая конференция «Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений, транспорта и переработки трудноизвлекаемых запасов тяжелых нефтей» (г. Ухта, 2022);

Международная научно-практическая конференция «Прорывные технологии в разведке, разработке и добыче углеводородного сырья» (г. Санкт-Петербург, 2024);

Международная научная конференция «Трудноизвлекаемые запасы нефти» (г. Альметьевск, 2024);

Ежегодная научно-практическая конференция «Heavy Oil» (г. Самара, 2024).

Личный вклад автора заключается в анализе и обобщении публикаций по теме диссертации, постановке и проведении экспериментов в лабораториях, обработке и интерпретации результатов экспериментов, подготовке текста диссертации, формулировании выводов и основных защищаемых положений.

Публикации. Результаты диссертационного исследования в достаточной степени освещены в 5 печатных работах (пункты списка литературы № 29, 31, 32, 87, 88), в том числе в 3 статьях - в изданиях из перечня рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук, в 2 статьях - в изданиях, входящих в международные базы данных и системы цитирования Scopus. Получено 2 патента на изобретения (пункты списка литературы № 27-28, Приложения А, Б).

Структура работы. Диссертация состоит из оглавления, введения, 4 глав с выводами по каждой из них, заключения, списка сокращений и условных обозначений, списка литературы, включающего 114 наименований, и 3 приложений. Диссертация изложена на 169 страницах машинописного текста, содержит 74 рисунков и 31 таблицу.

Благодарности. Автор выражает глубокую благодарность коллективу кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Санкт-Петербургского горного университета императрицы Екатерины II, а также сотрудникам центра компетенций в области техники и технологий освоения месторождений в Арктических условиях и научного центра «Проблем переработки минеральных и техногенных ресурсов» за помощь в подготовке диссертации.

ГЛАВА 1 ОБЗОР ПРОБЛЕМАТИКИ РАССМАТРИВАЕМОЙ ТЕМЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

1.1 Состояние добычи высоковязкой и сверхвязкой нефти в России

На начало 2023 г. трудноизвлекаемые запасы нефти (ТРИЗ), по данным Роснедр, составили около 60 % всех запасов нефти в России. С каждым годом доля добычи ТРИЗ увеличивается, что составляет примерно 30 % (166 млн т) от общего объема добываемой нефти [13].

В России на сегодняшний день отсутствует четкая классификация ТРИЗ на официальном уровне. Понятие «трудноизвлекаемой» нефти в некоторой степени отражено в 26 Главе НК РФ. Согласно статьям 342.2-343.2 к ТРИЗ относят начальные извлекаемые запасы нефти на участках недр, которые находятся на больших глубинах в сложных геологических условиях, а также содержащие сверхвязкую нефть (>10000 мПа·с). Промышленная разработка таких запасов требует внедрение высокотехнологичного оборудования, а себестоимость их добычи сравнительно выше традиционных запасов жидких углеводородов (УВ). Кроме того, в 2020 г. были отменены льготы по налогу на добычу полезных ископаемых (НДПИ) и экспортной пошлине, что значительно ухудшило экономику проектов по добыче высоковязкой (ВВН) и сверхвязкой нефти (СВН). Введение технологических полигонов с целью разработки и тестирования принципиально новых технологий извлечения УВ с выдачей лицензий на добычу ВВН и СВН пока не получило широкого распространения: на начало 2024 г. было получено всего 10 лицензий на добычу ТРИЗ, из них одну получила ПАО «Татнефть» на добычу сверхвязкой нефти на полигоне Шегурчинский. Переход ряда проектов в Западной Сибири с 1 января 2024 г. на новую систему налогообложения: налог на добавленный доход от добычи нефти (НДД) пока не продемонстрировал однозначных результатов с точки зрения экономической и технологической составляющей проектов.

Реформа налоговой политики в целом направлена на введение в разработку новых месторождений и на доизвлечение остаточных запасов (ОИЗ) традиционной нефти. В структуре запасов за последние 9 лет разведанные ТРИЗ углеводородов выросли на 30 %, а их ежегодный прирост составляет в среднем 3 % [14]. Освоение новых месторождений ВВН и СВН имеет отложенный эффект от времени с точки зрения добычи, поскольку компаниям требуется время на строительство и подготовку инфраструктуры, и сопровождается длительными периодами окупаемости и высокими рисками, связанными с доступностью технологий добычи.

В этой связи в РФ существует проблема недостаточного налогового стимулирования отрасли в отношении добычи высоковязкой (ВВН) и сверхвязкой нефти (СВН) как на новых месторождениях, так на уже разрабатываемых, что при нынешних применяемых технологиях приводит к низкой рентабельности инвестиционных проектов.

Согласно Энергетической стратегии в отношении достижения и поддержания установленных уровней добычи до 2035 г. на уровне 490-555 млн т необходимо вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов нефти. Таким образом, с целью обеспечения установленного уровня добычи нефти необходимо внедрение новых технологий добычи и увеличения нефтеотдачи ВВН и СВН.

География проектов по добыче ВВН и СВН в основном расположена в европейской части России. В структуре добычи на ВВН и СВН приходится около 3 % добываемой в стране нефти. По данным на 2022 г., было добыто примерно 12 млн т ВВН и СВН, из них регионами-лидерами: Татарстаном, Коми и Самарской области добыто около 2,5, 1,5 и 1,2 млн т нефти соответственно [18, 95].

Во избежание подмены понятий необходимо отметить, что, согласно действующей в России классификации запасов и ресурсов нефти, в отдельную категорию запасов не выделяют природные битумы (ПБ), хотя в международной классификации, согласно Мировому нефтяному конгрессу, тяжелой нефтью (heavy oil) принято считать нефть плотностью ниже 22,3 градусов API (выше 920 кг/м³). Существует классификация нефтей по плотности, согласно которой тяжелой нефти характерна плотность 0,871-0,895 г/см³, нефть плотностью >0,895 г/см³ относят к битуминозной, и существует классификация нефтей по вязкости: 30,1-200 мПа·с – ВВН, >200 мПа·с – СВН. Вязкость ПБ может достигать, как правило, >10000 мПа·с, в этой связи, согласно действующей классификации, их относят к СВН.

По оценке на 2020 г. около 13,2 % (63,1 млн т) от общего уровня добычи нефти в России пришлось на природный битум (ПБ) [38]. В региональной структуре большой объем битуминозной нефти добывается в Приволжском федеральном округе – 30,8 млн т (48,9 %), а также Уральском – 12,6 млн т (20,1 %) и Сибирском – 7,9 млн т (12,6 %) федеральных округах (рисунок 1).

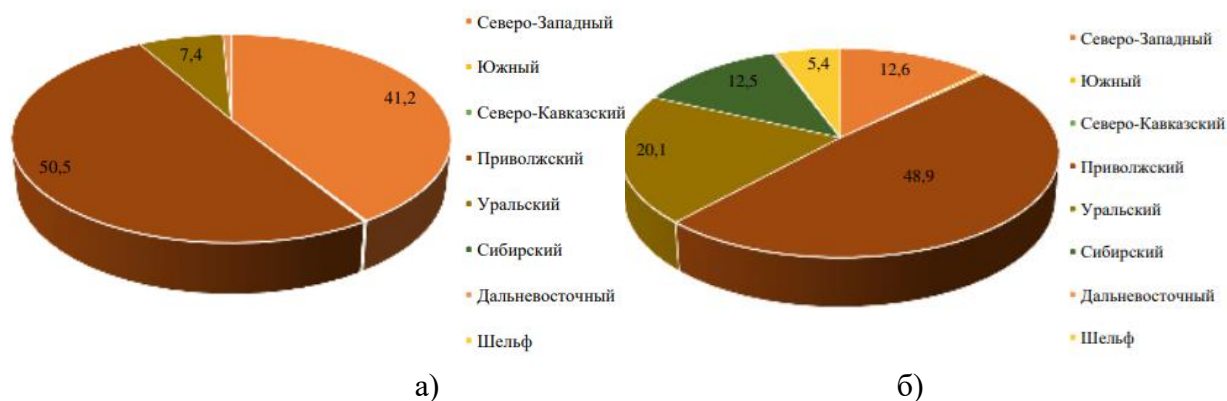


Рисунок 1 – Распределение добычи:

а) сверхвязкой и б) битуминозной нефти по Федеральным округам в % за 2020 год [38]

1.2 Актуальные бизнес-вызовы российских добывающих компаний в отношении добычи высоковязкой и сверхвязкой нефти

Обеспечение максимальной эффективности активов в средне- и долгосрочной перспективе при ведении стратегии устойчивого развития является целью любой нефтедобывающей компании. Одними из основных направлений инновационного развития компаний выступают: технологическое и экологическое. Передовыми вертикально-интегрированными компаниями (ВИНК) по добыче высоковязких и сверхвязких нефтей являются: ПАО «Татнефть», ПАО «Лукойл», ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Газпром-нефть».

ПАО «Татнефть» и ПАО «Лукойл» – лидеры по добыче ВВН и СВН в России, ставят перед собой следующие бизнес-вызовы, политику которых, с точки зрения расхода энергии (электроэнергии, тепловой и др.) и ресурсов (химические реагенты, материалы и др.) на добычу нефти, можно разделить на (ресурсо) энергосберегающую и (ресурсно) энергоэффективную.

К первой группе можно отнести:

- снижение затрат на поднятие скважинной продукции за счет снижения обводненности добывающих скважин и (или) за счет снижения вязкости добываемой продукции;
- снижение операционных затрат при реализации системы поддержания пластового давления (ППД);
- разработка технологий по ускорению создания гидродинамической связи между горизонтальной нагнетательной скважиной (НС) и добывающей скважиной (ДС), например, разработка новых химических композиций растворителей и катализаторов;
- разработка температуроустойчивых технологий водоизоляционных работ с использованием гелевых составов;
- создание технологий по увеличению охвата пласта тепловым воздействием, в том числе за счет введения новых составов для паро- и водоизоляционных работ;
- внедрение технологий, направленных на улучшение соотношения подвижности воды и нефти, например, внедрение технологии полимерного заводнения;
- создание технологий для увеличения эффективности пароциклических обработок скважин (ПЦО) и др.

К энергоэффективной политике предприятий можно отнести:

- внедрение технологий вторичного использования паро-конденсата;
- внедрение технологий добычи и МУН на основе использования отходов промышленных предприятий и др.

Из перечисленных бизнес-вызовов компании по добыче ВВН и СВН разработка и эксплуатация залежи таких месторождений имеет ряд нерешенных с технологической,

экономической и энергетической точками зрения проблем. Кроме того, можно отметить следующее:

- 1) текущая добыча ВВН и СВН осуществляется преимущественно за счет тепловых и физико-химических МУН, технологии которых компании нацелены развивать даже в условиях нынешней налоговой и санкционной политики;
- 2) актуален поиск и внедрение технологий, снижающих экономическую нагрузку на бюджет;
- 3) актуален поиск и внедрение технологий, позволяющих проводить успешную политику экологического менеджмента;
- 4) компании нацелены на повышение показателя энергоэффективности добычи нефти, а также имеет место потенциальная политика энергосбережения.

1.3 Обзор современных технологий добычи и увеличения нефтеизвлечения высоковязкой и сверхвязкой нефти

В отношении добычи ВВН и СВН скважинным способом применяются первичные, вторичные и третичные методы. Первичные методы или методы холодной добычи применимы в случаях относительно небольшой вязкости нефти, которая фильтруется к забоям ДС за счет естественных природных сил пласта. Средние коэффициенты нефтеизвлечения на данной стадии для ВВН и СВН составляют 5-10 %. Месторождения в поясе Ориноко Венесуэлы, шельфа Бразилии, опытные участки месторождений России: Усинское, Мишкинское и др. разрабатываются первичными методами. Следует отметить технологию холодной добычи нефти с песком «Cold heavy oil production with sand» (CHOPS). Данную технологию широко применяют на месторождении Ллойдминстер в Канаде, где в условиях слабосцементированных пород извлекают песчано-нефтяную смесь за счет разгазирования нефти [93]. Несмотря на высокие годовые уровни добычи, разработка ВВН и СВН таким способом приводит к перераспределению ФЕС пласта и в дальнейшем к разрушению коллектора.

К вторичным методам добычи, в случае, как и с месторождениями с традиционными запасами нефти относится заводнение. Средние коэффициенты нефтеизвлечения на данной стадии составляют 20-40 %, которые с увеличением вязкости нефти значительно снижаются. Относительно естественного режима эксплуатации залежи СВН при отсутствии подстилающей воды технология является практически неэффективной.

К третичным методам добычи относят, как правило, технологии, основанные на привнесении дополнительной энергии в пласт, в результате чего увеличивается коэффициент охвата или вытеснения. В отношении добычи ВВН и СВН наиболее применяемы термические и

физико-химические МУН. Одними из перспективных в отношении добычи ВВН и СВН являются комбинации вышеперечисленных МУН.

1.3.1 Тепловые методы воздействия на пласт

Тепловые методы воздействия на пласт – искусственные методы воздействия, повышающие нефтеотдачу за счет одновременного наложения эффектов гидродинамического и термодинамического воздействия. Теплота в пластовых условиях оказывает влияние на компонентный состав нефти изменяет физико-химические и фильтрационные характеристики: уменьшение вязкости нефти, увеличение ее подвижности в пласте, ее дистилляция ослабление структурно-механических свойств, снижение толщины граничных слоев, улучшение условий для капиллярной пропитки, улучшение условий смачиваемости вытесняющего агента. К недостаткам всех тепловых методов можно отнести: теплопотери по стволу скважины, а также в кровлю и подошву, отложенный во времени эффект от применения технологий из-за постепенного продвижения теплового фронта [31]. На рисунке 2 для удобства представлена блок-схема современных методов воздействия на пласты ВВН и СВН.

Тепловые методы принято классифицировать по типу рабочего агента: закачка горячей воды, нагнетание пара, чередующаяся закачка оторочек теплового агента и холодной воды, закачка смеси газов для обеспечения процесса горения в пласте (рисунок 2). По масштабу выделяют точечные и площадные обработки пласта.

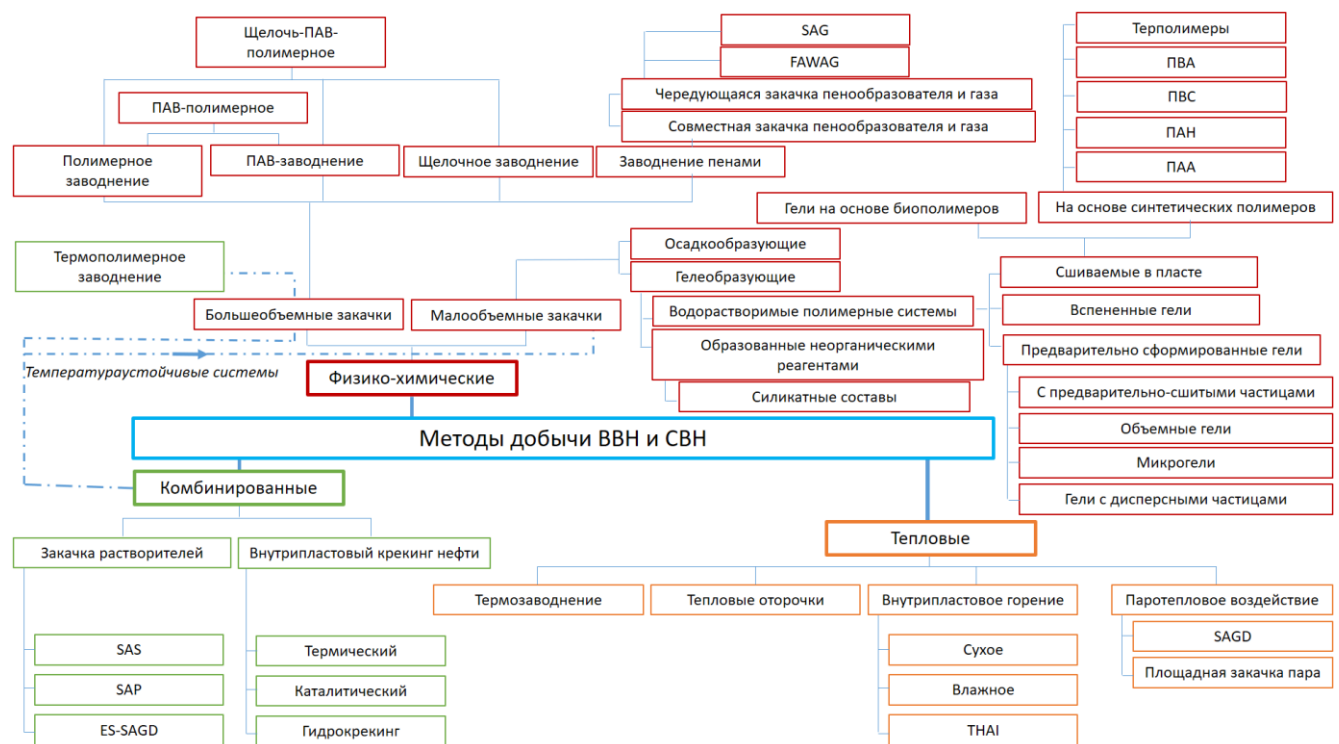


Рисунок 2 – Современные методы увеличения нефтеотдачи пластов на месторождениях ВВН и СВН (составлено автором)

1. *Термозаводнение.* Необходимость закачки горячей воды в пласт (60-100 °С) наиболее актуально при разработке глубокозалегающей залежи (>800 м А.о. кровли), где требуется нагнетание теплоносителя под высоким давлением, а также в условиях глинистых коллекторов. С целью снижения энергоемкости технологии применяют последовательную закачку горячей и холодной воды [31].

Кроме того, существует необходимость в термозаводнении на месторождениях с маловязкой нефтью, где температура насыщения нефти парафинами практически равна начальной пластовой температуре. Например, в Казахстане на месторождении Узень применялось нагнетание горячей воды в пласт, которое позволило увеличить охват заводнением, тем самым повысить коэффициент увеличения нефтеотдачи (КИН) на 12 %.

2. *Закачка насыщенного или сухого пара.* Эффективность прогрева нефтенасыщенного пласта паром выше, чем горячей водой ввиду более высокого теплосодержания (энтальпии). Чем суше водяной пар, тем больше его энтальпия, а значит выше эффективность прогрева. На промысле генерируют пар докритических параметров, со степенью сухости не более 80 %. Эффективность закачки пара и прогрева целевого пласта определяется паронефтяным соотношением (ПНО), при ПНО <3 внедрение технологии считают успешным [15].

При проектировании и внедрении технологии закачки пара необходимо предварительно оценить диапазон температур при котором происходит снижение вязкости нефти, а затем выбрать термобарические свойства водяного пара, например, рабочее давление и температуру его генерации.

2.1. *Площадная закачка пара* заключается во фронтальном вытеснении нефти из пласта. Основными факторами, увеличивающими нефтеотдачу, можно выделить снижение вязкости нефти, термоупругое расширение пластовых флюидов, интенсификация капиллярной пропитки. Однако у площадной закачки паром существует ряд недостатков: низкие темпы отбора нефти, высокое ПНО (>5), прорывы теплоносителя в зоны преимущественной фильтрации, низкая технологическая эффективность в пластах с толщиной менее 10 м при наличии зон низкой проницаемости ($<10 \cdot 10^{-3}$ мкм²) [2].

2.2. *Технология парогравитационного дренажа (ПГД, SAGD)* впервые была проведена на Ярегском месторождении в СССР, а свое развитие получила уже в Канаде при разработке битуминозных песков на месторождениях: Cold Lake, Primerose и др. [99, 15].

В традиционном варианте эта технология реализуется проводкой пары НС и ДС с длиной горизонтальных окончаний 300-1000 м, располагающихся одна над другой на расстоянии 10 м. Пар закачивается через НС для нагрева нефтенасыщенного пласта и, таким образом, снижается вязкость нефти, что способствует ее движению в ДС под действием гравитационных сил. По мере прогрева пласта образуется паровая камера, которая постепенно расширяется. Существует

адаптация данной технологии для тонких нефтяных оторочек: закачку пара и отбор нефти проводят последовательно в одной скважине. Основными преимуществами технологии являются высокий КИН (до 70 %) и возможность разработки пластов, содержащих нефть с вязкостью более 50000 мПа·с.

Ключевой недостаток данной технологии – высокие затраты на генерацию пара, включая водоподготовительные и топливо-подготовительные работы. Известно, что на 1 м³ добываемой нефти приходится около 4 м³ котловой воды [68]. Опыт разработки Ашальчинского месторождения демонстрирует резкое обводнение ДС до 70,8 – 99,7 % на начальной стадии разработки и низкие дебиты по нефти до 0,1 - 4 т/сут. По мере дальнейшей эксплуатации месторождения обводненность продукции снижалась, а дебит по нефти увеличивался и затем стабилизировался. Это связано с увеличением объема паровой камеры и поднятием переходной зоны насыщенной пароводяной смесью. Со временем паровая камера достигла кровли пласта и создала условия для максимально возможного притока нефти. Кроме того, необходимо закладывать в проектирование проектов при расчете и обосновании экономических характеристик затраты на установление гидродинамической связи между НС и ДС [31].

По опыту разработки месторождений ВВН и СВН Кубы к недостаткам технологии SAGD можно отнести необходимость постоянного контроля закачки и добычи для предотвращения прорыва теплоносителя в ДС, а также в вышележащие отложения и вплоть до дневной поверхности. Поскольку глубинно-насосное оборудование работает в жестких температурных режимах, существует вероятность прорыва газа на прием насоса и солеотложения внутри оборудования, что в совокупности ограничивает давление закачки пара [15].

Геолого-физическими ограничениями данной технологии являются: повышенная водонасыщенность в кровле пласта, слоистая неоднородность вследствие наличия глинистых и водоносных линз, малая толщина пласта до 10 м, высокая вертикальная и горизонтальная неоднородность, наличие газовой шапки и подстилающей воды.

3. *Внутрипластовое горение (ВГ)* подразумевает собой закачку в НС окислителя, в частности воздуха или парогазовой смеси (сухое внутрипластовое горение). Технология ВГ наиболее эффективна в условиях высокопроницаемых, однородных песчаников. С целью установления гидродинамической связи между НС и ДС предварительно закачивают пар. После обеспечения необходимой гидродинамической связи между зоной нагнетания и зоной отбора проводится инициирование процесса горения окислителя. Механизм горения заключается в фильтрации легких углеводородных (УВ) фракций в более проницаемые зоны пласта, а более тяжелые фракции выгорают, генерируя тепло и осуществляя поддержку фронта горения вглубь пласта.

Опыт внедрения ВГ на одном из месторождений штата Луизиана подробно описан в работе [94]. На сегодняшний день за счет технологии внутрислового горения было добыто $>0,95$ млн м^3 нефти из 1,56 млн м^3 начальных извлекаемых запасов (НИЗ), что позволило достичь коэффициента извлечения примерно 60 %.

Одной из разновидностей ВГ является технология от «носка к пятке» (ТНАИ), которая применяется в основном при добыче битумов. Воздух закачивается в вертикальную НС, а флюида отбирают в скважине с горизонтальным окончанием [45, 46]. В условиях месторождения Whitesand (Канада) были получены следующие результаты от внедрения технологии ТНАИ в рамках опытно-промышленных работ (ОПР). При горении происходит улучшение качества продукции за счет выгорания и консервации битума (вязкостью 1850 мПа·с), остающегося после опережающей фильтрации легких фракций, что способствует увеличению КИН до 70 %. В ходе ОПР для данных геолого-физических условий были обоснованы рентабельная глубина (<800 м) и толщина пласта (<45 м) для успешного внедрения указанной технологии.

1.3.2 Физико-химические методы воздействия на пласт

Физико-химические МУН направлены на увеличение охвата и вытеснения заводнением или отдельно каждого из данных показателей за счет следующих механизмов: выравнивание проводимости пластов; перераспределение фильтрационных потоков в пласте за счет блокирования высокопроводимых зон химическими составами; снижение подвижности закачиваемой воды, относительно нефти; снижение межфазного натяжения на границе раздела фаз нефть-вода; снижение поверхностного натяжения на границе нефть-горная порода; гидрофобизации порового пространства в фильтрационном потоке и др. Практически все ФХМУН можно по масштабу применения разделить на малообъемные и большеобъемные закачки.

Малообъемные закачки применяются для перекрытия отдельных высокопроницаемых интервалов пласта, и как следствие, подключением в разработку ранее недренируемых областей путем проведения водоизоляционных работ (ВИР). Основная цель внедрения ВИР – извлечение остаточных запасов нефти, которое достигается перераспределением кинематики потоков нагнетаемого агента, путём ликвидации высокопроводимых каналов, и как следствие, подключением в работу ранее не дренируемых областей за счет блокирования каналов нерастворимыми осадками или гелями. Водоизоляционные работы классифицируют на выравнивание профиля приемистости (ВПП), ограничение водопритока (ОВП) и потокоотклоняющие технологии (ПОТ) [20]. Данные мероприятия становятся особенно актуальными при добыче ВВН и СВН ввиду частых прорывов теплоносителей в уже охваченные воздействием зоны [31].

К гелеобразующим относят реагенты, способствующие образованию пространственных гелеобразных систем с неорганической или органической твердой фазой высокой степени дисперсности с водной или неводной дисперсной средой. Механизм гелеобразования состоит в коагуляции золь с последующим развитием пространственной сетки в результате молекулярного сцепления частиц дисперсной фазы. Образование гелей может происходить в случае коагуляции лиофобного и лиофильного золь, где с помощью первого образуются осадки агрегатов частиц, во втором случае образуются студенистые осадки. Таким образом, одними из основных свойств гелей являются пластичность, тиксотропия, упругость, коагуляционная структура и др.

Гелеобразующие реагенты классифицируют по типу используемого реагента [8]:

- полимеры акриловых кислот и их производных;
- производственные целлюлозы (сложные и простые эфиры целлюлозы);
- предельные полимеры, полиолефины;
- вязкие нефти, эмульсии и другие нефтепродукты;
- нефтерастворимые смолы и латексы;
- неорганические агенты.

Различают гелеобразующие реагенты по типу формируемого из них состава [39].

1. Силикатные составы. Взаимодействуют, как правило, с ионами поливалентных металлов или другими агентами с образованием осадков в виде CaSiO_3 , MgSiO_3 , $\text{Mg}(\text{OH})_2$, $\text{Ca}(\text{OH})_2$ или гелеобразных систем. Одним из широко используемых на сегодняшний день реагентов ВИР является жидкое стекло (ЖС). В кислой среде ЖС образует коллоидные растворы кремниевой кислоты, со временем золи переходят в гели. Гели, образованные в кислой среде, более прочные, чем структурированные в щелочной. В нейтральной среде в присутствии поливалентных металлов ЖС образует нерастворимый осадок. Растворы жидкого стекла имеют низкую вязкость и способность к фильтрации при относительно низкой проницаемости ($0,01$ – $0,03 \text{ мкм}^2$), образуют устойчивые и достаточно прочные гели, стабильные до 200°C и более в лабораторных условиях.

Ограничениями в применении данной технологии являются высокая расчлененность продуктивного пласта, отсутствие возможности контроля и регулирования гелеобразования. Данная технология в России применяется преимущественно в р. Татарстан на месторождениях ВВН и СВН в НГДУ Азнакаевскнефти, Альметьевскнефти, Бавлывнефти, Джалильнефти и Елховнефти. На опытных объектах компании ПАО «Татнефть» обработано более 100 скважин, за период применения дополнительная добыча составила более 250 тыс. т нефти, в среднем дополнительная добыча нефти на одну обработку составила 2300 т.

2. Гелеобразующие на основе неорганических реагентов. К ним относится ГАЛКА-термогель-С, образующийся в ходе гидролиза солей алюминия, карбамида и воды. Составы «РОМКА», «МЕТКА» получены на основе водных растворов метилцеллюлозы, роданистого аммония и карбамида [1]. В отличие от МЕТКИ состав РОМКА является необратимым при нагревании. Одним из основных механизмов регулирования гелеобразования данных составов выступает температура 20-350 °С и 30-200 °С соответственно для перечисленных технологий. Данные составы обладают следующими преимуществами: способны снижать набухаемость глин, устойчивы при минерализации пластовых вод пласта коллектора до 4000 мг/л, способствуют снижению проницаемости горной породы до 35 раз. Проникающая способность данных составов ограничена проницаемостью пласта-коллектора 0,01 мкм²-10 мкм². Недостатками данных технологий является их недолгосрочная стабильность в пластовых условиях (до 1 года). В 2011 г. при закачке через НС состава ГАЛКА в высокопроницаемые зоны нефтяного пласта месторождения Эмлиххайм Германии, эффект от применения технологии ГАЛКА наблюдался в 3 из 5 реагирующих скважинах, по 2 ДС наблюдалось динамика снижения суточного дебита нефти и роста обводненности продукции.

Технологии с применением композиции МЕТКА промышленно используются на месторождениях России и Омана. В 2005-2006 гг. успешно проведены работы по ОВП на месторождениях ВВН и СВН месторождения Гаошен при пароциклических обработках (ПЦО), в 2007 г в 9 скважинах месторождений Ликваер, Джибаль и Далила (Оман). В 2014-2015 гг. на пермо-карбоновой залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения успешно проведены работы по ограничению водопритока на участке паротеплового воздействия. Дополнительно добытая нефть (ДДН) по 5 скважинам суммарно составила 11 тыс. т за 1,5 года, в среднем на 1 скважинно-операцию пришлось по 2100 т нефти.

Неорганические составы «ГАЛКА-термогель-С» применяются при разработке ВВН Усинского месторождения, залежь которого охвачена паротепловым воздействием. Вследствие однородности свойств и низкой вязкости закачиваемых водных растворов ГОС применимы в низкопроницаемых коллекторах [1]. В 2007–2010 гг. выполнено 87 скважино-операций по увеличению эффективности пароциклических обработок (ПЦО) – ограничения водопритока с применением композиций ГАЛКА-С. Объём закачки композиции составлял от 80 до 160 м³. После закачки композиции ГАЛКА-С наблюдается увеличение дебитов по нефти от 2,5 до 24 т/сут, на 20-30 % выше, чем в среднем от ПЦО, снижение обводнённости до 30-35 %. Средняя дополнительная добыча составила 981 т на 1 обработку скважины, средний прирост дебита нефти составил 6 т/сут.

3. Водорастворимые полимеры. Полимерные гелеобразующие системы обычно состоят из водорастворимого полимера или мономеров со сшивателями и вспомогательных реагентов.

При водоизоляции пластов с ВВН и СВН, разрабатываемых с применением тепловых агентов, обязательным условием является термостабильность полимерных составов. В окружении нагнетательной скважины наблюдается максимальная температура, а по мере удаления рабочего агента от НС требования к термостойкости растворов полимеров уменьшаются пропорционально уменьшению температуры.

Первая группа технологий включает в себя полимерные системы, сшиваемые в пласте, в виде раствора – геланта, закачивают в целевые зоны, где после определенной временной выдержки они образуют трехмерные структуры в пористой среде [106]. К данной группе относятся системы на основе полиакриламида (ПАА), синтетических (неорганических) полимеров (полиакрилонитрил, поливиниловый спирт, терполимеры и др.) и биополимеров полимеров, сшиваемых в пласте солями трехвалентных металлов. Разработаны полимерные составы, которые образуют в пластовых условиях гель за счет последовательной закачки оторочек компонентов [24, 26].

В диссертации [30] приведено подробное обоснование перспективности применения синтетических полимерных составов для внутрипластовой изоляции терригенных коллекторов. Обосновано, что полимерный состав на основе ПВС обладает высокой пластической прочностью, низкой начальной эффективной вязкостью, низким критическим напряжением сдвига, высокой адгезией по отношению к водонасыщенному образцу керна, что связано большой полярностью молекул полимера вследствие наличия полярной гидроксильной группы.

В работе [32] представлен обзор существующих температуроустойчивых систем на основе известных биополимеров. Наиболее распространенным составом в отечественной промышленности является состав на основе ксантана с добавлением соли многовалентных металлов, данный состав образует прочный и устойчивый к большим сдвиговым усилиям в пласте гель, способный сохранять свои физико-химические и реологические свойства в условиях широкого диапазона pH пластовой воды, однако подвержен окислительной деструкции и термодеструкции при 80 °С. Перспективными к промышленному внедрению являются составы на основе велана, диутана, склероглюкана и шизофиллана, их водные растворы сохраняют стабильность свойств до 130 °С. Недостатком указанных биополимеров можно отметить их высокую (>20 млн Да) молекулярную массу (ММ) и подверженность окислительной деструкции. Таким образом, при внедрении полимерных систем на основе перечисленных полимеров необходимо обеспечивать бескислородную среду на этапе приготовления водного раствора, тщательно подбирать рецептуру состава для обеспечения условий прокачиваемости в поровое пространство пласта.

Вторая группа технологий включает предварительно сформированные гели, сшиваемые на дневной поверхности перед непосредственной закачкой, которые делятся на четыре типа:

объемные гели, гели с предварительно сшитыми частицами, микрогели [33, 37] и гели с дисперсными частицами. Практически >20 лет такие технологии успешно применяются на месторождениях Китая и США [56, 107]. На месторождениях Западной Сибири в условиях высоких пластовых температур применялись технологии предварительно сшитых полимерных систем «РИТИН-10», «Темпоскрин» [57] и ряд других.

Высокотемпературоустойчивый гель с предварительно сшитыми частицами, описанный в работе [89], может набухать более чем в 30 раз по сравнению с его первоначальным объемом в минерализованной воде с различными ионными связями. Термостабильность геля НТ-PPG оценивалась в течение более 370 дней в растворах различной минерализации при различных коэффициентах набухания частиц геля. Прочные, устойчивые к сверхвысоким температурам гидрогелевые составы были синтезированы из мономеров диметилацетамида (DMA) и 4-стиролсульфоната натрия (NaSS) со сшивающим агентом дивинилбензолом (DVB). Использование термостабильного сшивающего агента с содержанием мономера DVB дополнительно помогло создать стабильные ковалентные связи внутри гидрогеля, что сделало его прочным. Лабораторными методами анализа было установлено, что образуемый гель термостабилен при высоких температурах (>150 °C) в течение более 18 месяцев. На данный момент не было найдено упоминания об апробировании данного состава в пластовых условиях.

Известна технология «Bright water», механизм работы которой состоит в закачке в пласт субмикронных частиц (0,1-1 мкм), увеличивающие свой размер в 5-10 раз в пластовых условиях, в результате образуется микрогель с размером дисперсной фазы порядка 10 мкм [37]. Известна группа технологий, механизм которых основывается на образовании наногелей. Принципиальное их отличие от микрогелей – размер частиц дисперсной фазы в водном растворе в среднем достигает порядка нанометра. Обычно наногели полимеризуются с использованием мономеров и сшивающих агентов, которые превращают полимеры из линейных структур в трехмерные. Физико-химические свойства наногеля, в том числе его коэффициент набухания и прочность, можно регулировать концентрацией сшивающего агента [95]. Микрогели и наногели представляют собой чаще всего обратные эмульсии. Граничными условиями применения таких технологий являются минерализация пластовой воды не более 250 мг/л, проницаемость породы >0,1 мкм² [37].

Водонабухающие гели с предварительно сшитыми частицами и микрогели, содержащие водопоглощающие карбоксильные ($-COOH$) и амидные ($-CONH_2$) группы обладают эластичностью и прочностью, достаточной для того чтобы блокировать каналы воды в нефтяных пластах и ограничивать добычу воды. Гели с предварительно сшитыми частицами широко применяются на нефтяных месторождениях для контроля охвата пластов заводнением из-за простоты в приготовлении и закачки, а также контроля качества геля по сравнению с

традиционными полимерными гелями, сшиваемых в пласте [9]. К недостаткам можно отнести высокую стоимость реагентов, сложность процесса приготовления в полевых условиях.

Полимер-дисперсно-волокнуто-наполненные системы (ПДС) отнесены к подгруппе технологий, из-за наличия в композициях раствора полимера и коагулирующего наполнителя (глинопорошок, древесная мука и др.). Глина и древесная мука в пластовых условиях не подвергаются разложению, таким образом происходит коагуляция ПЗП. Одними из основоположников исследования полимер-дисперсных систем в России стали Газизов А.Ш. и Газизов А.А. Разработанные ПДС устойчивы к большим сдвиговым усилиям в пласте и способны увеличить КИН до 15 %. Составы получили свое широкое распространение при проведении ВИР на месторождениях Западной Сибири и Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (НГП). Основным недостатком данных технологий является их узкие границы применимости по температуре ($<60\text{ }^{\circ}\text{C}$), связанные с термодеструкцией ПАА. Термостабильность системы можно улучшить до $120\text{ }^{\circ}\text{C}$ при применении ПАА с присадками в виде термостабилизирующих мономеров, например, *n*-винил-пирролидона [41].

Одной из широкоиспользуемых технологий на данный момент в России является “АС-CSE-1313 марка А” [25] содержащая полиакриламид (ПАА), сшиватель (ацетат хрома III) и наполнитель – тонкодисперсный реагент АС-CSE-1313 – марка В. В результате лабораторных испытаний было установлено, что скорость гелеобразования прямо пропорциональна температуре среды. Данный состав имеет следующие преимущества: высокая проникающая способность в пласт, снижение коррозионной активности подземного оборудования, низкая начальная вязкость состава ($2,5\text{ мПа}\cdot\text{с}$), регулируемое гелеобразование, стабильность и устойчивость состава во времени в условиях $20\text{--}90\text{ }^{\circ}\text{C}$. Недостатком данного состава является узкий диапазон температур, в котором состав сохраняет свои заявленные свойства.

В третью группу технологий выделены пена-гелевые системы, применяемые с целью увеличения вытесняющей способности воды. Такие системы, в основном, применяются в рамках проведения большеобъемных закачек при заводнении пенными системами. Однако имеется опыт применения пен в рамках ВПП и ОВП [73, 77]. Эффективность использования вспененных гелей для ВИР связана со спецификой образования пространственной структуры геля в пористой среде: система обладает свойствами пен (глубоко проникает вглубь пласта, улучшает вытесняющую способность воды) и свойствами непроницаемых гелевых систем (перераспределяет потоки воды в пласте, увеличивает охват заводнением). Для поддержания пространственной структуры пены, в раствор добавляют полимеры акриловых кислот и сшиватели. Образование пенной системы в пласте происходит насыщением оторочки пенообразователя газом, поэтому становится возможным утилизация углекислого и попутного газа, а также уходящих газов промышленных

предприятий. Как правило, требуется более одного пенообразователя, поскольку период полураспада большинства пенообразователей составляет менее 10 мин. [79].

Необходимо отметить, что «вспененные гели», на сегодняшний день являются слабо изученными системами, в то же время достаточно перспективными. Можно предположить, что с целью улучшения их стабильности в высокотемпературных условиях необходимо использование более дорогостоящих реагентов. Неисследованным остается вопрос стабильности пенных систем в целях ВПП, и последующим полимерным заводнением.

Большеобъемные закачки имеют следующие основные механизмы работы при добыче ВВН и СВН. Первый – заключается в загущении нефтевытесняющей воды с целью уменьшения ее подвижности относительно нефти. Второй механизм направлен на снижение межфазного натяжения на границе раздела водный раствор-нефть с образованием микроэмульсии. Третий направлен на доотмыв нефти с поверхности породы. Специфика большеобъемных закачек состоит в непрерывном нагнетании химического агента с последующим созданием равномерного фронта вытеснения нефти в продуктивном пласте.

На сегодняшний день существуют три наиболее широко применяемых технологии в отношении добычи ВВН и СВН: полимерное заводнение (ПЗ), ПАВ-полимерное заводнение (ПАВ-ПЗ), щелочь-ПАВ-полимерное заводнение (щелочь-ПАВ-ПЗ).

1. Полимерное заводнение представляет собой добавление в воду загущающих агентов – порошкообразных или эмульсионных полимеров, повышающих вязкость воды относительно добываемой нефти. Для реализации технологии полимерного заводнения применяют полимеры акрилового ряда со степенью гидролиза 30 %. Средняя концентрация полиакриламида (ПАА) составляет 0,05 - 1 мас. %.

Зарубежом реализованы более 300 успешных проектов по полимерному заводнению, развернуты проекты на месторождениях Канады (Пеликан Лейк) [64], Омана (Мармул) [74], Китая (Дацин) [60, 99] и др. Однако в современной России полимерное заводнение и его модификации проводились только в рамках трех пилотных испытаний на месторождениях Восточно-Мессояхское (2) и Москудьинское (1) [69, 70].

Одним из ключевых критериев выбора полимера для закачки полимерного раствора в пласт являются минерализация пластовых вод и термобарические условия. Наиболее широко используемыми полимерами для реализации данной технологии являются полиакриламид и ксантан. Полимерные растворы подвергаются термодеструкции при температурах 60 и 80 °С соответственно. В отличие от ПАА ксантановый биополимер является более устойчивым к солям жесткости. Установлено, что взаимодействие с кислородом приводит к окислительной деструкции полимерного раствора, поэтому на этапе приготовления необходимо обеспечить

герметичные условия. Таким образом, отсутствие кислорода и двухвалентных катионов (в случае с ПАА) могут обеспечить стабильность полимерного раствора при температуре до 120 °С.

При закачке полимеров в условиях температур до 95 °С мировой опыт показывает возможность внедрения в состав полимерной цепи мономер акриламидной трет-бутилсульфоновой кислоты (АТБС). Данная присадка усиливает стабильность ПАА и при высокой минерализации. Повышая температурный предел вплоть до 140 °С для сохранения стабильности раствора полиакриламида добавляют N-винилпирролидон (NVP), однако недостатками данной присадки являются сравнительно большие концентрации полимера, что увеличивает затраты на реализацию технологии.

Анализируя ключевую литературу в рамках исследования технологии полимерного заводнения для разработки высоковязких нефтей, можно выделить следующие преимущества [37, 52, 89]:

1) возможность применения технологии при разработке ВВН и СВН при вязкости флюида до 8000 мПа·с (опыт месторождения Пеликан Лейк, Канада).

2) равномерная выработка запасов без образования языковых прорывов воды за счет внедрения на ранних стадиях разработки.

3) возможность внедрять методы экологически осознанного менеджмента – минимальное воздействие полимера на окружающую среду.

К недостаткам данной технологии можно отнести:

1) возможные языковые прорывы воды при чередовании закачки полимера и воды [62- 64].

2) высокая стоимость полимеров. В контексте внедрения полимерного заводнения в РФ, имеет место ряд сложностей в плане производства полимеров. Известно, что в РФ нет мощностей по производству полимеров в промышленном масштабе для реализации технологий большеобъемных закачек. Таким образом, стоимость внедрения технологии на промысле будет высокой из-за импорта полимеров из других стран. Основными производителями полимеров являются: Китай (Bluwat), Франция (SNF), Германия (BASF), США (Surtec) и т.д.

3) высокая удерживаемость полимера в породе, особенно с глинистыми включениями, что вынуждает промышленность использовать модифицированных сополимеров, например, с использованием сополимеров таких как АТБС или NVP.

4) частичная или полная потеря приемистости из-за не качественно подготовленной воды, плохого качества полимера и/или некорректно подобранной концентрации полимера [101].

5) минимальный эффект от внедрения технологии при очень высокой степени неоднородности по проницаемости (>10 ед).

6) термодеструкция и окислительная деструкция для традиционных видов полимеров.

7) деструкция полимера ввиду повышенной минерализации пластовых вод. В случае высокой минерализации необходимо превышение концентрации полимерного раствора для компенсации деструктированной части состава примерно в 2 раза.

8) отличие полимеров, применяемых для малообъемных закачек, от полимеров, внедряемых в технологии полимерного заводнения состоит в молекулярной массе: для полимерного заводнения выбирают как правило полимеры с ММ >14 млн Да. У точечных закачек по статистике единица массы низкомолекулярного (<14 млн Да) полимера стоит дороже, однако данная технология требует меньшего объема полимера [92].

9) для обеспечения прокачки в пласт загущенной воды в рамках технологии полимерного заводнения необходим специальный комплекс установок по хранению, подготовке, приготовлению раствора и закачке его в пласт. На текущий момент данный комплекс существует у зарубежных компаний, например, SNF (Франция). Однако для проведения водоизоляционных работ, необходимы широко распространенные в РФ установки для проведения капитального ремонта скважин (КРС): кустовая установка дозирования реагентов (КУДР), цементируочный агрегат (ЦА) и др. С точки зрения технического оснащения, технологии ВИР являются наиболее простыми.

2. Заводнение растворами поверхностно-активных веществ (ПАВ). Существует два основных механизма работы заводнения растворами ПАВ. Первый состоит в снижении поверхностного натяжения на границе раздела нефть-порода, которые приводит к доотмыву нефти, ее захвату и выносу в общий поток воды. А второй механизм заключается в снижении межфазного натяжения на границе раздела фаз водный раствор-нефть для образования микроэмульсии. Коэффициент извлечения нефти при ПАВ-заводнении может достигать до 0,5 д.ед. [67].

Основными недостатками закачки водных растворов ПАВ является высокая стоимость реагентов и чувствительность растворов ПАВ к повышенной минерализации и высоким температурам. Ввиду высокой адсорбции ПАВ на горной породе и его выносом в общий поток флюидов без совершения полезной работы, в целях сохранения свойств ПАВ и снижения его потерь, и, как следствие, сокращения эксплуатационных затрат вводят растворы щелочи. Такая технология получила название ПАВ-щелочное заводнение. Наибольший эффект в отношении добычи ВВН и СВН достигим при добавлении цикла закачки полимерного раствора к «холостому» ПАВ-заводнению или циклов закачки щелочи, ПАВ и раствора полимера или закачки щелочь-ПАВ-полимерного раствора, приготовленного на дневной поверхности [53, 65].

ПАВ – полимерное заводнение заключается в закачке растворов ПАВ (вместе с со-растворителями, стабилизаторами и т. д) и полимеров для достижения синергетического эффекта в отношении добычи нефти. При ПАВ-ПЗ содержание ПАВ, как правило, составляет до 2 мас. %.

Однако на рынке появляются современные ПАВ, способные проявлять свои свойства при более низких содержаниях ($<0,5$ мас. %). Увеличение КИН может составлять до 18 % [91].

Наибольшее распространение технология ПАВ-ПЗ получила в Китае, с 2003 г. было проведено более 10 пилотных проектов, среди которых были ОПР по добыче ВВН. В работе [99] отмечаются результаты ПАВ-ПЗ на месторождении Дацин и на месторождении Шенгли, вязкость нефти которых в пластовых условиях составляла 33,7 и 66,9 мПа·с соответственно. На опытных участках месторождений Дацин и Шенгли дополнительная добыча нефти составила 12 % и 10 % соответственно от традиционного заводнения.

Щелочь-ПАВ-ПЗ представляет собой закачку растворов щелочи, ПАВ и полимера, которые позволяют увеличить нефтеотдачу до 30 %. Известно успешное применение щелочь-ПАВ-ПЗ на месторождении Муни в Канаде, где добывается нефть с плотностью 959 кг/м³ и вязкостью 150 – 1500 мПа·с из низкотемпературного пласта с глубиной залегания 900 м [108]. На 2014 г. дебит нефти составлял 400 м³/сут при приемистости НС в среднем 1600 м³/сут. Оторочка щелочи была представлена водным раствором Na₂CO₃ (1,25 мас. %), оторочка ПАВ – анионногенной группой (0,15 мас. %), а в качестве водного раствора полимера использовали частично гидролизированный полиакриламид (2200 мг/л).

К ограничениям применения щелочь-ПАВ-ПЗ можно отнести: большие расходы реагентов и высокие капиталовложения из-за применения комплексных технологических установок. Так, например, на месторождении Муни в сутки необходимо использовать около 55 тонн кальцинированной соды, 11 тонн сухого полимера и 7 м³ ПАВ [108]. И в сравнении с ПАВ-ПЗ технологические установки щелочь-ПАВ-ПЗ стоят в 2-3 раза дороже в связи с необходимостью умягчения воды [37].

В породах, сложенных песками и песчаниками, широко применяют анионные ПАВ. Для глинизированных коллекторов используют катионные ПАВ вследствие низкой адсорбции на поверхности породы. Неионогенные ПАВ (НПАВ) обладают способностью хорошо растворяться в пластовых водах, не давая осадка. В качестве НПАВ широко применяют оксиэтилированные алкилфенолы (Hostapal CV, Nonal, Syptopan), сульфонолы, сульфэтоксилаты, алкил- сульфонаты, реагенты ряда ОП (ОП-4, ОП-10). Обосновано, что совместное применение неионогенных и ионогенных ПАВ приводит к созданию более стабильной водонефтяной эмульсии. С целью создания синергетического эффекта используют следующие композиции: Сепавет, Нефтенол, СНПХ-95 и др.

Заводнение растворами ПАВ в рамках как самостоятельной технологии, так и в рамках щелочь-ПАВ-ПЗ, ПАВ-ПЗ осуществляется как при малых содержаниях ПАВ, так и при больших с образованием мицелл при критической концентрации мицеллообразования.

3. Пенное заводнение. Существуют два основных механизма образования пены в пористой среде. Первый заключается в одновременной закачке газа и пенообразователя в пласт, а второй в чередующейся закачке газа и пенообразователя: «Surfactant alternating gas» (SAG) и «Foam assisted water altering gas» (FAWAG). FAWAG является разновидностью технологии чередующейся закачки воды и газа «Water altering gas» (WAG), которая в основном направлена на разработку вязких нефтяных оторочек с подстилающей водой и газовой шапкой [97].

Пеной может быть дисперсная система, имеющая ячеисто-пленочную сотообразную (эдритическую) структуру. Способность пены сохранить свою специфичную структуру (долговечность) является одним из главных критериев дисперсной системы. На долговечность пен влияют природа и содержание применяемых пенообразователей, их дисперсность, минерализация и водородный показатель растворов пенообразователей, совместимость раствора с пластовыми флюидами, термодинамические условия и др. Долговечность пены увеличивается по мере удлинения углеродной цепи нефти: пена наиболее стабильна при контакте с более вязкой нефтью. В качестве стабилизатора пен выступают, как правило, наночастицы, энзимы и полимеры такие как кстантан, склероглюкан, полиакриламид и др.

Механизмы образования и разрушения пены во многом зависят от соотношения размеров пор и трещин, от физико-химических свойств нефти. Пена в пористых средах представляет собой дисперсную газовую фазу в непрерывной водной среде, состоящей в основном из тонких пленок - ламелей. В пористой среде пена формируется посредством закачки диоксида углерода, азота, водяного пара и других газов, в непрерывную водную среду, содержащую ПАВ. В последнее десятилетие уделяется внимание технологии закачки в водный раствор ПАВ диоксида углерода в качестве компонента пенообразования [54].

По опыту применения пенного заводнения в СССР, США и Норвегии увеличение коэффициента нефтеотдачи может достигать 20 % [97]. В качестве основных пенообразователей можно выделить три группы реагентов: низшие и средние гомологи: спирты и жирные кислоты; вещества, растворимые в воде, образующие коллоидные и полукolloидные растворы; вещества, нерастворимые в воде и образующие на ее поверхности мономолекулярные пленки при испарении капли раствора в летучем неполярном растворителе углеводорода.

На сегодняшний день открыт вопрос исследования влияния молекулярной массы полимеров на стабильность пены, открытым вопросом является выбор химического заряда полимеров и их влияния на физико-химические свойства пен. В планировании и проведении лабораторных исследований нераскрытыми остаются вопросы создания пенной системы в динамике, при закачке в образец горной породы, оценка коэффициента стабильности пены в заданных термодинамических условиях, контроль и регулирование размера ячейки пены, и ряд других нерешенных вопросов.

1.3.3 Комбинированные технологии

Комбинированными называют технологии, содержащие в себе синергетический эффект от других методов увеличения нефтеотдачи. В данной подглаве рассматриваются комбинация химических и тепловых МУН. По объему закачиваемого рабочего агента можно выделить малообъемные и большеобъемные закачки.

1. Малообъемные закачки. К малообъемным закачкам можно отнести применение термостойких водоизолирующих составов для перекрытия высокопроницаемых интервалов пласта с дальнейшей возможностью включения в разработку незадействованных зон пласта тепловым агентом. К закачиваемой химической композиции должны выдвигаться ряд требований в зависимости от геолого-физических условий пласта-коллектора: селективность, термостабильность при температурах >100 °С, регулируемое гелеобразование, устойчивость к сдвигающим усилиям, способность выдерживать большие градиенты давлений, высокая проникающая способность и др.

На данный момент уделяется особое внимание разработкам составов, имеющих высокую термостабильность [90, 113].

При разработке высокотемпературоустойчивых (>130 °С) составов в качестве полимерной основы могут быть рассмотрены биополимеры, способные сохранять заявленные свойства в водном растворе, наиболее перспективными являются полисахариды [82, 85, 98, 109]. При проектировании ГТМ необходимо учитывать их высокую стоимость, хотя с другой стороны, эффекты от их внедрения в сравнении с составами на основе полиакриламида и ксантана могут оказаться выше с точки зрения долгосрочной стабильности реологических и физико-химических свойств гелевой пачки, а, следовательно, прироста коэффициента охвата и соответственно коэффициента извлечения.

Следует отметить, что внедрение паро- и водоизоляционных работ на месторождениях ВВН и СВН разрабатываемых тепловыми методами значительно утяжеляет операционные затраты за счет приобретения, транспортировки и хранения известных коммерческих реагентов. В этой связи в качестве основных реагентов следует рассмотреть отходы промпредприятий, содержащие в себе необходимые компоненты. Перспективными отходами являются, например, лигнин-шлам целлюлозно-бумажных комбинатов, высокое содержание биополимера лигнина (40-60 %) в составе шлама может быть использовано в качестве полимерной основы для гелеобразующих составов.

В качестве сшивателей для полимерных составов могут быть рассмотрены отходы, содержащие в себе многовалентные катионы металлов, например, отходы металлургического комплекса: красный шлам. Красные шламы представляют собой остаток выщелачивания бокситов раствором NaOH, поэтому содержание в них Na_2O может достигать до 12,36 %. По

данным работы, содержание основных компонентов красных шламов разных заводов следующее, %: 6,8 – 65,7 Fe_2O_3 ; 2,12 – 33 Al_2O_3 ; 0,6 – 23,8 SiO_2 ; 0,19 – 46 CaO ; 2,5 – 22,6 TiO_2 ; 0 – 12,36 Na_2O ; 1 – 30 – влага, летучие, редкоземельные металлы. На сегодняшний день накоплено около 4 млрд т красных шламов. Основное их количество не перерабатывается, а складывается в специальные шламохранилища, что может привести к опасному загрязнению окружающей среды [114].

Еще одним перспективным отходом для внедрения в качестве основного действующего реагента в рамках ПОТ можно выделить нейтрализованный хром-алюминиевый шлам вместо широко используемого сшивателя макромолекул синтетических полимеров ацетата хрома III. Известно, что отходы катализаторных шламов российских нефтехимических предприятий составляют 10-12 тыс. т/год, их воздействие представляет серьезную угрозу для окружающей среды и человека из-за содержащегося в нем токсичного шестивалентного хрома. Учеными Санкт-Петербургского Горного университета была разработана технология восстановления шестивалентного хрома до трехвалентного [86]. Таким образом, нейтрализованный катализаторный шлам может быть внедрен на промышленных объектах добычи, минимизируя экологические риски. В этой связи, полезная утилизация отходов промышленных предприятий является перспективной в рамках паро- и водоизоляционных работ (ПВИР) на месторождениях ВВН и СВН.

2. Большегобъемные закачки. Термополимерное воздействие (ТПВ) предусматривает создание в пласте оторочки горячего полимерного раствора, нагретого на дневной поверхности или предварительный прогрев пласта теплоносителем с последующим продвижением по пласту оторочки полимерного раствора. В мире на данный момент известны 2 наиболее крупных проекта термополимерного заводнения: на месторождении Мангала (Индия) и на месторождении Мишкинское (Россия).

Внедрение проекта термополимерного заводнения в рамках ОПР планируется на Тагульском НГКМ (Россия). Объект характеризуется сложным линзовидным строением пород континентального генезиса, высокой расчлененностью (8,6 ед.), наличием глинистых перемычек с различными отметками ВНК и ГНК. Месторождение является многопластовым, в разрезе выделяется пласт, запасы которого относятся к категории СВН (вязкость нефти составляет 558 мПа·с). В работе [66] на основе имеющегося опыта закачки больших оторочек химических реагентов представлены сформированные критерии по подготовке подогретого водного раствора полимера, горячей воды и холодной оторочки полимера. Кроме того, в работе представлены варианты снижения капитальных и операционных затрат на химводоподготовительные работы. В статье [80] приведены результаты лабораторных исследований на насыпных моделях кернов со схожими геолого-физическими характеристиками (ГФХ) объекта Тагульского

месторождения. Результаты 18 фильтрационных экспериментов, в которых протестировано 6 технологий добычи ВВН и СВН демонстрируют практически одинаковый коэффициент вытеснения от применения закачки горячей воды при 90 °С (60 %), при 120 °С (66,2 %), и закачки горячей воды с оторочками ПАА (63,5 %) относительно вытеснения холодной водой (44,5 %). При вытеснении полимер-щелочным (44,5 %) и ПАВ-полимерным раствором (49,9 %) наблюдались высокие градиенты давления, связанные с низкой подвижностью нефти [88].

Объект разработки месторождения Мангал FM₁₋₂ характеризуется сложным строением пород речного генезиса, высокой расчлененностью, в отличие от объекта FM₃₋₅ с более однородным строением (рисунок 3).

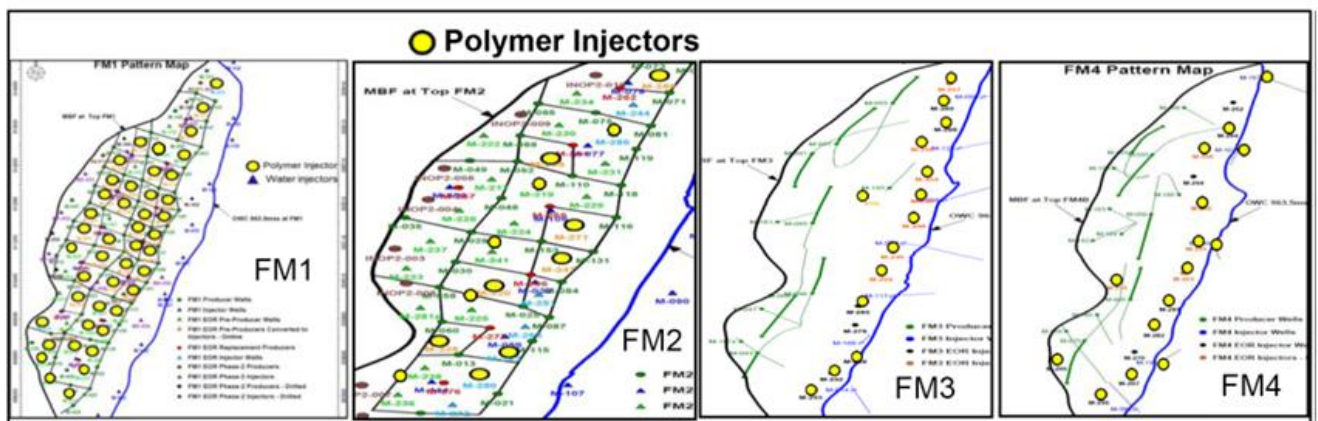


Рисунок 3 – Схема заводнения на месторождении Мангал [76]

Проницаемость пластов Фатехгарской группы составляет 0,02-20 мкм², пористость 21-28 %, нефть месторождения Мангал относят к повышенной вязкости (9-22 мПа·с), парафинистая, с температурой застывания парафина приближенной к пластовой (62 °С). С 2009 г. месторождение разрабатывалось с помощью площадного заводнения горячей водой по обращенной 9-ти точечной схеме. Результаты термозаводнения демонстрировали низкие коэффициенты охвата залежи и высокое соотношение подвижностей закачиваемого и вытесняемого агентов, поэтому позднее произошел переход к полномасштабному термополимерному заводнению по 5-ти точечной схеме [76]. Переход к закачке нагретого раствора полимера привел к увеличению нефтеотдачи залежи, снижению обводненности добываемой продукции реагирующих скважин одного из элементов на 9-15 %. В этой же работе представлены рекомендации по подготовке к закачке и контролю свойств вытесняемого агента в заявленных геолого-физических условиях.

3. Закачка растворителей и пара. В основном используют растворители, воду под высоким давлением, газ для создания улучшенной гидродинамической связи между НС и ДС. Установлено, что предварительное нагнетание азота в пласт перед основной закачкой теплоносителя способно увеличить охват паром с 34,24 % до 43,12 % [7].

Технологии с закачкой растворителей широко начали внедряться в зарубежных проектах более 10 лет назад. Первые полевые эксперименты были проведены в Канаде на месторождении Kristina Lake. В результате ОПР на данном месторождении удалось увеличить охват паром до 73 % после 25 дней воздействия. Общий объем растворителя составил 400 м³. По сравнению с другими 13 парами скважин, работающих без растворителя по технологии ПГД (SAGD), время циркуляции пара сократилось на 46 % за счет использования растворителя. А экономия пара составила около 50 % при прочих равных условиях.

Такая технология значительно снижает затраты на генерацию водяного пара по сравнению с традиционным вариантом ПГД (SAGD) при сохранении дебитов скважин и уменьшения паронефтяного отношения. В работе [100] было обосновано применение растворителей для повышения эффективности разработки СВН. При малых скоростях закачки наблюдается процесс диффузионного вытеснения нефти, а при повышении расхода закачиваемого растворителя преобладает конвективный механизм вытеснения нефти. При повышении расхода закачиваемого растворителя увеличивается коэффициент вытеснения нефти, что можно объяснить увеличением глубины его проникновения за счет конвективных сил. Конечный коэффициент вытеснения нефти соответствовал 8 %, 11,5 %, 14 % и 16 % в условиях 28, 50, 75 и 100°C.

В настоящее время известно 3 основных способа закачки растворителей:

- чередующаяся закачка пара и растворителя (SAS – steam alternating solvent), в свою очередь является модифицированной технологией SAGD с отличительной особенностью – закачкой растворителя. SAS осуществляется в несколько основных этапов. Сначала устанавливается гидродинамическая связь между скважинами с помощью пара до достижения оптимальных размеров паровой камеры. Затем происходит закачка растворителя, с последующей закачкой пара.

- совместная закачка пара и растворителя (SAP – solvent aided process). В свою очередь тоже является модификацией SAGD, как и SAS, однако закачка растворителя осуществляется совместно с паром.

- парогравитационный дренаж с закачкой расширяющихся растворителей (ES-SAGD – expanding solvent SAGD). Также, как и в SAP, при ES-SAGD в пар дозируются смесь углеводородов при низких концентрациях. Наиболее эффективными растворителями считаются те, у которых температура конденсации и парообразования приближены к водной [43]. В работе [48] отмечается перспективность технологии ES-SAGD с использованием крекированной нефти и газового конденсата. В данной работе установлено, что использование данной технологии значительно снижает ПНО и увеличивает дебит скважин по нефти. Максимальная разница в содержании асфальтенов в нефти, добытой технологией ES-SAGD с крекинговой нефтью и газовым конденсатом, по сравнению с исходной нефтью составила 3,5 % и 3,6 % соответственно.

Использование многокомпонентных растворителей в ES-SAGD улучшает энергоэффективность технологии SAGD из-за наличия легких УВ фракций, которые, как правило, снижают эффективную температуру паровой камеры.

4. Внутрипластовый крекинг нефти. Существуют исследования в области пластового крекинга, суть которого заключается в «глубинной переработке» нефти с целью уменьшения содержания асфальтенов и смол, увеличения содержания насыщенных и ароматических углеводородов, снижения молекулярной массы нефти, уменьшения содержания серы и увеличения водород-углеродного отношения (H/C) [47, 51, 78]. Существует несколько видов пластового крекинга нефти: термический, гидрокрекинг и каталитический. Концепция технологии построена на том, чтобы разорвать атомные связи между молекулами тяжелой нефти и превратить эти макромолекулы в микромолекулы.

Одним из перспективных методов восстановления нефти в пласте является каталитический акватермолиз. Реакция акватермолиза протекает при 200-320 °С и направлена на разрушение связей молекул асфальтенов, содержащихся в ВВН и СВН с помощью синергии взаимодействия пара и химических реагентов. При проектировании ГТМ необходимо учитывать не только свойства нефти, но и минералогический состав пласта-коллектора. Мировой опыт демонстрирует ряд случаев, когда в результате реакции акватермолиза вязкость нефти наоборот увеличивалась из-за образования новых свободных радикалов, которые инициируют реакции полимеризации, приводящие к образованию более крупных молекул. Технология успешно апробирована на месторождениях ПАО «Татнефть», ПАО «Лукойл» совместно с ООО «Ритек», АО «Зарубежнефть», результаты ОПР изложены в монографии [111]. В работах [81, 104] изложены результаты лабораторных исследований влияния нанодисперсии натрия и железа на компонентный состав тяжелой нефти Вишнево-Полянского и Стреловского месторождений. Результаты исследований показывают способность данных катализаторов изменять состав (снижать содержание серы, ароматических соединений серы) и физические свойства нефти (снижать ее вязкость, плотность и др.) [88].

Необходима разработка методологии подбора химических реагентов и их тестирования в лабораторных условиях перед пилотными испытаниями. Одним из пунктов скрининга реагентов, как предварительной оценки получаемого эффекта (увеличение коэффициента охвата залежи воздействием) может послужить математическое и гидродинамическое моделирование процессов глубинной переработки нефти. Следует отметить, что прогнозирование эффектов от проведения геолого-технических мероприятий с помощью создания гидродинамических моделей и построения цифровых моделей-двойников является перспективным направлением в развитии нефтегазовой промышленности в мире [71, 72]. Однако имеются ряд трудностей получения достоверных данных, среди которых можно выделить проявление нелинейных

свойств ВВН и СВН, которые зависят от компонентного состава нефти, состава химических реагентов, геолого-физических и термобарических условий; моделирование акватермолиза требует учета фазовых переходов, изменения геомеханических свойств горной породы [75], процессов теплообмена и изменения физико-химических свойств нефти.

Например, в работе [58] была построена численная модель трех циклов каталитического крекинга нефти с помощью добавления донора водорода к базовому растворителю. В качестве базовой была выбрана технология закачки олеата молибдена и муравьиной кислоты совместно с ПЦО, недостатками данной технологии были выделены образование тяжелых УВ компонентов, таких как карбены, карбоиды и кокс, кольматирующие ПЗП вертикальных скважин. Установлено, что в результате реакции акватермолиза, образованной добавлением донора водорода, увеличился коэффициент охвата воздействием за счет разрыва связей С-S и С-O и уменьшения в 1,5 раза содержания высокомолекулярных компонентов в нефти.

Данная технология является в некоторой степени новой в нефтедобывающей индустрии и многие вопросы остаются открытыми, например, до конца не сформировано целостной картины кинетики реакции акватермолиза, пока на данный момент нет методов контроля за проведением реакции и др.

1.4 Анализ разработки российских месторождений высоковязкой и сверхвязкой нефти

В данном разделе представлен российский опыт добычи высоковязкой и сверхвязкой нефти в пределах основных нефтедобывающих НГП, в разделе рассмотрены крупнейшие проекты добычи ВВН и СВН.

1.4.1 Волго-Уральская нефтегазоносная провинция

На территории Волго-Уральской НГП промышленные залежи нефти и газа находятся в средне- верхнедевонских каменноугольных и нижнепермских отложениях [3]. Высоковязкая и сверхвязкая нефть помимо содержания тяжелых углеводородных соединений характеризуется повышенным содержанием сераорганических соединений и ценных металлов (ванадий, никель и др.).

На Мордово-Кармальском нефтяном месторождении применялись технологии в рамках опытно-промышленных работ (ОПР) в 1979-1990 гг. внутрипластового горения (ВГ) и закачки теплоносителя в пласт для добычи нефти из шешминского горизонта. Система разработки залежи представляет собой обращенный семиточечный элемент с расстоянием между скважинами 100 м. Удельный расход воздуха на 1 т добытой нефти составил 3,7 тыс. м³, а теплоносителя – 6,5 т. К 2014 всего было добыто примерно 202 тыс. т нефти, из них >96 % с применением метода ВГ [10].

Кроме того, на месторождении в рамках ОПР с использованием вертикальных скважин применялись технологии паровоздушного и парогазового воздействия, однако, данные

технологии ввиду низкой экономической, технологической и энергетической эффективности не получили дальнейшего распространения. Испытания проводились на пятиточечном элементе по следующей схеме: в центральный элемент закачивали пар и воздух при одновременном отборе флюида, затем выдерживали до 7 суток на термокапиллярную пропитку. С целью улучшения гидродинамической связи между НС и ДС, через ДС закачивали паровоздушную смесь. Всего на участке было закачено 31982 тыс. т пара и 1768 тыс. т воздуха, в результате было добыто 762,3 т нефти при 1635 т жидкости. На эффективность ОНР в большей степени повлияло термодинамическое состояние нагнетаемого пара, который обладал низкой степенью сухости (<75 %). С 1981 г. разработка участка велась в основном с применением парогазового воздействия [10, 23].

С начала 2000-х и до 2010 г. на северном куполе Мордово-Кармалынского поднятия велась добыча нефти с помощью парогравитационного дренажа (ПГД, SAGD). Опыт разработки данного участка позволил в дальнейшем сформировать критерии применимости технологии SAGD в отношении взаимного расположения НС и ДС. Благоприятным расстоянием между скважинами на сегодняшний день считается >10 м [15], а на опытном участке он составлял 2-4 м [23]. К 2010 г. паронефтяное отношение (ПНО) составило примерно 12,5 т/т. Высокое соотношение нагнетаемого пара и нефти в основном связано с относительно быстрой конденсацией нагнетаемого в пласт пара из-за малого расстояния между НС и ДС. Таким образом, обводненность за время проведения ОНР выросла до 96 %. Суточная добыча нефти не превышала 6 т на период проведения испытания.

Наиболее подготовленным к промышленной разработке считают Ашальчинское месторождение. Основные геолого-физические характеристики объектов разработки изложены в работах [5, 42]. Технология добычи нефти Ашальчинского месторождения основывается на тепловых методах: парогравитационном дренировании и пароциклической обработки (ПЦО) скважин с горизонтальным окончанием. В нефтенасыщенных толщинах >10 м добыча ведется с помощью системы SAGD, а в толщинах <10 м – с помощью ПЦО. При разработке Ашальчинского месторождения с применением теплоносителя (пара) используют пяти или семиточечные схемы расположения скважин. Давление в пласте поддерживают в интервале 2-8 МПа, температура закачиваемого пара составляет в основном 110-200°C.

В 1989-2002 гг. на Ашальчинском поднятии Ашальчинского месторождения были проведены ОНР по закачке пара и парогазовой смеси через НС с горизонтальным окончанием. Однако, среднегодовые дебиты скважин составили 0,3-2,2 т/сут. и было принято решение приостановить испытания.

По данным на 2016 г. за 9 лет эксплуатации залежи СВН было добыто 1015 тыс. т нефти, больший объем которой был добыт преимущественно за счет скважин с горизонтальным

окончанием. Средний дебит 23 скважин с ПЦО в среднем за исследуемый период в 1 год составляет 5,1 т/сут против 41 скважины с SAGD со средним дебитом 20 т/сут. Однако, следует отметить, что все скважины в начальный период добычи демонстрировали высокую обводненность продукции: 70,8-99,7 %, и низкие дебиты по нефти: 0,1 – 4 т/сут. Далее обводненность продукции снижалась, а дебит скважин по нефти увеличивался и стабилизировался – это связано с увеличением объема паровой камеры, которая со временем достигла кровли пласта и создала условия для максимально возможного притока нефти.

С 2007 г. ведутся испытания по добыче СВН с помощью двухустьевой системы SAGD на опытном участке, дренируемым 3 парами скважин. К 2010 г. суммарный дебит нефти составил 100 т/сут (рисунок 4), который затем поддерживался в течение 6 лет, а ПНО составило 3 т/т.

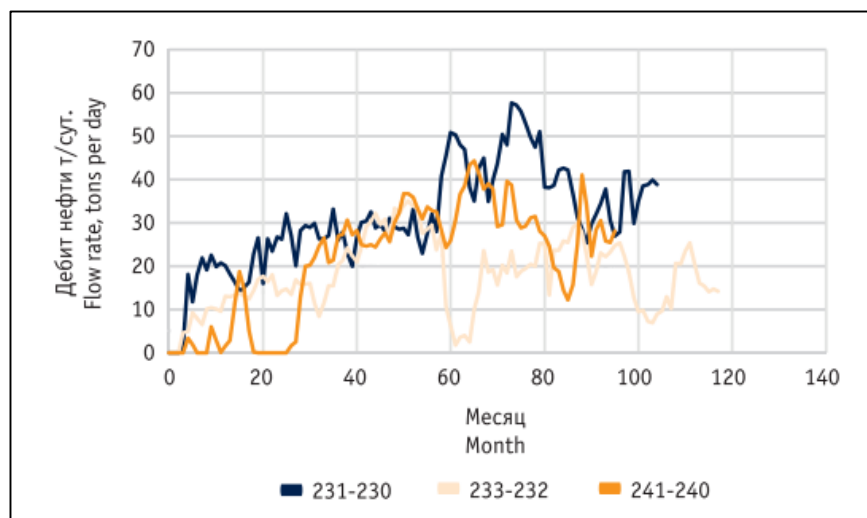


Рисунок 4 – Суточная добыча СВН двухустьевой системой SAGD [12]

Освоение ДС составило около 3 месяцев. В сравнении с одноустьевой системой SAGD, средний дебит на начальных этапах эксплуатации скважин выше примерно в 2 раза. В целом динамика добычи имеет флуктуационный характер, что является следствием цикличности процесса нагнетания и выдержки на капиллярную пропитку. С 18 месяца испытаний и на период почти 9 месяцев система скв. 241-240 была выведена из эксплуатации. Возможно данное решение было связано пескопроявлением в скважинах или с быстрым ростом обводненности продукции ДС, так как с 15 месяца наблюдается резкое и относительно длительное падение суточной добычи нефти. Резкий скачок обводненности в таких системах как правило является следствием подтягивания подошвенных вод, отсутствия контроля технологического режима закачки пара, циркуляций пара по уже охваченным зонам, как правило, в пяточную, и дальнейшей его конденсацией, что приводит к постепенному опусканию переходной зоны (зоны пароводяной смеси), а затем к мгновенному обводнению ДС. К 2016 г. выработка объекта разработки составила практически 60 % от НИЗ, коэффициент нефтеизвлечения (КИН) составил 0,408 д.ед. В целом, технология зарекомендовала себя как перспективная при схожих геолого-физических

характеристиках объекта разработки и получила признание мировым научно-практическим сообществом [15].

Опыт разработки Ашальчинского месторождения системой SAGD показал высокую обводненность ДС ($>70\%$) на начальных стадиях разработки сразу после освоения скважин с помощью предварительного прогрева паром. Кроме того, отмечается проблема поступления в скважину подстилающей воды [12, 40]. С 2016 г. ПАО «Татнефть» применяет водоизоляционные составы на основе полиакриламида (ПАА) и гауровой камеди с добавлением бактерицидов и регулятора гелеобразования. По состоянию на 2021 г. проведено 69 обработок ДС и добыто дополнительно 1700 т нефти на 1 скважино-обработку.

Осложняющим фактором добычи ВВН и СВН на Ашальчинском месторождении стали прорывы пара от НС в кровлю пласта и пяточную область системы SAGD, что как следствие сопровождается прорывом пара в ДС. Механизм обводнения ДС после конденсации пара аналогичен изложенному при эксплуатации двухустьевых скважин системы SAGD. С 2020 г. на месторождении применяются составы на эмульсионной основе с добавлением ПАА, гуара, бактерицидов и индукторов гелеобразования с целью пароизоляции прогретых теплоносителем зон. По данным компании технологический эффект от применения технологии по 10 скважинам составил 10283 тыс. т дополнительно добытой нефти. Стабильность физико-химических свойств гелевой пачки составляет менее 1 года.

Одним из осложняющих факторов работы SAGD можно отнести низкое пластовое давление, которое ограничивает давление закачки пара. В работе [16] установлено, что в условиях исследуемого участка Ашальчинского месторождения предельное забойное давление закачки пара составляет 1,85 МПа. Поскольку глубинно-насосное оборудование (ГНО) работает в жестких температурных режимах, существует вероятность прорыва газообразных продуктов в рабочую область насоса из-за отбора парожидкостной смеси, кроме этого эксплуатация зачастую сопровождается интенсивным солеотложением внутри оборудования.

Опыт разработки Ашальчинского и Мордово-Кармальского месторождений подчеркивает важность совершенствования тепловых методов. Одним из перспективных решений для повышения эффективности разработки указанных месторождений, включая снижение обводненности продукции ДС и увеличение охвата тепловыми агентами, являются комбинированные технологии, например, закачка химических составов и теплоносителей.

Разработка Ромашкинского месторождения продолжает оставаться стратегически важным проектом для нефтяной отрасли России. В настоящий момент месторождение находится на заключительной стадии разработки и широко используется для отработки новых МУН: активно используются термические (закачка пара и внутрипластовое горение) и физико-химические МУН (полимерное заводнение и его модификации, водоизоляционные работы и др.). На залежи

бобриковского горизонта Ромашкинского месторождения со средней вязкостью 30 мПа·с проводились ОПР по влажному внутрипластовому горению (ВВГ). При выполнении данных работ был выявлен ряд проблем, связанных с неполнотой утилизации кислорода закачиваемого воздуха, который стал причиной усиления коррозионного износа оборудования и усложнения процессов первичной подготовки скважинной продукции [22].

В работе [83] приведен краткий анализ результатов внедрения ПАВ-полимерного заводнения (ПАВ-ПЗ) на опытном участке бобриковского горизонта Ромашкинского месторождения. Авторы отмечают высокую минерализацию пласта-коллектора (240 г/л) как осложняющий фактор внедрения технологии и в частности подбора химической композиции. В статье [103] представлены результаты лабораторных и полевых исследований технологии ПАВ-полимерного заводнения в условиях Ромашкинского месторождения. Динамика добычи нефти на опытном участке, дренируемым 5 ДС, гидродинамически связанными с НС, до и после внедрения технологии ПАВ-ПЗ демонстрирует, в целом, положительный эффект от применения технологии. С декабря 2020 г. наблюдается падение дебита по нефти (с 500 т/мес. до 200 т/мес.), что связано с остановкой на месяц НС на реагирование (рисунок 5).

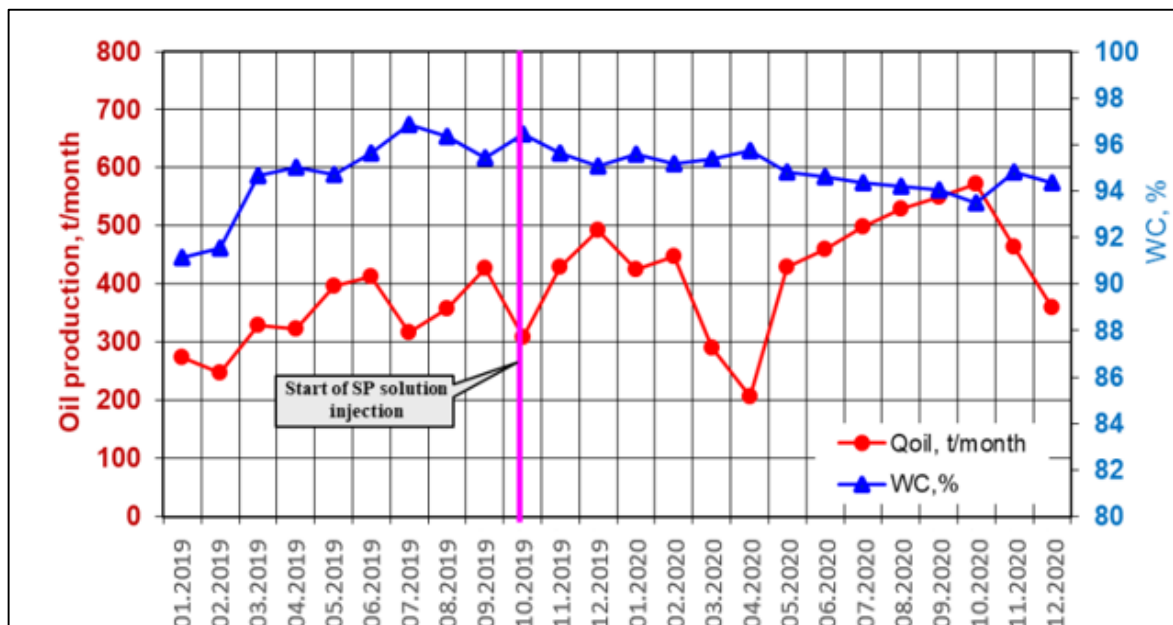


Рисунок 5 – Динамика добычи нефти опытного участка Ромашкинского месторождения до и после внедрения технологии ПАВ-полимерного заводнения [103]

В январе НС перевели под добычу с последующим отбором проб для оценки физико-химических характеристик рабочего раствора, отбираемого вместе с нефтью с ДС. В сравнении с нагнетаемым ранее раствором отмечается падение вязкости ПАВ-полимерного раствора (с 1,83 до 1,15 мПа·с), рост межфазного натяжения на границе ПАВ-полимерный раствор-нефть (с 1 до 23 мН/м), значительный рост минерализации отбираемых проб воды (с 35 до 96 г/л). Тенденция ухудшения физико-химических свойств ПАВ-полимерного раствора связана с удержанием

химических агентов горной породой, что в процессе вытеснения нефти рабочим раствором привело к его разбавлению пластовой водой.

Перспективным решением с точки зрения экономии закачиваемого объема дорогих химических реагентов на фильтрацию их по высокопроницаемым промытым ПАВ-полимерным раствором каналам, необходимо предварительно провести ВИР.

Месторождения Республики Удмуртия характеризуются высокой расчлененностью пластов, высокой вязкостью нефти, а также наличием газовых шапок. В этих условиях наибольшую эффективность продемонстрировали тепловые методы, которые апробированы на Гремихинском, Лиственном и Мишкинском месторождениях.

Разработка Гремихинского месторождения ведется с 80-х годов прошлого столетия. На месторождении применялись: площадное термическое заводнение, метод тепловых оторочек, тепловое дозированно-импульсное воздействие и его модификации при добыче нефти вязкостью < 300 мПа·с [2]. Опыт разработки месторождения тепловыми методами продемонстрировал отставание теплового фронта закачиваемой воды, в результате чего эффект от закачки теплоносителя отложен от времени и сопровождается резким ростом обводненности скважинной продукции, высокими потерями тепловой энергии в кровлю и подошву пласта, низким коэффициентом охвата пласта из-за наличия высокопроницаемых зон и др.

Опыт разработки пластов А₄ башкирского яруса Гремихинского месторождения с вязкостью нефти 90-180 мПа·с и глубиной залегания пластов 1100-1200 м, показал низкую экономическую эффективность метода тепловых оторочек с чередованием циклов «пар-холодная вода». Себестоимость добычи нефти на месторождении при использовании технологии оказалась выше, чем при естественном режиме и классическом заводнении. Однако стоит отметить преимущество такого воздействия в плане энергосбережения, которое достигается за счет ограничения объема вводимого в пласт теплоносителя уровнем прогрева пласта до требуемой температуры [6].

Одним из осложняющих факторов добычи нефти с башкирского объекта является низкое пластовое давление, которое в свою очередь затрудняет внедрение физико-химических МУН (закачка составов больших и малых объемов) с целью борьбы с обводненностью продукции ДС и увеличением охвата ВВН и СВН заводнением. Авторы работ отмечают перспективность циклического заводнения холодной и горячей водой совместно с внедрением гидродинамических МУН (изменение направления фильтрационных потоков и др.) [49, 61]. Таким образом, разработка и внедрение температуростойких составов для борьбы с преждевременным обводнением ДС на месторождениях респ. Удмуртия является актуальным.

На Мишкинском месторождении выделено 4 объекта разработки: верейский, башкирский, яснополянский и турнейский. Большая часть запасов ВВН и СВН содержатся в карбонатных

трещинно-поровых коллекторах турнейского яруса, обладающих повышенной кавернозностью и сильно развитой трещиноватостью. Вязкость нефти в пластовых условиях составляет в среднем 78 мПа·с.

С 1976 г. разработка турнейского яруса ведется методом термополимерного заводнения (ТПВ). Опыт разработки Мишкинского месторождения позволил сформировать критерии применимости технологии ТПВ по вязкости (50-500 мПа·с) нефти, по проницаемости пласта коллектора ($>3\text{-}100\text{ мкм}^2$), по глубине залегания продуктивных пластов, которая ограничивается температурой пласта ($<90\text{ }^{\circ}\text{C}$) [7, 44]. Кроме того, ТПВ рекомендуется применять с начальной стадии разработки нефтяных месторождений при отсутствии подстилающих водоносных горизонтов во избежание образования кинжаловидных прорывов пластовой воды от системы ППД или подтягивания подошвенных вод к забоям ДС.

В работах [7, 44] сравнили эффект от применения ТПВ с полимерным заводнением (ПЗ), традиционным заводнением и разработку объекта на естественном режиме на 4 схожих по геолого-техническим характеристикам участках (рисунок 6).

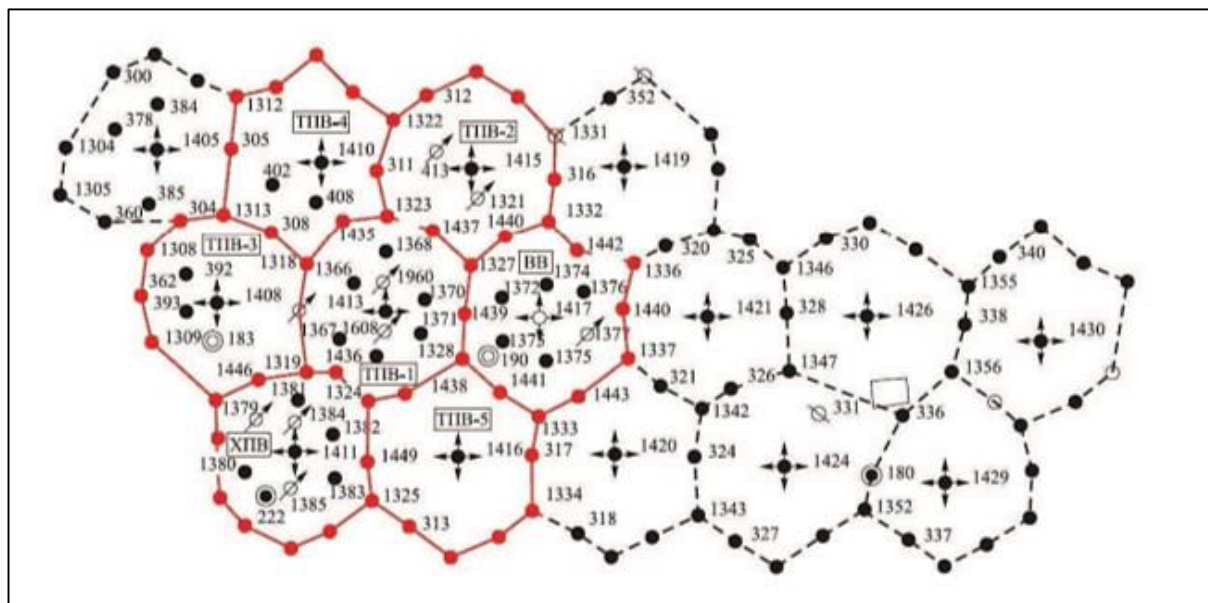


Рисунок 6 – Схема расположения исследуемых участков Мишкинского месторождения [7] (Красной линией обозначены участки под ОПР, черным пунктиром обозначены участки для дальнейшего исследования)

При ТПВ и ПЗ применяли полимер акрилового ряда одной марки (PDA-1012) и содержания (0,05 мас. %). В результате внедрения данных технологий на опытных участках установлено значительное преимущество ТПВ относительно традиционного заводнения: текущий КИН на дату исследований составил 40,9 % против 21,9 % на участке с традиционным заводнением. В сравнении с ПЗ термополимерное заводнение лучше вытесняет нефть из матрицы породы, что подтверждают количественные технологические показатели добычи: с начала внедрения полимерного воздействия закачено 289,5 тыс. м³ холодного полимерного раствора

(около 16 % поровых объемов) против 336,4 тыс. м³ горячего раствора (20 % поровых объемов). Традиционное заводнение продемонстрировало значительный рост обводненности добываемой продукции на период исследования (около 86 %), при ТПВ обводненность достигла 81 %. Накопленная добыча нефти на естественном режиме в >2 раз меньше чем при традиционном заводнении. Отметим, что в условиях Мишкинского месторождения применялась технология циклического внутрислоевого термополимерного воздействия (ЦВТПВ): попеременная закачка оторочек теплоносителя и холодного полимерного раствора. В сравнении с ТПВ данная технология позволяет увеличить охват заводнением и менее энергоемка.

1.4.2 Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция

Основным регионом добычи российской нефти является Западная Сибирь, на долю которой приходится около 60 % добываемой сырой нефти. Одними из наиболее перспективных объектов разработки, содержащих ВВН и СВН в данном регионе, являются пласты ПК. Разработка высоковязкой оторочки проводится на Русском (207 мПа·с), Восточно-Месояхском (111 мПа·с), Северо-Комсомольском (34-111 мПа·с) месторождениях.

Осложняющими факторами добычи на данных месторождениях являются: обширная по площади газовая шапка, присутствие подстилающих вод на всей площади нефтеносности, высокая расчлененность пласта-коллектора, высокая вязкость нефти, высокие темпы обводнения добываемой продукции, пескопроявление в скважинах, а также наличие высокопроницаемых каналов фильтрации (>10 мкм²). Наличие каналов с повышенными фильтрационно-емкостными свойствами является причиной преждевременного прорыва закачиваемой воды от системы ППД к зоне отбора добывающих скважин, а также фильтрации закачиваемой воды в нижние водонасыщенные зоны пласта. На участках залежи в водонефтяной зоне отмечается подтягивание подошвенных вод к забоям ДС.

Под данные ГФХ обоснована и внедрена в рамках ОПР технология полимерного заводнения. В работе [69] отмечается экономическая и технологическая эффективность от внедрения полимерного заводнения на опытном участке Восточно-Месояхского месторождения. По 3-м скважинам из 4-х получена дополнительная добыча 17200 т нефти или 43 т нефти на 1 т закаченного полимера. Отмечается, что внедрение данной технологии с начальной стадии разработки позволяет обеспечить равномерный фронт вытеснения без образования языковых прорывов воды к забоям ДС. К недостаткам от внедрения данной технологии в рамках ОПР на Восточно-Месояхском месторождении можно отнести: высокую вязкость закачиваемого состава на устье (30 мПа·с), что в пласте с учетом сдвиговых напряжений может приводить к значительному росту давления в околоскважинном пространстве при длительной закачке.

Результаты от внедрения ПЗ на Русском НГКМ пока не опубликованы в общем доступе, известно, что в рамках опытных испытаний применялась закачка горячей воды (80-110 °С), которая продемонстрировала значительный потенциал для полномасштабного внедрения, и технология внутрипластового горения (ВГ), обладающая малой перспективностью для внедрения ввиду сложности обеспечения контроля за фронтом горения. На рисунке 7 изображено сопоставление динамики обводнения при заводнении холодной и горячей водой.

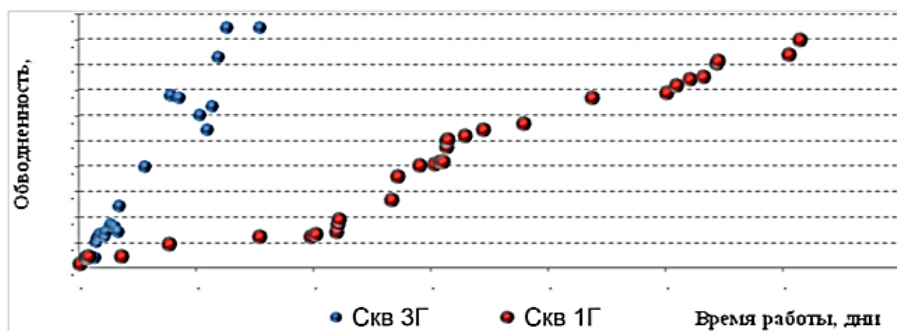


Рисунок 7 – Сопоставление динамики обводнения при закачки холодной (синий маркер) и горячей воды (красный маркер) [36]

За исследуемый период произошел прорыв закачанной воды в количестве $<1\%$ от порового объема к забоям ДС, который привел к 100% обводненности. Кроме того, с 2009 г. зафиксировано значительное уменьшение продуктивности ДС, связанное с выносом песка, засорением фильтра-хвостовика и образованием песчаных пробок при традиционном заводнении. Закачка холодной воды привела к развитию наиболее проницаемых каналов пласта с формированием зон преимущественной фильтрации. Авторы работы [105] подчеркивают важность обеспечения, щадящего геомеханического режима с целью сохранения коллекторских свойств на Русском месторождении с помощью закачки горячей воды. При последующем полномасштабном внедрении площадной закачки горячей воды необходимо проведение водоизоляционных работ для ликвидации сформированных каналов. К данным составам необходимо выдвинуть ряд требований, одним из которых является сохранение физико-химических свойств в условиях высоких температур закачиваемой воды. В 2015 г. ДС опытного участка были обработаны широко применяемыми гелеобразующими полимерными системами, однако опыт от обработок оказался неудачным. Конкретные показатели авторами научной работы не приводятся.

Рядом лабораторных и полевых исследований установлено, что ПЗ позволит увеличить коэффициент вытеснения на опытных участках указанных месторождений, но без кольматации высокопроницаемых каналов технологическая эффективность останется низкой. Таким образом, для создания равномерного фронта вытеснения необходим комбинированный подход. Например, закачка водоизолирующих составов перед большеобъемной закачкой полимерного раствора.

На рассмотренных месторождениях в целях блокирования высокопроницаемых каналов пласта применялись гелеобразующие составы на основе полиакриламида с добавлением ацетата хрома в качестве сшивателя. Закачка состава проходила через НС оторочками в количестве 4-5 ед. разных содержаний по полимеру (0,15-0,5 мас. %) в соотношении со сшивателем 7:1. Время жизни гелевых пробок в пласте составила в среднем <2 месяцев, что подтверждается снижением приемистости в 3-15 раз на данный период, а затем ее постепенным ростом. Контроль за проведением водоизоляционных работ обеспечивали трассерные исследования, которые подтверждают переформирование фильтрационных потоков. Краткосрочный эффект от проведения ВПП обусловлен вымыванием гелевых пачек при последующем переходе на вытесняющий агент. Таким образом, можно отметить, что для блокирования высокопроницаемых каналов пласта-коллектора необходимо применять более «жесткие» полимерные системы или более дешевые за счет замены действующих компонентов на наиболее доступные.

1.4.3 Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция

В геологическом разрезе Усинского месторождения промышленная нефтеносность установлена в карбонатах нижнего карбона, песчаниках среднего и верхнего девона и верхней перми. Основной объект разработки – карбонатные отложения Р-С (P_{1a+s} ; C_{3k+g} ; C_{2m}) – разрабатываются на естественном режиме, часть залежи тепловыми методами. Опыт разработки пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения с применением тепловых МУН для добычи СВН показывает высокие технологические показатели разработки относительно участков с естественным режимом [50, 21].

На участках паротеплового воздействия (ПТВ) №1 и №2 с 1982-1998 закачивается горячая вода, с 1992 г. на участках ПТВ-центр, ПТВ-3, А-15, А-19 применяется площадная закачка пара и ПЦО. С 2010-х в рамках ОПР применяется площадная закачка пара и перпендикулярный гравитационный дренаж, на участке ПТВ-юго-запад осуществляется площадная закачка пара.

Площадная закачка пара на центральном участке (ПТВ-центр,) Усинского месторождения демонстрирует увеличение нефтеотдачи (1992-2016 гг.) до 22 %. Генерация пара на опытных участках проводилась с помощью парогенераторов стационарного (блочно-модульные или стационарные котельные, ГТУ-ТЭЦ) и мобильного типов. Эксплуатационный фонд скважин состоял из 50 НС и 199 ДС на три эксплуатационных объекта (ЭО). Система расстановки скважин – обращенная девятиточечная. Компенсация с начала разработки составила 47 %. Паронефтяное отношение с начала разработки, в целом, демонстрирует сначала стабильный рост, а затем выход на «полку» в отметке 11,5 д.ед., где на одну тонну добытой нефти на протяжении последних 3-х лет исследуемого периода приходилась 11,5 т пара. На данном объекте большинство НС

вскрывают по 2 эксплуатационных объекта (ЭО). Динамика добычи нефти с помощью площадной закачки теплоносителя (пара) на участке ПТВ-центр отображена на рисунке 8.



Рисунок 8 – Динамика добычи нефти на участке ПТВ-центр [1]

Отсюда можно заключить, что технология площадной закачки пара на Усинском месторождении показала низкую энергоэффективность от применения, кроме того, накопленная компенсация отборами, говорит о возможной утечке конденсата и воды в нецелевые зоны пласта через высокопроводимые, промытые каналы. Методами ПГИ было установлено наличие прорывов сконденсированной воды в вышележащие объекты с нижних ЭО по зонам вертикальной трещиноватости. Результаты исследований по паронагнетательным скважинам показали низкую сухость пара на уровне верхних перфорационных отверстий, где только 28,2 % выработанного пара совершают полезную работу [19].

В работах [1, 19, 50] отмечается синергетический эффект от внедрения с 2002 г. химических нефтевытесняющей НИНКА и гелеобразующей ГАЛКА композиций и паротеплового воздействия на данном участке. С целью улучшения приемистости пара применяется технология ГАЛКА-С. Несмотря на внедрение композиций ГАЛКА с целью увеличением охвата паром, который увеличился с 10 до 38 %, к 2013 г. наблюдается рост обводненности до 50,1 % скважин, вскрывающих вышележащий ЭО. До 2013 г. расход пара через нагнетательные скважины составлял в среднем 515,1 тыс. т.

Анализируя данные по разработке объекта ПТВ-центр с применением тепловых и физико-химических методов, можно отметить прирост по годовой добыче нефти и снижение текущего ПНО с 2002 г. Таким образом, могут быть получены положительные результаты от внедрения комбинированных МУН (закачка пара и проведение паро- водоизоляционных работ) внедренных на объектах со схожими геолого-физическими условиями.

За 2014-2017 гг. было выполнено 295 операций ПЦО со средним приростом добычи нефти 13,4 т/сут. Дополнительная добыча нефти от применения ПЦО составила 60,2 тыс. т, при совместной закачке химических композиций, разработанных ИХН СО РАН дополнительная добыча нефти увеличилась на 256,2 тыс. т, а от применения технологий НИНКА и ГАЛКА на 170,6 тыс. т [50]. Общая дополнительная добыча нефти за исследуемый период составила 522,9 тыс. т (рисунок 9). К недостаткам ПЦО можно отнести стабильное снижение дебита при последующих циклах обработки, низкий коэффициент охвата в системе вертикальных скважин.

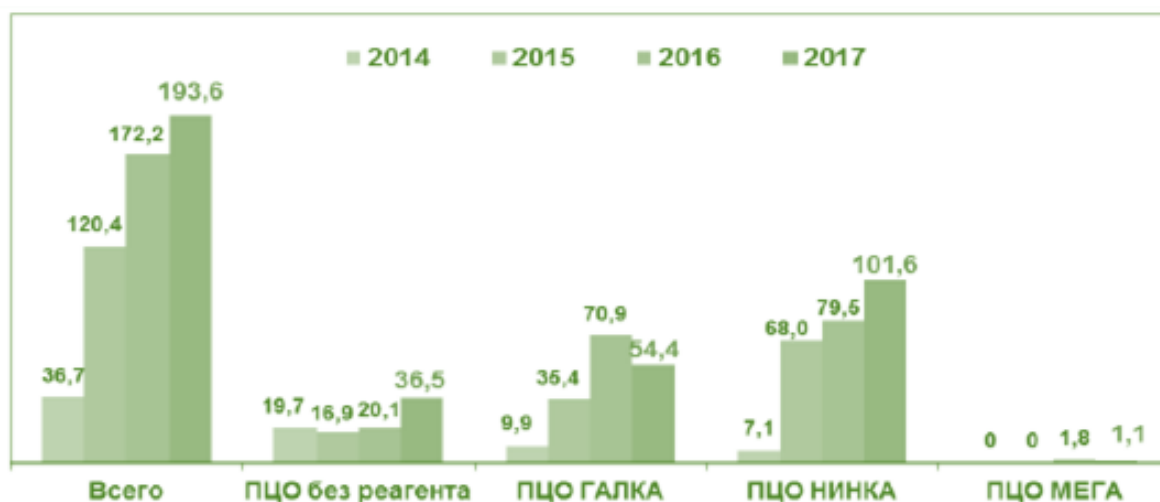


Рисунок 9 – Результаты применения химических композиций при ПЦО (доп. добыча нефти, тыс. т) [50]

С 2012 г. в рамках ОПР применялся перпендикулярный гравитационный дренаж, однако за испытательный период в данных геолого-физических условиях обводненность ДС на элементе разработки выросла с 5 % до 90 %, отмечается рост минерализации до 30 г/л отбираемой жидкости. Низкая технологическая эффективность и ухудшенные физико-химические свойства отбираемой жидкости свидетельствуют о подключении в разработку «паразитного» водонасыщенного пласта за счет фильтрации пара по высокопроницаемым промытым участкам. Опыт разработки с применением перпендикулярного SAGD в условиях неоднородного по проницаемости карбонатного коллектора подтверждает необходимость внедрения технологий, улучшающих охват пласта паром, например, закачку химических термоустойчивых составов через НС.

По результатам литературно-патентного обзора была составлена сводная таблица результатов ОПР (таблица 1).

Таблица 1 – Ключевые характеристики месторождений ВВН и СВН России, применяемые технологии для их добычи и результаты от применения (составлено автором)

№	Месторождение	Технология	Статус проекта	Тип и вид коллектора	Стратиграфия	Вязкость нефти, мПа·с	Плотность нефти, кг/м ³	Проницаемость пласта, мкм ²	Система разработки/Элемент разработки	Основные результаты от применения технологии	Механизм обводнения ДС/механизм неэффективного использования пара
1	Мордово-Кармальское	Парогазовое, паровое воздействие	ОПР, Северный участок	Терригенный, поровый	(пермская) Уфимский ярус, Шешминский горизонт	2464	985	0,5-1,5	Пятиточечный элемент	Нерегулярная подача пара низкой степени сухости (<75 %); сложность процесса регулирования закачки; всего закачано 31982 тыс. т пара и 1768 тыс. т воздуха, добыто 762,3 т нефти; среднесуточный дебит 3,2 т; W=28%, при отборах от НИЗ, <50 % к окончанию ОПР.	Конденсация пара ввиду низкой сухости
		ВГ	ОПР, Юго-Западный участок						Обращенный 7-точечный элемент	Удельный расход воздуха на 1 т нефти составил 3,7 тыс. м ³ ; всего добыто с 1979-2014 г. 193,92 тыс. т нефти; среднесуточный дебит 3,4 т по 153 ДС, при 142 НС; W=47,9 %, при темпе отбора от НИЗ 4,9 % к окончанию ОПР.	Наличие подстилающей воды, подтягивание водобитумного контакта к ДС, наличие зон преимущественной фильтрации ввиду неоднородности объекта по проницаемости от НС до ДС, наличие зон вертикальной трещиноватости
		SAGD	ОПР, северный купол м-я						-	Сформированы критерии применимости технологии в отношении расположения НС и ДС (>10 м); суточная добыча нефти <6 т; ПНО составило 12,5 т/т; конденсация пара привела к резкому росту обводненности из-за малого расстояния между скважинами; W=96 %, при отборах от НИЗ <50 % к окончанию ОПР.	Конденсация пара ввиду малого расстояния между НС и ДС

Продолжение таблицы 1

№	Месторождение	Технология	Статус проекта	Тип и вид коллектора	Стратиграфия	Вязкость нефти, мПа·с	Плотность нефти, кг/м³	Проницаемость пласта, мкм²	Система разработки/Элемент разработки	Основные результаты от применения технологии	Механизм обводнения ДС/ механизм неэффективного использования пара
2	Ашальчинское	ПЦО в ГС	ОПР	Терригенный, поровый	(пермская) Уфимский ярус, Шешминский горизонт P _{2u} SS	1450-27350 (в пластовых)	970 (в пластовых)	1,675	Рядная, Пятиточечный элемент	Среднесуточные дебиты 23 скв. составляют 5,1 т/сут.	Конденсация пара после цикла выдержки;
		SAGD+В ИР(ОВИ)	ОПР						-	Обработка ПЗП 69 ДС растворами ПАА и гуара привела к ДДН в количестве 1700 т/скв; обработка ПЗП 10 ДС эмульсионными растворами с добавлением ПАА привела к ДДН в количестве 10283 т/скв. Стабильность гелевой пачки составляет <1 года.	Конденсация пара, подтягивание пластовой воды к пятке, наличие линз и водонасыщенных интервалов пласта; Фильтрация пара в кровлю пласта и по промытым каналам
		SAGD	ОПР						-	W>70 % на начальных этапах разработки; среднесуточные дебиты 41 скв. составляют 20 т/сут.	Мгновенное обводнение ДС при освоении; Подтягивание подошвенных вод; Фильтрация пара в кровлю пласта и по промытым каналам
		Двух-устьевые SAGD	ОПР						-	К 2010 г. суммарный дебит 3-х пар скважин составил 100 т/сут; уровень добычи поддерживался на протяжении 6 лет. Среднесуточный дебит скважин превышал одноустьевые системы в более чем 2 раза. К 2016 г. выработка от НИЗ составила 60 %, КИН – 0,408 д.ед.	Подтягивание подошвенных вод; отсутствие контроля технологического режима закачки пара и его циркуляции по уже охваченным зонам приводит к конденсации пара; добыча попутной воды за счет цикличного режима эксплуатации ДС: запуск-остановка и выдержка на капиллярную пропитку

Продолжение таблицы 1

№	Месторождение	Технология	Статус проекта	Тип и вид коллектора	Стратиграфия	Вязкость нефти, мПа·с	Плотность нефти, кг/м³	Проницаемость пласта, мкм²	Система разработки/Элемент разработки	Основные результаты от применения технологии	Механизм обводнения ДС/ механизм неэффективного использования пара
2	Ашальчинское	Парогазовое, паровое воздействие	ОПР, Ашальчинское поднятие	Терригенный поровый	(пермская) Уфимский ярус, Шешминс	1450-27350 (в пластовых)	970 (в пластовых)	1,675	Пятиточечный элемент	Низкие среднесуточные дебиты скважин: не более 0,3-2,2 т/сут.	Конденсация пара
3	Ромашкинское	ПАВ-полимерное заводнение	ОПР	Терригенный, поровый	(каменноугольная) Бобриковский горизонт	30	768-818 (в пластовых)	1,326	н/д	Снижение обводненности на участке воздействия на 2 %, W>95 % до воздействия; увеличение суточных дебитов практически в 2 раза, сохранение эффекта на менее чем 9 мес.; высокая адсорбция полимера на горной породе; снижение вязкости закачиваемого раствора ввиду высокой минерализации пластовых вод.	Языковые прорывы воды при смене режима заводнения с химического на традиционный
		ВВГ	ОПР						н/д	Низкие среднесуточные дебиты, сложность процесса контроля фронта горения	н/д
4	Гремихинское	Площадная закачка горячей воды	ОПР с планами на полномасштабное внедрение	Карбонатный, трещинно-кавернозный поровый	(каменноугольная система) Башкирский ярус А₄	79-300	897 (в пластовых), 917 (в поверхностных)	0,105	Обращенная семиточечная	На начало 2002 г. общая годовая добыча нефти составила 569,8 тыс. т, из которой 95,4 % добыто горячим заводнением, против 26,4 тыс. т за счет использования естественной энергии. Прирост конечного КИН на 10 %.	Языковые прорывы по системе ППД, обводнение ДС подошвенной водой ввиду подтягивания ВНК

Продолжение таблицы 1

№	Месторождение	Технология	Статус проекта	Тип и вид коллектора	Стратиграфия	Вязкость нефти, мПа·с	Плотность нефти, кг/м³	Проницаемость пласта, мкм²	Система разработки/Элемент разработки	Основные результаты от применения технологии	Механизм обводнения ДС/ механизм неэффективного использования пара
4	Гремихинское	Метод тепловых оторочек	ОПР с планами на полномасштабное внедрение	Карбонатный, трещинно-кавернозно-поровый	(каменуугольная система) Башкирский ярус А₄	79-300	897 (в пластовых), 917 (в поверхностных)	0,105	Обращенная семиточечная	Увеличение конечного КИН на 37 % по сравнению с естественным режимом (12 %). Увеличение дебитов по жидкости в 2-4,5 раза, нефти – в 1,3-7 раз.	Мгновенное обводнение при подходе теплового фронта к ДС, Языковые прорывы по системе ППД; обводнение ДС подошвенной водой ввиду подтягивания ВНК; наличие зон вертикальной трещиноватости.
5	Мишкинское	Термополимерное воздействие	ОПР с планами на полномасштабное внедрение, ТПВ-1, ТПВ-2, ТПВ-3, ТПВ-4, ТПВ-5	Карбонатный, трещинно-кавернозно-поровый	(каменуугольная система) Турнейский ярус, черепетский горизонт	78	910 (в пластовых условиях)	0,213	Тринадцатиточечная	Прирост конечного КИН на 15-20 %; технология наиболее эффективна при внедрении с начальной стадии разработки; закачка ведется до достижения оторочки 20 % пор; ДДН на участке ТПВ составила 511,2 тыс. т, средняя обводненность участка 85 %, среднесуточный дебит 1,4 т/сут; на участке ТПВ-1 после закачки горячего раствора (90°C) ПАА в объеме 123,8 тыс. м³, ДДН составила 6,5 тыс.	Языковые прорывы воды от системы ППД; подтягивание конуса воды в ГС; наличие зон вертикальной трещиноватости
		ЦВТПВ	ОПР						Площадная, рядная	За счет предварительного прогрева ПЗП в сравнении с ТПВ пласт лучше принимает полимерный раствор; увеличение коэффициента охвата в сравнении с ТПВ; значительное снижение расхода тепловой энергии.	

Продолжение таблицы 1

№	Месторождение	Технология	Статус проекта	Тип и вид коллектора	Стратиграфия	Вязкость нефти, мПа·с	Плотность нефти, кг/м ³	Проницаемость пласта, мкм ²	Система разработки/Элемент разработки	Основные результаты от применения технологии	Механизм обводнения ДС/механизм неэффективного использования пара
6	Восточно-Мессояхское	Полимерное заводнение	ОПР	Терригенный, поровый	(меловая) Сеноманский ярус, уватский горизонт, покурская свита	111	945 (в поверхностных условиях)	0,170-5	Рядная	ДДН в количестве 17200 т нефти или 43 т нефти на 1 т полимера; технология рекомендуется к внедрению на начальной стадии разработки с целью предотвращения языковых прорывов воды к забоям ДС; возможна полная потеря приемистости при закачке полимера вязкостью >30 мПа·с.	Высокопроницаемые каналы пласта коллектора (прорывы от системы ППД), подтягивание подошвенных вод
		ВИР								Проводились обработки скважин по выравниванию профиля приемистости на основе ПАА с добавлением ацетата хрома, конкретные показатели не указаны	
7	Русское	Полимерное заводнение	ОПР	Терригенный, поровый	(меловая) Сеноманский ярус, уватский горизонт, покурская свита	207	902 (в пластовых условиях)	0,519-1,7	Рядная	н/д	Техногенный характер развития зон преимущественной фильтрации, высокопроницаемые каналы пласта-коллектора (прорывы от системы ППД), подтягивание подошвенных вод
		ВИР								Проводились обработки скважин по выравниванию профиля приемистости на основе ПАА с добавлением ацетата хрома, конкретные показатели не указаны	
		ВГ	ОПР							Низкие среднесуточные дебиты; сложность процесса контроля фронта горения	
		Площадная закачка горячей воды	ОПР с перспективой на расширение							Относительно закачки холодной воды медленный темп роста обводненности ДС; требуется проведение ВИР с целью увеличения охвата заводнением.	

Продолжение таблицы 1

№	Месторождение	Технология	Статус проекта	Тип и вид коллектора	Стратиграфия	Вязкость нефти, мПа·с	Плотность нефти, кг/м³	Проницаемость пласта, мкм²	Система разработки/Элемент разработки	Основные результаты от применения технологии	Механизм обводнения ДС/механизм неэффективного использования пара
8	Северомошское	Полимерное заводнение, ВПР	ОПР	Терригенный, поровый	(меловая) Сеноманский ярус, уватский горизонт, покурская свита	34-111	906 (в пластовых условиях)	0,676 мкм²	Рядная	Закачка оторочек в количестве 4-5 шт. разных содержаний по полимеру (0,15-0,5 мас. %) в соотношении со сшивателем 1:7 способствовало получению удельного эффекта по обработкам за 2 года в количестве 970 т на скв/оп.	Высокопроницаемые каналы пласта коллектора (прорывы от системы ППД), подтягивание подошвенных вод
9	Усинское	Площадная закачка воды	ОПР, ПТВ№1 и №2; испытания остановлены	Карбонатный, трещино-кавернозно-поровый	(пермская/каменноугольная) московский, касимовский, ассельский ярусы R _{1a} +s; C _{3k} +g; C _{2m}	Средняя по трем объектам – 710 мПа·с. Нижний объект 609-781 мПа·с; средний – 923-945 мПа·с; Верхний 344-1152 мПа·с	Нижний объект 932-966 мПа·с; средний – 923-945 мПа·с; верхний 923-960 мПа·с	0,567 мкм²	Обращенная девяти-точечная	Закачка горячей воды 90 °С привело к увеличению обводненности с 50 % до 80 % 20 ДС и увеличению дебита нефти с 10 до 11,7 т/н за 2 месяца испытаний	Прорывы горячей воды в вышележащие объекты по зонам вертикальной трещиноватости
		Площадная закачка пара, ПЦО	ОПР, ПТВ-центр ПТВ-3, А-15, А-19						Обращенная девяти-точечная	Увеличение КИН до 22 %; компенсация с начала разработки 47 %; ПНО=11,5 т/т; низкая степень сухости пара (<75 %) на уровне верхних перфорационных отверстий; сгенерированный пар в количестве 28,2 % от общей массы совершает полезную работу. С 2014-2017 гг. проведено 295 скв/оп ПЦО со средним приростом добычи нефти в количестве 13,4 т/сут, ДДН составила 60,2 тыс. т от ПЦО. Низкий коэффициент охвата в системе вертикальных скважин.	Утечка пара в нецелевые зоны пласта, прорывы сконденсированной воды в вышележащие объекты по зонам вертикальной трещиноватости

Продолжение таблицы 1

№	Месторождение	Технология	Статус проекта	Тип и вид коллектора	Стратиграфия	Вязкость нефти, мПа·с	Плотность нефти, кг/м³	Проницаемость пласта, мкм²	Система разработки/Элемент разработки	Основные результаты от применения технологии	Механизм обводнения ДС/механизм неэффективного использования пара
9	Усинское	Площадная закачка пара, ПЦО+ВИР	ОПР, ПТВ-центр ПТВ-3, А-15, А-19	Карбонатный, трещино-кавернозно-поровый	(пермская/каменноугольная) московский, асельский ярусы $P_{1a+s}; C_3k+g; C_2m$	Средняя по трем объектам – 710 мПа·с. Нижний объект 609-781 мПа·с; средний – 923-945 мПа·с; Верхний 344-1152 мПа·с	Нижний объект 932-966 мПа·с; средний – 923-945 мПа·с; верхний 923-960 мПа·с	0,567 мкм²	Обращенная девяти-точечная	С 2002-2013 г. средний расход пара через НС составил в среднем 515,1 тыс. т. Увеличение коэффициента охвата паром при применении композиций ГАЛКА и НИНКА с 10 до 38 %. К 2016 г. накопленное ПНО=11 т/г; ДДН от ПЦО+НИНКА составила 256,2 тыс. т; ДДН от ПЦО+ГАЛКА составила 170,6 тыс. т; закачка пара низкой степени сухости (<75 %) привело к росту W с 85 % до 86 %.	-
		Перпендикулярный SAGD	ОПР, ПТВ-Юго-Запад						Элемент из 4-х ГС: №7,8 – ДС и №5,6 НС дренирующий-средний объект	Увеличение W с 5 % до 90 %. С 2012 г. наблюдается ухудшение свойств отбираемой нефти; увеличение минерализации отбираемой воды. Требуется внедрение ФХМУН с целью ликвидации фильтрации воды от системы ППД в паразитный пласт.	Фильтрация пара по высокопроницаемым промытым каналам, его дальнейшая конденсация, формирование зоны включения паразитного водонасыщенного пласта в разработку

1.5 Основные механизмы преждевременного обводнения добывающих скважин и неэффективного использования тепловой энергии на месторождениях высоковязкой и сверхвязкой нефти

В ранее опубликованных работах не уделялось должного внимания рассмотрению механизмов обводнения ДС месторождений ВВН и СВН разрабатываемых тепловыми методами. В целом, можно разделить добываемую воду на два типа. Первый – вода, поступающая из активных водоносных горизонтов или из нагнетательных скважин, которая способствует вытеснению нефти к забоям добывающих скважин, её объем минимален и не превышает экономический предел, определяемого водонефтяным фактором (ВНФ). Второй тип – чрезмерный, несоизмеримый с объемом нефти объем воды, поступающий в скважину. Известно, что на сегодняшний день ВНФ в традиционных коллекторах составляет около 3, однако в случае эксплуатации залежей с ВВН и СВН водонефтяной фактор увеличивается и составляет примерно 10 [92].

На основе накопленного мирового и отечественного опыта разработки месторождений ВВН и СВН можно сделать вывод, что тепловые методы являются преобладающими в большинстве действующих проектов и анализ текущих бизнес-вызовов крупнейших добывающих компаний демонстрирует сохранение тенденции выбора метода добычи в пользу тепловых, особенно на месторождениях с вязкостью нефти >8000 мПа·с. В этой связи, можно обобщить механизмы обводнения ДС относительно абсолютной отметки залегания продуктивных пластов (рисунок 10-11). Стоит отметить, что именно абсолютная отметка залегания пластов является одним из определяющих при выборе рабочего теплового агента: пара или воды [88].

Выделим геологические и технологические причины обводнения ДС. Геологические механизмы связаны с геолого-физическими характеристиками пласта-коллектора. По результатам литературного обзора можно заключить, что механизмы обводнения напрямую зависят от стратиграфии, типа и вида коллектора. Так, на примере рассмотренных крупнейших месторождений ВВН и СВН Удмуртии, приуроченных к карбонатным отложениям каменноугольной системы – одним из основных механизмов обводнения геологического характера является вертикальная трещиноватость. В данной работе фокус внимания смещен на проекты с тепловым воздействием на терригенные пласты-коллекторы. Так, для сенноманских отложений меловой системы механизм обводнения по природным высокопроницаемым каналам и зонам «сверхколлектора» является типичным для Северо-Комсомольского, Восточно-Мессояхского и Русского месторождения. Для пермских отложений рассмотренных месторождений СВН республики Татарстан типичен механизм обводнения ввиду наличия подошвенных вод и водяных линз.



Рисунок 10 – Механизмы обводнения добывающих скважин, дренирующих продуктивные пласты на глубине >800 м (красной пунктирной линией отмечены механизмы неэффективного использования пара) (составлено автором)



Рисунок 11 – Механизмы обводнения добывающих скважин, дренирующих продуктивные пласты на глубине <800 м (составлено автором)

Технологический фактор характеризует режим эксплуатации скважин. Разработка карбонатных объектов ВВН и СВН Усинского (московский, касимовский, ассельский ярус), Гремихинского (башкирский ярус), Мишкинского (турнейский ярус, черепецкий горизонт)

месторождений ведется преимущественно тепловыми методами (закачка горячей воды, пара) с применением системы поддержания пластового давления (ППД). Нагнетательный фонд скважин представлен преимущественно вертикальными или наклонно-направленными скважинами, вскрывающими пласты с абсолютной отметкой кровли в 800 и более м. Опыт разработки данных месторождений, демонстрирует прорывы воды от системы ППД (как холодной, так и горячей) в вышележащие объекты по зонам вертикальной трещиноватости. Объекты, разрабатываемые с применением пара, демонстрируют его прорыв и дальнейшую конденсацию в нецелевых зонах пласта и в зонах вертикальной трещиноватости. Методами ПГИ было установлено низкое качество пара (сухость $<75\%$) на выходе из перфорационных отверстий НС, что на некоторых объектах стало основным механизмом обводнения ДС.

При добыче ВВН и СВН из терригенных объектов (сеноманский ярус, уватский горизонт, покурская свита) Северо-Комсомольского, Русского, Восточно-Мессояхского месторождений установлен техногенный механизм развития зон преимущественной фильтрации от системы ППД (как от холодной, так и от горячей воды), отмечается подтягивание подошвенных вод к перфорационным отверстиям ДС при отсутствии контроля депрессии на пласт. Объекты разрабатываются рядной системой скважин с горизонтальным окончанием длиной до 1 км.

Объекты ВВН и СВН республики Татарстан (уфимский ярус, шешминский горизонт) разрабатываются преимущественно рядной системой скважин с горизонтальным окончанием (одиночными скважинами или системой SAGD) с применением закачки пара. Технологический механизм обводнения ДС данных объектов связан со спецификой воздействия на пласт горячим паром в системе SAGD: создание гидродинамической связи между ДС и НС, которая при подходе теплового фронта к ДС приводит к мгновенному ее обводнению при освоении; дальнейшая закачка пара в НС приводит к постепенному прогреву окружающей эллипсоидной НС зоны, где наибольшее воздействие приходится на пяточную зону. Таким образом, происходит образование и развитие зоны преимущественной фильтрации от пятки НС к ДС. Эксплуатация ДС вскрывающих пласт в зонах ВНК требуют особого контроля для предотвращения поступления подошвенных вод в ДС.

В целом, для всех рассмотренных проектов добычи ВВН и СВН, где применяется закачка пара технологическим механизмом обводнения можно назвать его низкие теплофизические свойства (например, энтальпия, которая зависит от степени сухости при заданной температуре или давлении).

1.6 Краткая геолого-физическая характеристика объекта исследования

В данном диссертационном исследовании будут рассмотрены два крупнейших проекта теплового воздействия на пласт в Российской Федерации: с помощью закачки горячей воды на

примере Русского месторождения ВВН и с помощью воздействия водяным паром в системе SAGD на примере Ашальчинского месторождения СВН.

Русское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) по величине запасов нефти является одним из крупнейших в России. Величина геологических запасов составляет 1,5 млрд т, извлекаемых – 424,6 млн т Русское НГКМ приурочено к антиклинальной складке, вытянутой в субмеридиальном направлении, в пределах Русско-Часельского мегавала и одноименного локальному поднятию Пур-Тазовской НГО Западно-Сибирской НГП. По отражающему горизонту поднятие оконтурено изогипсой - 3200 м и имеет площадь 525 км². Фундамент не вскрыт [17]. Основные запасы нефти приурочены к сеноманским отложениям. Объект характеризуется сложным линзовидным строением пород континентального и прибрежно-морского генезиса, высокой расчлененностью (54), наличием глинистых перемычек, обширной газовой шапкой, имеющей контакт на 70 % площади нефтеносности и подстилающей водой на всей площади нефтеносности. Геологический профиль Русского месторождения представлен на рисунке 12.

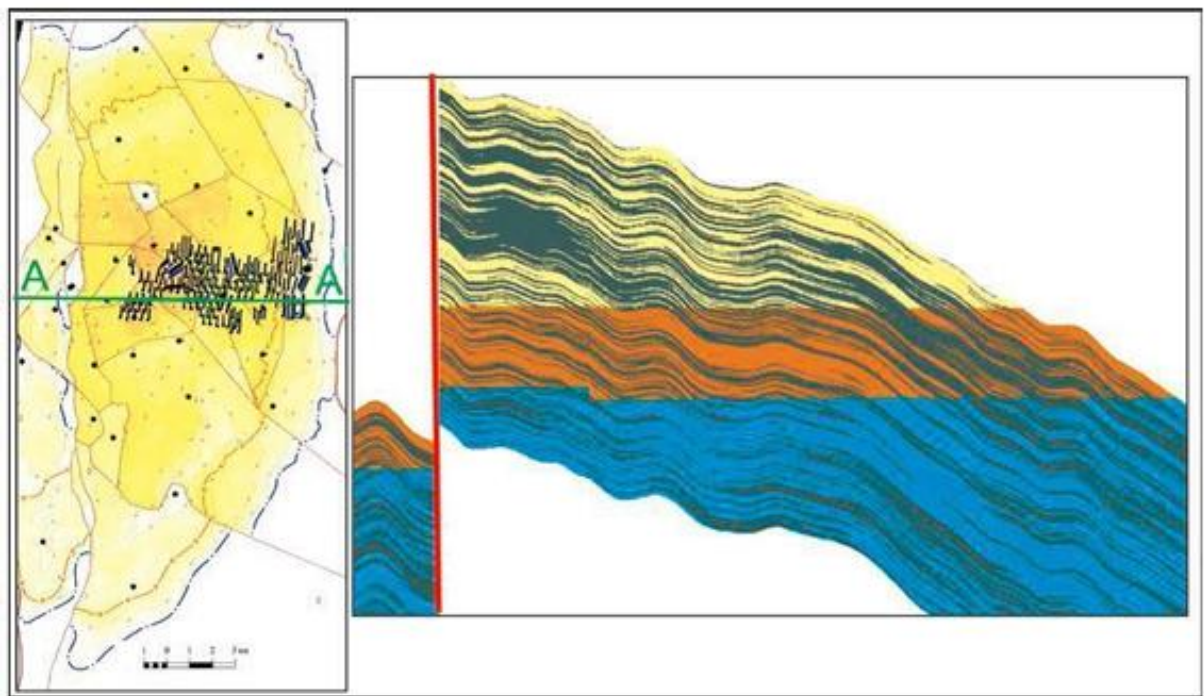


Рисунок 12 – Геологический профиль Русского месторождения в направлении с запада на восток [35]

Сеноманская залежь разделена тектоническими разломами на несколько гидродинамически несвязанных блоков. Как в пределах отдельных блоков, так и внутри каждого из них наблюдаются колебания гипсометрических отметок уровней газонефтяных и водонефтяных контактов. Это послужило основанием для выделения в разрезе всей продуктивной толщи нескольких самостоятельных залежей, отделенных друг от друга

сравнительно небольшими по толщине глинистыми перемычками. Основные запасы углеводородов сосредоточены в центральном блоке [17].

Терригенные отложения покурской свиты (пласт ПК₁₋₇) представлены слабосцементированным песчаником. Залежи — пластовые, сводовые и массивные, осложнённые тектоническими нарушениями. Основные геолого-физические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Геолого-физические характеристики объекта разработки (составлено автором)

Характеристика	Значение
Пласт	ПК ₁₋₇
Абсолютная отметка залегания пласта, м	660-920
Тип коллектора	Терригенный
Вид коллектора	Поровый
Плотность нефти в пластовых/поверхностных условиях, кг/м ³	902/942
Вязкость нефти в пластовых/поверхностных условиях, мПа·с	217/490
Пластовая температура, °С	20
Содержание серы, %	0,31-0,32
Содержание парафинов, %	1,099
Содержание смол, %	10,01
Содержание асфальтенов, %	0,5
Общая минерализация пластовых вод, г/л	15

Месторождение поделено на 4 обособленных по геологическим условиям зон (рисунок 13), в этой связи каждая из них разрабатывается разными методами (полимерное заводнение, вытеснение горячей водой). Участки 1 и 4 разрабатываются с применением закачки горячей воды (80-120 °С) и получен технико-экономический эффект, достаточный для расширения проекта в 2022 г. Разработка пилотного участка №1 ведется без кинжальных прорывов горячей воды от системы ППД. Однако на участке №4 по результатам трассерных исследований установлено, что от 10 % до 15 % нагнетаемой воды прорываются в добывающие скважины по высокопроницаемым интервалам, при этом основной фронт вытеснения продвигается по поровой матрице [102].

Таким образом, в данной работе пласты ПК₁₋₇, содержащие высоковязкую нефть и разрабатываемые с помощью теплового воздействия: горячей водой (80-120 °С), рассматриваются как объект исследования №1. К данному объекту исследования относится разработка технологии водоизоляционных работ с применением полимер-дисперсного состава на основе полимера акрилового ряда с добавлением катализаторного шлама, обоснование которой представлено в главах 2-4 диссертации.

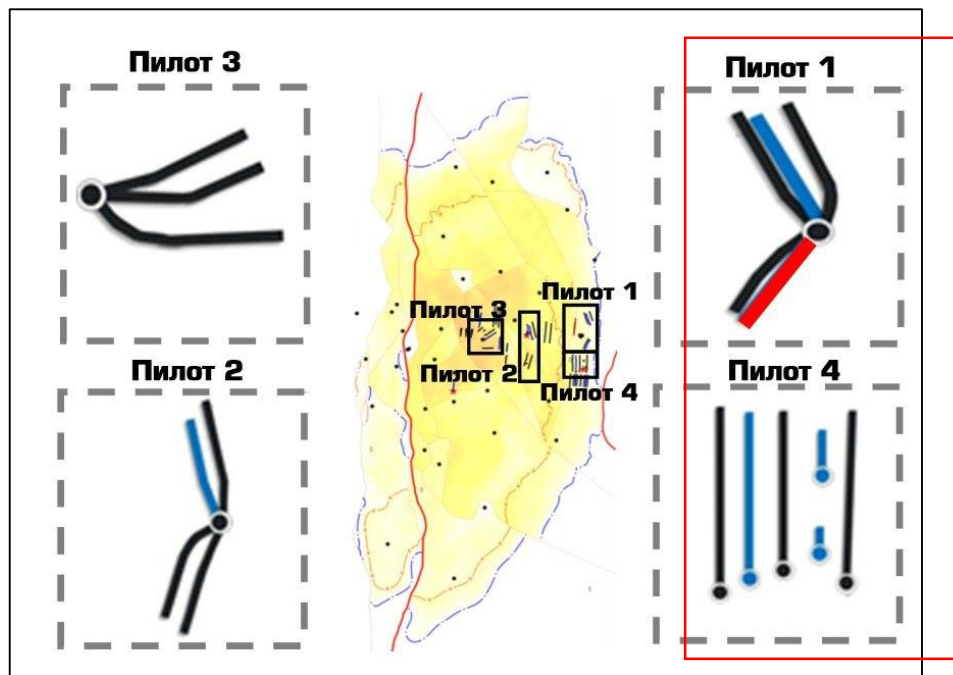


Рисунок 13 – Схема пилотных участков Русского месторождения (Пилот 1 – локализован в водонефтяной зоне, Пилоты 2,3 и 4 – в подгазовой).

Синим обозначаются НС, черным – ДС [102]

Ашальчинское месторождение сверхвязкой нефти расположено в Альметьевском районе республики Татарстан. В тектоническом отношении Ашальчинское месторождение приурочено к брахиантиклинальной структуре северо-западного простирания, расположенной в пределах Черемшано-Ямашинской структурной зоны Южно-Татарского свода. Скопления битуминозной нефти Ашальчинского месторождения приурочены к отложениям пермской системы нижнего (P_1) и среднего отделов (P_2). Характерной особенностью скоплений битуминозной нефти, связанных с моноклинальными склонами, является большая площадь распространения битумосодержащих пород, нередко при значительной их толщине. Геологический профиль Ашальчинского месторождения представлен на рисунке 14. В таблице 3 представлена краткая геолого-физическая характеристика объекта разработки.

Нижний отдел включает отложения ассельского, сакмарского и уфимского ярусов, последний из перечисленных на сегодняшний день вовлечен в активную разработку. Шешминский горизонт уфимского яруса, сложен терригенными породами нижней (P_{2ss1} , песчано-глинистой) и верхней (P_{2ss2} , песчаной) пачек. Пачка P_{2ss1} сложена чередованием прослоев песчаников, глин, алевролитов и известняков, не выдержанных по простиранию и толщине. Толщина песчано-глинистой пачки изменяется от 6 до 78 м.



Рисунок 14 – Геологический профиль Ашалчинского месторождения [40]

Таблица 3 – Геолого-физические характеристики объекта разработки (составлено автором)

Характеристика	Значение
Пласт	P _{2ss2}
Абсолютная отметка залегания пласта, м	45-220
Тип коллектора	Терригенный
Вид коллектора	Поровый
Пористость, %	32,4
Проницаемость, $\cdot 10^{-3}$ мкм ²	1675,4
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	970
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	27350
Пластовая температура, °C	8
Плотность воды в пластовых условиях, кг/м ³	1000
Пластовое давление, МПа	0,44
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	1,8-32,5
Коэффициент расчлененности, ед.	1-4
Начальная нефтенасыщенность, д.ед.	71
Содержание серы, мас. %	3,98
Содержание парафинов, мас. %	0,29
Содержание смол, мас. %	24,40
Содержание асфальтенов, мас. %	8,740
Общая минерализация пластовых вод, г/л	2-7

Верхняя пачка представляет собой песчаное тело, вытянутое в северо-западном направлении, его толщина изменяется от 5,0 до 38,5 м. Пачка сложена породами различной степени сцементированности – от рыхлых и плотных, сильно известковистых песков до практически непроницаемых песчаников с редкими включениями маломощных глин и известняков. В кровельной части отмечаются прослои сильно известковистых песчаников зеленовато-серого цвета. Пески и песчаники в основном мелко-, реже среднезернистые,

полимиктовые, в битуминозных интервалах – косослоистые, с включениями кристаллов пирита. Кластический материал в песчаниках представлен обломками кремней, эффузивных пород, зерен кварца, полевых шпатов и слюды. Форма зерен угловатая, их размер 0,03–0,40 мм, преобладает размер зерен 0,1–0,2 мм. Цемент в песчаниках глинисто-кальцитовый, в плотных разностях – кальцитовый базального типа.

В осевой части Ашальчинского поднятия продуктивная толща сложена рыхлыми песками и слабосцементированными песчаниками с улучшенными ФЕС. В приконтурных частях рыхлые отложения сменяются песчаниками, а за пределами контура нефтеносности песчаниками средней крепости с ухудшенными ФЕС [5, 40].

Верхняя пачка, содержащая залежи СВН, представляет собой пластовый резервуар, не выдержанный по толщине. На участках распространения песков и песчаников повышенной толщины выделяется локальная куполовидная структура барового типа размерами 2,5 x 4,5 км. Глубина залегания продуктивных отложений изменяется от 48 до 124 м, на склонах бара толщина песчаной пачки заметно уменьшается. Общая толщина отложений уфимского яруса изменяется от 2 до 116 м.

Таким образом, в данной работе пласты P_{2SS2} , содержащие сверхвязкую нефть и разрабатываемые с помощью теплового воздействия: закачкой пара через систему скважин SAGD, рассматриваются как объект исследования №2. К данному объекту исследования относится разработка технологии пароизоляционных работ с применением термостойкого полимерных составов на основе поливинилового спирта с добавлением ацетата хрома или катализаторного шлама, обоснование которой представлено также в главах 2-4.

1.7 Выводы по Главе 1

1. В Российской Федерации на официальном уровне понятие ТРИЗ не отражено в полной мере, лишь в некоторой степени оно упоминается в Налоговом Кодексе РФ в 26 главе. С 2020 была упразднена налоговая ставка на НДС в виде коэффициента 0 для части запасов категории «аномальных нефтей». Напомним, ранее под этим понятием подразумевалась нефть категории «сверхвязкая» (согласно классификации запасов 2016 г.) с вязкостью >200 мПа·с. Сейчас в рамках дефиниций НК РФ «аномальная нефть» - нефть с вязкостью более 10000 мПа·с, индексация на которую сохранилась. Для нефтей категории «высоковязкая» индексация вовсе не была предусмотрена.

Таким образом, в РФ остро поставлена проблема налогового стимулирования отрасли в отношении добычи ВВН и СВН. Основными методами добычи и повышения эффективности разработки СВН и ВВН являются тепловые МУН. Разработка запасов ВВН и СВН – довольно капиталоемкий процесс для добывающих компаний, которые отмечают проблему

неактуальности существующих технологий добычи нефти и повышении нефтеотдачи. Однако, несмотря на недостаточное налоговое стимулирование отрасли большинство добывающих компаний нацелены развивать технологии в отношении добычи СВН и ВВН, в том числе основанные на перераспределении кинематики потоков нагнетаемых тепловых агентов за счет проведения ВИР.

2. Совмещение тепловых и физико-химических методов в рамках комбинированных методов воздействия на пласт имеет большой потенциал для увеличения нефтеотдачи, что требует дальнейших исследований и оптимизации решений в области разработки месторождений ВВН и СВН.

3. С точки зрения снижения операционных затрат на генерацию пара и подготовки горячей воды возможны две стратегии использования паро-водоизолирующих технологий: с тенденцией на сокращение повторных обработок за счет более стойких к термобарическим условиям объекта разработки системам или с сохранением имеющейся тенденции обработок (с учетом времени жизни блокирующих пачек до 1 года) за счет использования более дешевых реагентов, например, отходов промышленных предприятий. Известно, что большинство нефтедобывающих предприятий России расположены в изолированных энергосистемах. Использование отходов предприятий позволит компаниям вести активную политику в области энергосбережения и энергоэффективности, в том числе и на отдаленных территориях.

4. При вязкости флюида <10000 мПа·с химическое заводнение является достаточно благоприятным, однако возрастают требования по проницаемости пласта (не менее $500 \cdot 10^{-3}$ мкм²) в связи с необходимостью проникновения полимера в поровое пространство пласта-коллектора без коагуляции ПЗП и потери приемистости. При меньшей вязкости флюида выбор технологии добычи стоит между физико-химическими (традиционное заводнение совместно с ПОТ или химическим заводнением) или тепловыми методами. Основными критериями подбора технологии можно назвать: глубина залегания пласта, вертикальная и латеральная неоднородность по проницаемости, тип и вид коллектора, наличие водоносного горизонта и водяных линз, наличие глинистых перемычек, удалённость эксплуатационного объекта от источника тепловой энергии, наличие многолетнемерзлых пород и др.

5. В отличие от технологий химического заводнения, требующих большие капитальные вложения и более сложные системы подготовки воды и полимера в рамках российских проектов ВВН и СВН, системы для проведения ПОТ и ВПП являются наиболее простыми, дешевыми и общедоступными.

6. Установлены основные механизмы обводнения ДС, которые можно связать с геологическим и технологическим фактором. Геологический механизм обводнения напрямую

связан со стратиграфией, типом и видом коллектора. Технологический механизм связан с эксплуатационными режимами работы НС и ДС.

7. В качестве рассматриваемых объектов ВВН и СВН в данной работе выбраны соответственно Русское и Ашальчинское месторождения.

8. На основе проведенного литературного анализа, выявлено, что вытеснение горячей водой (80-120 °С) является одной из эффективных технологий для добычи ВВН Русского месторождения. Одним из основных механизмов обводнения ДС является прорывы горячей воды по высокопроницаемым зонам и каналам от нагнетательных скважин системы ППД. Неэффективное использование тепловой энергии (горячей воды) обусловлено низким охватом залежи ВВН тепловым воздействием.

9. Парогравитационный дренаж является наиболее эффективной технологией добычи СВН Ашальчинского месторождения. Одним из основных механизмов обводнения со стороны нагнетательной скважины системы SAGD является прорыв пара, параметрами до 250 °С, по высокопроницаемым зонам и каналам, преимущественно в пятке НС. Неэффективное использование тепловой энергии (водяного пара) обусловлено низким вовлечением носочной зоны НС охватом теплового агента.

ГЛАВА 2 МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

2.1 Обоснование выбора компонентов полимерного состава

Целью данного раздела является обоснование выбора компонентов полимерных составов для температурных условий: $<120\text{ }^{\circ}\text{C}$, $120\text{--}250\text{ }^{\circ}\text{C}$. При выборе реагентов для приготовления полимерных составов для проведения паро- водоизоляционных работ на месторождениях ВВН и СВН необходимо либо стремиться к сокращению повторных обработок ПЗП или внутрипластового пространства за счет разработки и внедрения более прочных, устойчивых к заданным термобарическим условиям пласта систем, либо стремиться к сокращению затрат на приготовление составов за счет выбора наиболее дешевых реагентов и материалов.

В условиях $<120\text{ }^{\circ}\text{C}$ можно рассмотреть в качестве полимерной основы продукты акрилонитрила: полиакриламид (ПАА) с различной степенью гидролиза. При температурах $>60\text{ }^{\circ}\text{C}$ акрилаимидные группы подвергаются гидролизу с образованием акрилатных групп. Кроме того, при наличии значительных содержаний солей жесткости (особенно Ca^{2+}) и высокой доли акрилатных групп ГПАА выпадает в осадок с дальнейшей потерей вязкости полимерного раствора. При больших скоростях потока линейные структуры деформируются и в дальнейшем деструктируют. Таким образом, для данных условий необходимо рассмотреть реагенты, улучшающие термостабильность и стабильность ПАА в присутствии солей жесткости за счет выбора ПАА сополимеризованного с рассмотренными в первой главе мономерами с добавлением в полимерный раствор сшивателя, либо за счет добавления сшивателя в полимерный раствор на основе ПАА без каких-либо присадок.

Добавление термостойких сополимеров акриламида, как правило, утяжеляют экономическую составляющую технологии водоизоляционных работ на месторождениях ВВН, в этой связи, актуально рассматривать в контексте комбинированных МУН систему полимер-сшиватель с минимальным содержанием компонентов полимерного состава.

На сегодняшний день рынок химических реагентов на основе многовалентных металлов обеспечивает необходимое количество коммерческих сшивателей. Известные сшивающие композиции поставляются и хранятся на нефтедобывающем объекте в жидкой форме, что в свою очередь удорожает технологию. В этой связи, актуален поиск и внедрение более дешевых аналогов сшивателей. Потенциальным решением внедрения более дешевых сшивателей следует рассмотреть отходы промпредприятий. В секторе переработки минерального сырья существует насущная проблема в строительстве отвалов и в хранении хром-алюминиевого шлама, состав которого представлен в таблице 4.

Таблица 4 – Химический состав твердой фазы катализаторного шлама [86]

Наименование пробы твердой фазы катализаторного шлама	Концентрация, мас. %								
	Al ₂ O ₃	SiO ₂	K ₂ O	CaO	TiO ₂	Cr ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	ZnO	ZrO ₂
Shimadzu	72,46	11,61	2,49	0,18	0,23	11,74	0,21	0,01	0,23
ISP MS	70,20	8,80	1,90	0,30	0,23	13,5	0,31	-	-
Tescan Vega 3	71,8	10,08	2,94	0,35	-	13,6	0,27	-	-

Помимо экономических и логистических, возникают проблемы экологического характера: шестивалентный хром, содержащийся в жидкой фазе пульпы, является токсичным для человека и окружающей среды. В Санкт-Петербургском горном университете Екатерины II разработана технология нейтрализации содержащих Cr⁶⁺ отходов [86]. Таким образом, на выходе процессов очистки пульпы получается готовый продукт: твердый шлам с содержанием нетоксичной формы хрома (Cr³⁺). Однако и данная нейтрализованная форма шлама является отходом, который промпредприятиям необходимо содержать в отвалах. Полученный экологически-безопасный шлам может быть использован в качестве сшивателя полимерных составов. Утилизация хром-алюминиевого шлама, содержащих в себе Cr³⁺ и Al³⁺, путем приготовления составов на их основе для водоизоляционных работ является оптимизационной задачей одновременно как для нефтедобывающего (нефтесервисного) сектора, так и для сектора переработки минерального сырья.

Научное обоснование выбора компонентов полимер-дисперсного состава (ПДС) на основе гидролизованного полимера акрилового ряда базируется на следующих суждениях.

Анионный полиакриламид содержит карбоксильные группы, которые могут диссоциировать в водной среде с образованием карбоксилат-анионов (-COO⁻). Активированный при измельчении катализаторный шлам, содержащий оксиды хрома и алюминия, взаимодействуют с водным раствором полиакриламида за счет сил электростатического притяжения между отрицательно заряженными макромолекулами анионного ПАА и положительно заряженной поверхностью оксидов. Таким образом, основным механизмом взаимодействия является адсорбция и электростерическая стабилизация [110]. Это приводит к формированию геля за счет физических взаимодействий. Повышение температуры ускоряет процесс диффузии частиц и макромолекул полимера. Чем выше молекулярная масса полимера, тем длиннее полимерная цепь, а, следовательно, больше частиц могут связать макромолекулы полиакриламида.

Аналогично механизму, описанному выше, могут одновременно связываться с несколькими карбоксилат-группами, принадлежащими разным макромолекулам полимера. Это приводит к формированию поперечных связей между цепями полимера, создавая трехмерную

сетчатую структуру. Повышение температуры ускоряет процесс сшивки, так как увеличивается подвижность макромолекул и скорость диффузии ионов металлов.

Сшивка катионного полиакриламида оксидами трехвалентных металлов в теории возможна при тщательном подборе условий (в особенности водородного показателя, относительно высокой концентрации ионов металлов). Основной механизм сшивки основан на координационном взаимодействии ионов металлов с аминогруппами полимера. Однако для повышения эффективности процесса может потребоваться использование дополнительно химических агентов, смещающих водородный показатель среды в слабощелочной или нейтральный.

Результаты литературно-патентного анализа демонстрируют наибольшую перспективность применения *в условиях высоких температур >120 °C* составов на основе водорастворимых синтетических полимеров класса термопластиков. В данной работе предлагается рассмотрение поливинилового спирта в качестве полимерной основы.

Поливиниловый спирт (ПВС) – термопластичный водорастворимый полимер, стабилен в отношении масел, жиров и органических растворителей, образованный реакцией щелочного или кислотного гидролиза, либо алкоголиза сложных поливиниловых эфиров, в частности поливинилацетата (ПВА). Температура плавления находится в области 230 °C (в среде азота), а температура стеклования 85 °C для полностью гидролизованной формы. На воздухе при 220 °C ПВС необратимо разлагается с выделением CO, CO₂, уксусной кислоты и изменением цвета полимера с белого на темно-коричневый.

Растворимость ПВС в классическом растворителе – дистиллированной воде, зависит от количества ацетатных групп, в составе макромолекул полимера. С увеличением в ПВС количества остаточных ацетатных групп от 5 до 30 % мас. в связи с уменьшением плотности упаковки макромолекул скорость растворения полимера повышается, растворы становятся более стабильными, а температура растворения понижается. Поливиниловый спирт, содержащий 8 – 10 % остаточных ацетатных групп, растворяется в воде при комнатной температуре. Известно, что ПВС с содержанием >10 % остаточных ацетатных групп плохо растворим в дистиллированной воде в стандартных условиях, поэтому необходимо либо подвести к системе приготовления полимерного состава теплоту, либо рассмотреть доступные реагенты в качестве основного растворителя с последующим доведением раствора полимера водой.

Актуально рассмотрение биполярных апротонных растворителей (диметилсульфоксид, диметилформамид, диметилацетамид и др.), которые являются подходящими растворителями для полярных и неполярных соединений, они не образуют водородные связи с анионами, поэтому реакционно-способность растворенных анионов намного выше, чем в протонных растворителях. Поляризуемые заряженные переходные состояния более сольватированы в биполярных

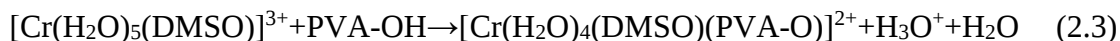
апротонных растворителях, чем в протонных растворителях. В результате этого бимолекулярные реакции с участием анионов протекают значительно быстрее, чем в протонных растворителях [4]. Кроме того, данные растворители хорошо смешиваются с водой, обладают высокой термической стабильностью и высокими точками кипения (200-230 °С).

Известно, что применение соединений хрома позволяет увеличить термостабильность состава. Использование солей поливалентных металлов в качестве сшивателя (например, ацетат хрома) позволяет создать прочную структуру за счет связывания 3-х макромолекул полимера.

Механизм гелеобразования составов на основе ПВС теоретически можно описать следующим образом. Цепи полностью омыленного поливинилового спирта сольватируются молекулами диметилсульфоксида (ДМСО) через водородные связи. При добавлении воды к раствору ПВС в ДМСО, вода конкурирует с ДМСО за взаимодействие с гидроксильными группами ПВС. Часть ДМСО замещается водой, что может привести к изменению растворимости ПВС или даже к его осаждению при высоком содержании воды. В водном растворе полимера ацетат хрома диссоциирует, образуя ионы Cr^{3+} , которые гидратируются (2.1). Часть молекул воды в координационной сфере Cr^{3+} замещается ДМСО (2.2).



Ионы хрома образуют координационные связи с –ОН группами ПВС, замещая молекулы воды или ДМСО в своей сольватной оболочке. В результате ион хрома связывает 2-4 гидроксильные группы из разных цепей ПВС, формируя поперечные сшивки (2.3).



При замене формы хрома с ацетата на оксиды Al_2O_3 и Cr_2O_3 , содержащиеся в катализаторном шламе, механизм гелеобразования несколько изменится. Подробный состав катализаторного шлама представлен в таблице 4. Амфотерные оксиды Al_2O_3 и Cr_2O_3 являются устойчивыми веществами и растворяются в сильных кислотах или щелочах при высоких температурах. В этой связи, при добавлении в полимерный раствор соединения будут инертны по отношению к его компонентам в стандартных условиях. При добавлении катализаторного шлама в раствор полимера образуется композитный гель, образованный с помощью физической сшивки без образования новых химических связей. В этом случае частицы шлама будут выступать как наполнитель полимерной системы. Частицы оксидов хрома и алюминия распределяются в матрице ПВС, формируя физическую сетку за счет адсорбции полимера на поверхности оксидов. Такой гель должен обладать повышенной механической прочностью.

С другой стороны, при нагреве полученной полимерной системы до исследуемых температур Cr_2O_3 частично растворится в ДМСО, выделяя ионы Cr^{3+} . В этом случае, механизм

сшивки будет аналогичен описанному в присутствии ацетата хрома III, но с меньшей эффективностью за счет меньшего содержания хрома.

Предварительный анализ потенциально применимых реагентов на эксплуатационном объекте помог сформировать следующие требования к полимерным составам:

1. Полимер должен быть предназначен для выполнения малообъемных закачек в рамках ФХМУН и водоизоляционных работ.

2. Химические реагенты должны сохранять свои свойства при транспортировке, в течение гарантийного срока хранения, в том числе, сохранять свои свойства при хранении в условиях отрицательных температур. Отметим, что большинство ГТМ проводятся в весенне-летний сезон, в этой связи, необходимо, чтобы реагенты сохраняли свои заявленные свойства в условиях (- 35...+28 °C).

3. Химические реагенты должны быть доступными с точки зрения логистики и экономики. Использование отходов предприятий могут значительно снизить операционные затраты на проведение водоизоляционных работ на месторождениях ВВН и СВН.

4. Химические реагенты должны отвечать требованиям правил техники безопасности и экологической обстановки на производстве. Использование нейтрализованной твердой фазы катализаторного шлама, в отличии от жидкого аналога: ацетата хрома трехвалентного (класс опасности 3), потенциально снижает операционные затраты на их хранение, особенно в зимнее время. Отметим, что при хранении мелкодисперсных неорганических реагентов, в том числе оксидов металлов, необходимо соблюдать правила хранения во избежание образования взрывоопасных аэрозолей в воздухе. То же самое касается хранения используемых полимеров.

5. Полимер должен быть растворим в самом распространённом и доступном на промысле растворителе – в воде. Степень гидролиза, косвенно отражает насколько хорошо растворяется полимер в воде, однако получение особо высоких значений технологически и экономически ограничено. Рекомендуемое значение степени гидролиза полимеров акрилового ряда варьирует в диапазоне от 5 до 40 %.

6. Содержание основного вещества показывает массовую долю нелетучих компонентов в сухом порошке полимера. Косвенным образом влияет на степень набора вязкости, которая является одним из ключевых параметров внедрения гелеобразующих систем на основе полиакриламидов. Одной из главных причин потери вязкости полимерного состава, является деструкция – разрушение структуры цепи. Важно различать процессы деструкции и деградации. Деградация – это процесс ухудшения характеристик вещества, таких как растворимость полимера или вязкость растворов, без разрушения макромолекулы. Это происходит из-за изменения конформации макромолекулы, объёма макромолекулярного клубка, химической

активности функциональных групп полимера и их взаимодействия с поливалентными ионами солей, содержащимися в воде [84].

Деструкция же представляет собой процесс разрушения и расщепления макромолекул на отдельные фрагменты, что приводит к уменьшению молекулярной массы полимера. В результате таких процессов вязкость растворов полимера снижается. Деструкция может быть термической, химической, механической или биологической. В этой связи, рекомендуемое значение содержания основного вещества составляет $>85\%$.

7. Молекулярная масса полимера (ММ) – характеристика, влияющая на его набор вязкости, то есть чем больше молекулярная масса, тем меньшее содержание полимера необходимо для получения целевой вязкости. С учетом геолого-физических характеристик (ГФХ) объекта разработки необходимо в рамках лабораторных исследований подобрать полимерную основу, которая в составе со сшивателем обеспечит необходимый уровень фильтрации при отсутствии чрезмерной коагуляции ПЗП, которая может привести к частичной или полной потере приемистости.

8. Термостабильность химических реагентов и их устойчивость к минерализации пластовых вод. Определяется как отношение вязкости раствора после нагревания и долговременной выдержки к вязкости исходного раствора в заданных температурных условиях: температуры пласта или температуры нагнетаемых в пласт агентов (горячей воды). Повышение температуры в пластовых условиях ускоряет гидролиз растворов ПАА. При температуре $50\text{ }^{\circ}\text{C}$ гидролиз ПАА идет медленно и его растворы остаются стабильными в течение длительного времени независимо от состава и содержания растворенных солей. При температурах более $70\text{ }^{\circ}\text{C}$ процесс гидролиза амидных групп идет весьма интенсивно, полимер становится нестойким к полиминеральной агрессии, поэтому при данных температурах применение ПАА допустимо только при содержании ионов Ca^{2+} в пластовой воде не более 200 частей на млн. Коэффициент термической стабильности должен быть выше 0,85.

9. Устойчивость к механической деструкции. Механическая деструкция полимера происходит при воздействии на его молекулу избыточной скорости сдвига или резких перепадов давления в трубе, штуцере, диафрагме или насосе. Это приводит к разрыву молекулярной цепи и, как следствие, к снижению вязкости полимера. Коэффициент стойкости к механической деструкции оценивается по отношению вязкости деструктированного раствора к исходному раствору. Коэффициент механической стабильности должен быть выше 0,85.

2.2 Методика приготовления предлагаемых полимерных составов

1. Полимер-дисперсный состав на основе амида акриловой кислоты готовят следующим образом. Под верхнеприводную мешалку (рисунок 15) помещают химический стакан с водой.



Рисунок 15 – Внешний вид верхнеприводной мешалки для приготовления полимерных составов (фото автора)

Сначала готовят водный раствор полимера посредством растворения в общей части воды полиакриламида. Полимер засыпают порционно, во избежание образования «рыбьих глаз». Потом готовят водную суспензию катализаторного шлама. Затем два раствора смешивают между собой.

2. Полимерный состав для водоизоляционных работ на основе ПВС с добавлением ацетата хрома трехвалентного готовят следующим образом. Химический стакан со взвешенной массой демитилсульфоксида помещают на водяную баню или на электроплитку. Термостатируют 15 мин. при температуре 60-95 °С. Данную систему химический стакан-термостат помещают под мешалку с верхним приводом. Устанавливают число оборотов лопастей мешалки 500-700 об/мин. Порционно засыпают поливиниловый спирт до полного растворения. В полученный раствор дозируют воду в известном количестве. Далее в раствор вводят ацетат хрома.

3. Полимерный состав для водоизоляционных работ на основе ПВС с добавлением хром-алюминиевого шлама готовят следующим образом. Химический стакан со взвешенной массой демитилсульфоксида помещают на водяную баню или на электроплитку. Термостатируют 15 мин. при температуре 60-95 °С. Данную систему химический стакан-термостат помещают под мешалку с верхним приводом. Устанавливают число оборотов лопастей мешалки 500-700 об/мин. Порционно засыпают поливиниловый спирт до полного растворения. Параллельно готовят суспензию катализаторного шлама. В известном количестве воды диспергируют хром-алюминиевый шлам с помощью верхнеприводной мешалки при 300-500 об/мин. Затем суспензию катализаторного шлама добавляют в полимерный раствор.

2.3 Исследования в свободных объемах

2.3.1 Определение содержания основного вещества

Цель эксперимента: определить массовую долю нелетучих компонентов в сухом порошке полимера. Методика определения содержания основного вещества основана на вычислении массы нелетучих веществ порошкообразных полимеров путем измерения потери массы навески сухого полимера после высушивания образца. Подготовка бюкс к испытаниям осуществляется путем промывки хромовой смесью с последующей сушкой в термошкафу при температуре 105 °С (рисунок 16).



Рисунок 16 – Внешний вид термошкафа (фото автора)

После промывки и сушки бюксы с крышками взвешиваются на аналитических весах. Дополнительно на весах взвешивается несколько граммов полимера (как правило, 2 г), которые помещаются в бюксы и равномерно распределяются по дну (необходимо избегать, чтобы навеска была уложена в несколько слоев). Распределяют полимер стеклянной палочкой. После этого бюкс направляется в термошкаф при температуре свыше 105 °С. В шкафу бюксы выдерживаются до постоянной массы (ориентировочно 2 ч), после чего охлаждаются в эксикаторе и повторно взвешиваются на весах.

Массовая доля основного вещества определяется как отношение масс бюкс с сухим полимером после и до высушивания. Исследуемый полимер считается чистым по составу без сторонних примесей, если масса его сухого вещества после осушки уменьшилась не более чем на 20 %.

2.3.2 Подбор полимерной основы с точки зрения химического заряда для состава на основе полимера амида акриловой кислоты

Цель эксперимента: визуальным методом контроля оценить совместимость полимерной основы и катализаторного шлама с точки зрения химического заряда. Готовят полимерный состав в соотношениях 1:1 и 1:10 на основе анионного и катионного ПАА различных марок и

различных молекулярных масс. Приготовленные составы на основе исследуемого ПАА (в количестве 4 шт.) помещают в герметичную емкость и оставляют для оценки совместимости в комнатных условиях (2 состава в соотношениях 1:1 и 1:10) и помещают в термошкаф при 120 °С (2 состава в соотношениях 1:1 и 1:10). Отобранными считают образцы, которые способны удерживать частицы шлама по всему объему полимерного раствора как в термошкафу, так и при стандартных условиях на протяжении >1 суток.

2.3.3 Определение гранулометрического состава катализаторного шлама

Цель эксперимента: оценка размера частиц указанного шлама. Методика оценки гранулометрического состава по ГОСТ Р 51641-2000 и ГОСТ 12536 – 2014 катализаторного шлама заключается в расसेве его пробы с использованием вибростенда (рисунок 17) и определении количественного распределения частиц шлама по крупности на ситах с последующим определением выхода массы материала, полученной на каждом из них, и вычислением выхода материала на каждом сите в процентах (%) от общей массы пробы, взятой для ситового анализа.



Рисунок 17 – Внешний вид вибростенда с набором сит (фото автора)

Непосредственно перед проведением эксперимента тару с материалом помещают в термошкаф при температуре 105°С для удаления лишней влаги. Затем определяют массу каждого сита из набора включая поддон. Набор сит устанавливают на вибропривод. Далее отбирают пробу материала в количестве до 50 г. методом квартования или переворачивания закрытой тары с материалом >10 раз вверх дном. Затем равномерно засыпают на верхнее сито. С помощью вибропривода производят рассев на ситах с ячейками разного типоразмера (таблица 5) в течение 20 мин. при амплитуде 2 мм.

Таблица 5 – Набор сит, используемый в ходе анализа (составлено автором)

№ сита	Размер ячейки сетки, мм	№ н/д
1	0,400	ТУ 4846-010-11149834
2	0,315	ТУ 4846-010-11149834
3	0,250	ТУ 4846-010-11149834
4	0,200	ТУ 14-4-507-99
5	0,180	ТУ 4846-010-11149834
6	0,160	ТУ 14-4-507-99
7	0,150	ISO 3310-1
8	0,125	ТУ 14-4-507-99
9	0,100	ТУ 14-4-1561-89
10	0,074	ТУ 14-4-507-99
11	0,050	ГОСТ 6613-86

Далее взвешивают каждое сито из набора с остатками пробы на нем. В качестве контроля качества отсева используется электронный микроскоп с увеличением $\times 100$.

В качестве контрольного метода предлагается использовать оптический микроскоп.

2.3.4 Определение седиментационной устойчивости разработанных полимерных составов

Цель эксперимента: выявить наиболее устойчивый к оседанию твердых частиц полимерный состав в зависимости от размера частиц дисперсной фазы, оценить время гелеобразования разработанных составов и прочностные характеристики полученных гелей. Методика оценки седиментационной устойчивости частиц шлама в полимерном растворе основана на визуальном контроле полимерного состава с течением времени. Предварительно делают рассев шлама для получения фракций размером 250-500 мкм, 94-250 мкм, и <94 мкм. Далее в соответствии с рецептурой готовят по 3 полимерных состава с минимальным рабочим содержанием по полимеру с добавлением в полимерный раствор суспензию шлама указанных фракций в соотношении 1:1. Составы выдерживаются в стандартных условиях и при 120 °С. Время проведения эксперимента – не менее 24 ч, является достаточным для приготовления и закачки состава в пласт. Эксперимент считается законченным при формировании трехмерной структуры геля в случае для «жестких» систем.

В качестве состава для менее проницаемых пород-коллекторов предлагается добавление шлама фракций <20 мкм.

2.3.5 Определение времени гелеобразования разработанных полимерных составов при температуре 120-250 °С

Цель эксперимента: определить промежуток времени с момента приготовления полимерного состава до момента прекращения набора вязкости.

Время начала гелеобразования – время, при котором происходит набор вязкости полимерного состава, время окончания гелеобразования – время, при котором прекращается набор вязкости. Время гелеобразования определялся для составов с различными содержаниями

компонентов в установленном температурном диапазоне 120-250°C. В зависимости от исследуемой температуры приготовленный полимерный состав помещается в термошкаф (<120 °C) или реторту для анализа керна (120-250 °C). Время гелеобразования определяется визуальным методом по изменению положения мениска в химическом стакане. Окончанием времени гелеобразования считается время, при котором мениск не изменяет своего положения в химическом стакане под наклоном в 45° к вертикали. Таким образом, время гелеобразования – промежуток времени с момента приготовления полимерного состава до окончания гелеобразования.

Контроль содержимого химических стаканов для определения времени гелеобразования осуществляется каждые 10-15 мин. до окончания гелеобразования. После формирования геля состав продолжали выдерживать при исследуемой температуре и выполняли оценку пластической прочности.

2.3.6 Исследование пластической прочности полимерных составов при различных содержаниях его компонентов

Цель исследований: определение прочностных характеристик разработанных полимерных составов. К данным исследованиям не допускаются полимерные составы, представляющие собой мягкие гели, в отличие от более жестких систем они не обладают свойствами твердых тел. Метод определения пластической прочности Ребиндера заключается в оценке глубины погружения конуса (с углом осевого сечения при вершине 60°) с известной массой в исследуемый состав (рисунок 18 и 19).

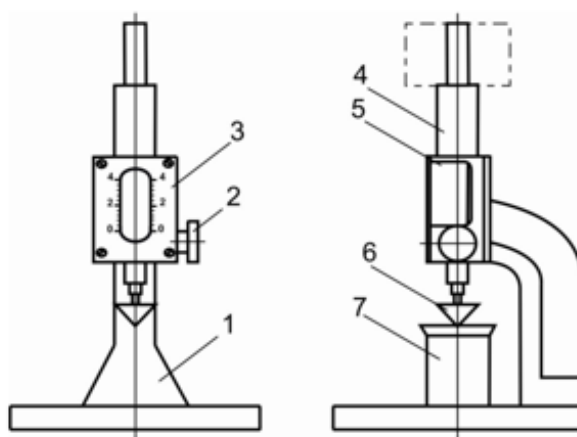


Рисунок 18 – Пластомер Ребиндера [11]: 1 – станина; 2 – зажим; 3 – измерительная шкала; 4 – стержень; 5 – вертикальная обойма; 6 – конус; 7 – лабораторный стакан с гелем



Рисунок 19 – Внешний вид пластомера Ребиндера (фото автора)

Эксперимент для каждого полимерного состава с одними содержаниями химических компонентов проводится 5 раз, после чего вычисляется среднее арифметическое значение. Пластическая прочность полимерных составов оценивалась каждые 24 ч на протяжении трех суток.

Пластическая прочность определяется следующим образом (2.4):

$$\begin{cases} P_{\text{пласт}} = K_{\alpha} \cdot \frac{F}{h^2} \\ K_{\alpha} = \frac{1}{\pi} \cdot \cos^2\left(\frac{\alpha}{2}\right) \cdot \operatorname{ctg}\left(\frac{\alpha}{2}\right) \end{cases} \quad (2.4)$$

где $P_{\text{пласт}}$ – пластическая прочность, Па;

α – угол осевого сечения конуса при вершине, равный 60° ;

K_{α} – коэффициент, зависящий от угла осевого сечения конуса при вершине, д. ед.;

F – вес погружаемой системы, Н;

h – глубина погружения конуса в гель, м.

2.3.7 Определение термостабильности разработанных полимерных составов

Термостабильность полимерных составов – их способность сохранять свои структурно-механические и реологические свойства в заданных условиях температур $120\text{--}300^\circ\text{C}$. Термостабильность полимерного состава оценивается путем визуального наблюдения и измерения пластической прочности при исследуемой температуре. С целью экономии энергоресурсов и химических реагентов к данному испытанию допускаются образцы, хорошо зарекомендовавшие себя на предыдущих этапах.

Термостабильность оценивалась следующим образом. Разработанные полимерные составы помещались в термошкаф или в реторту для анализа керн (рисунок 20) с установленной температурой $120\text{--}300^\circ\text{C}$ и выдерживались в течение трех суток. Каждые 24 ч визуально

оценивалось состояние пробы, изменение её внешнего вида и пластической прочности для составов на основе ПВС на протяжении всего эксперимента.



Рисунок 20 – Внешний вид реторты для анализа керна (фото автора)

2.3.8 Определение коррозионной активности разработанных полимерных составов

Цель эксперимента: определить скорость коррозии разработанных полимерных составов на образце металлической пластины.

Лабораторные исследования скорости коррозии проводилась гравиметрическим способом согласно ГОСТ 9.506-87. В качестве корродирующего материала использованы стальные пластины марки Ст3. Время эксперимента для составов на основе полимера амида акриловой кислоты составляет 24 ч. Продолжительность эксперимента для составов на основе ПВС ограничивают согласно времени окончания гелеобразования.

Оценка коррозионной активности происходит по следующей формуле (2.5):

$$V_{\text{коррозии}} = \frac{m_1 - m_2}{S \cdot t \cdot \rho}, \quad (2.5)$$

где m_1 – исходная масса металлической пластины, кг;

m_2 – масса металлической пластины после проведения эксперимента, кг;

S – площадь поверхности металлической пластины, м²;

t – продолжительность эксперимента, с;

ρ – плотность металлической пластины, кг/м³.

Коррозионная активность полимерных составов определяется при следующих условиях: при 20 °С, 105 °С и при 120 °С.

2.3.9 Подбор деструктора для разрушения разработанных полимерных составов

Наибольшую разрушающую способность способны создать сильные кислоты и щелочи. Сильные кислоты способны разрушать образовавшиеся полимерные мостики и цепи. В качестве

деструкторов в основном выбирают: соляная, азотная, муравьиная кислота и гипохлорит натрия. Приготавливают растворы с одинаковым массовым содержанием основного вещества.

Определяют разрушающую способность деструкторов следующим образом:

- вырезаются кусочки образованного из полимерного состава геля с примерно одинаковой начальной массой 5 г., затем их помещают в химический стакан с герметичной крышкой объемом 100 мл с наличием исследуемого деструктора 50 г.

- емкость плотно закрывают, ставят под вытяжной шкаф. Визуальный контроль за составом происходит в течении 24 ч. Оцениваются факт и время окончания разрушения состава.

В случае с мягкими гелями подбор деструктора выполняется по максимальной потере вязкости состава.

2.3.10 Исследования по определению возникших связей разработанных полимерных составов

Одним из самых простых и доступных методов по установлению связей, возникающих в процессе гелеобразования, является метод спектроскопии ИК-Фурье. Спектры получали и регистрировались на ИК-Фурье спектрометре Tensor 27 (Bruker) (рисунок 21) в диапазоне волновых чисел 4000 – 500 см^{-1} . Tensor 27 (Bruker) обеспечивает спектральное разрешение вплоть до см^{-1} . Возможность подключения дополнительных модулей позволяет исследовать широкий спектр экспериментальных образцов. К исследованиям допускались высушенные образцы прочных гелей до пленок на основе ПВС и ПАА.



Рисунок 21 – Внешний вид спектрометра Tensor (Bruker) 27 (фото автора)

2.4 Определение реологических характеристик составов

Основными критериями выбора водоизоляционной композиции с точки зрения реологии являются время гелеобразования, механическая прочность геля на сдвиг (величина начального градиента давления), стабильность технологических свойств геля во времени в пластовых условиях [87].

Время гелеобразования в динамическом состоянии, то есть в движении через устьевое оборудование-скважина-пласт, определяется измерением эффективной вязкости $\mu_{эфф}$ полимерного состава во времени. По прошествии определенного времени $\mu_{эфф}$ резко возрастает,

что связано с образованием прочной упругой структуры-геля. Это время называется временем гелеобразования. Время, при котором происходит набор вязкости, определяется как временем начала гелеобразования. Момент времени, когда вязкость прекращает свой рост или изменяет интенсивность повышения, то характеризуется временем окончания гелеобразования.

Определение реологических характеристик осуществляется в диапазоне температур 20-250 °С с применением цилиндрической системы Н₁ ротационного вискозиметра Rheotest RN 4.1 (рисунок 22а) и электрической терморубашки от Vinci Technologies (рисунок 22б).

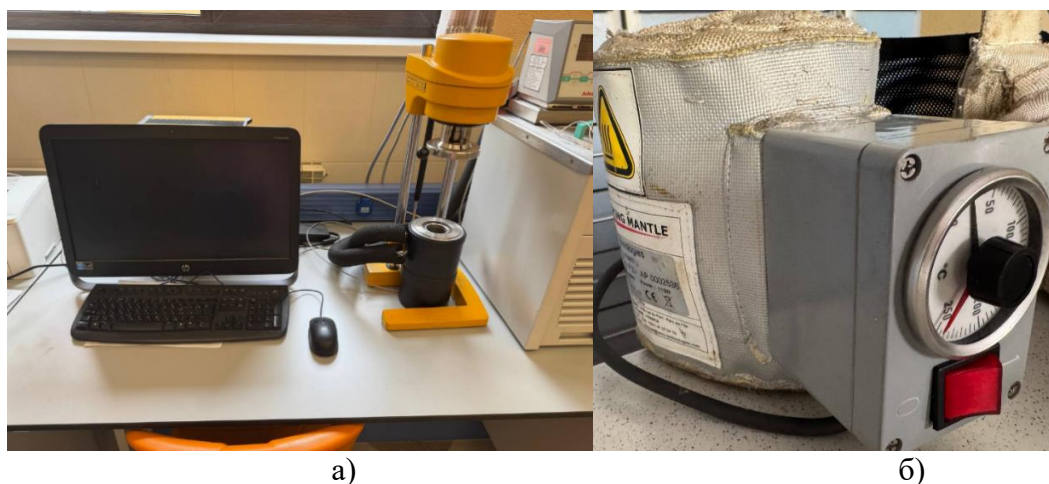


Рисунок 22 – Внешний вид а) ротационного вискозиметра Rheotest RN 4.1 (фото автора) и б) электрической терморубашки от Vinci Technologies (фото автора)

Реологические исследования разработанных полимерных систем на основе поливинилового спирта для закачки в скважины SAGD проводятся согласно следующей методике. Методика описывается принципиальной схемой, представленной на рисунке 23.

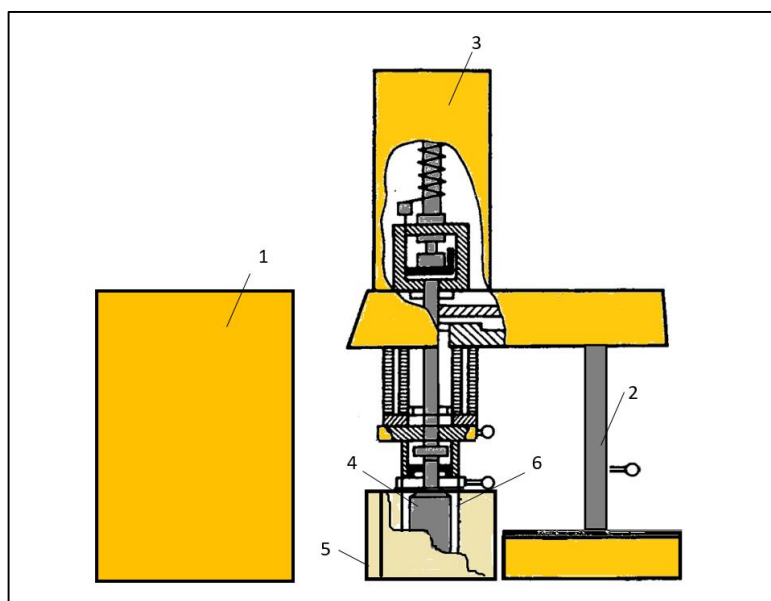


Рисунок 23 – Принципиальная схема проведения реологических исследований в условиях работы скважин SAGD (составлено автором): 1 – блок питания; 2 – штатив с регулятором уровня; 3 – измерительный механизм; 4 – измерительный цилиндр; 5 – электрическая терморубашка Vinci Technologies; 6 – стакан для исследуемой жидкости)

1. Моделирование условий состояния блокирующего состава сразу после приготовления для оценки его прокачиваемости по стволу скважины. Построение кривой вязкости, оценка реологической модели поведения состава. Определяется эффективная вязкость состава при различных скоростях сдвига путем снятия кривой вязкости.

Условия проведения эксперимента:

- время эксперимента $t = 0-300$ с;
- скорость сдвига $\gamma = 0-300$ с⁻¹;
- температура 20 °С.

2. Моделирование процесса закачки полимерного состава в НКТ. Для прогнозирования реологического поведения разработанных составов на основе ПВС в системе скважина-пласт наибольший интерес составляет закачка состава через НС, так как зона вокруг НС является наиболее прогретой относительно зоны вокруг ДС. В таблицах 6 и 7 представлены входные данные для проведения исследований.

Таблица 6 – Моделирование процесса закачки составов на основе ПВС в «короткую» НКТ паронагнетательной скважины (составлено автором)

№	Характеристика	Режим 1	Режим 2
1	Подача, Q , м ³ /с	0,003	0,009
2	Время проведения эксперимента, t , с	62,34	20,78
3	Скорость сдвига, γ , с ⁻¹	78,55	23,56
4	Температурный градиент, $gradT$ °С/с	1,98	2,36
5	Температура состава на глубине спуска башмака, T_b , °С	134	65
6	Средняя скорость потока в НКТ, $w_{ср}$, м/с	0,717	2,150
7	Рампа температуры, °С	20-134	20-65

Таблица 7 – Моделирование процесса закачки ПДС в НКТ (составлено автором)

№	Характеристика	Режим 1	Режим 2
1	Подача, Q , м ³ /с	0,003	0,009
2	Время проведения эксперимента, t , с	865	288
3	Скорость сдвига, γ , с ⁻¹	128	385
4	Средняя скорость потока в НКТ, $w_{ср}$, м/с	0,994	2,98
5	Рампа температуры, °С	20-120	20-120

3. Моделирование закачки полимерной композиции из НКТ в фильтр-хвостовик при заданных температурных условиях. В данном пункте определяется время гелеобразования и оценивается состояние геля при постоянной скорости сдвига (таблица 8-10).

Таблица 8 – Моделирование процесса закачки полимерных составов на основе ПВС из НКТ в фильтр-хвостовик: целевой интервал обработки в пяточной зоне (составлено автором)

№	Характеристика	Режим 1	Режим 2
1	Подача, Q , м ³ /с	0,003	0,009
2	Время проведения эксперимента, t , с	739	246
3	Скорость сдвига, γ , с ⁻¹	6,85	20,57
4	Рампа температуры, $rampT$, °С	134-250	65-250
5	Температурный градиент, $gradP$ °С/с	0,156	0,749

Таблица 9 – Моделирование процесса закачки составов на основе ПВС из НКТ в фильтр-хвостовик: при прокачке состава по всей длине горизонтального ствола (составлено автором)

№	Характеристика	Режим 1	Режим 2
1	Подача, Q , м ³ /с	0,003	0,009
2	Время проведения эксперимента, t , с	16045	5419
3	Скорость сдвига, γ , с ⁻¹	2,078	20,57
4	Рампа температуры, $rampT$, °C	134-250	65-250
5	Температурный градиент, $gradP$ °C/с	0,0066	0,0338
6	Средняя скорость потока, w_{cp} , м/с	0,064	0,190

Таблица 10 – Моделирование процесса закачки ПДС из НКТ в фильтр-хвостовик (составлено автором)

№	Характеристика	Режим 1	Режим 2
1	Подача, Q , м ³ /с	0,003	0,009
2	Время проведения эксперимента, t , с	3932,072	1967,690
3	Скорость сдвига, γ , с ⁻¹	40	121
4	Средняя скорость потока, w_{cp} , м/с	0,460	1,380
5	Рампа температуры, °C	120	120

4. Моделирование процесса фильтрации состава в пласт с учетом его реологических свойств (таблица 11 и 12).

Таблица 11 – Моделирование процесса закачки полимерных составов на основе ПВС в пласт на расстояние от НКТ до 6 м (составлено автором)

№	Характеристика	Расчетное значение
1	Время проведения эксперимента, t , с	16668
2	Скорость сдвига, γ , с ⁻¹	Хирасаки-Поупа 108,5-17,9
		Шовето-Зайтуна 71,7-12,3
3	Рампа температуры, $rampT$, °C	250

Таблица 12 – Моделирование процесса закачки ПДС в пласт до 6 м (составлено автором)

№	Характеристика	Расчетное значение
1	Время проведения эксперимента, t , с	16668
2	Скорость сдвига, γ , с ⁻¹	Хирасаки-Поупа 57,3-20,1
		Шовето-Зайтуна 12,3-6,0
3	Рампа температуры, $rampT$, °C	120

В данном пункте целесообразно предварительно локализовать зону для паро- водо- изоляционных работ и оценить ее геометрические характеристики. Определим скорость сдвига в пластовом пространстве с учетом реологии состава по формулам (2.6-2.8). Для двухфазной модели фильтрации нефть-вода используют следующее уравнение (2.6):

$$\gamma = C \left[\frac{3n+1}{4n} \right]^{\frac{n}{n-1}} \cdot \left[\frac{v}{\sqrt{k k_{rw}(s_w) m}} \right], \quad (2.6)$$

где v – фиктивная скорость фильтрации, м/с;

k – средняя абсолютная проницаемость пласта, мкм²;

$k_{rw}(s_w)$ – относительная фазовая проницаемость (ОФП) по воде, при заданной водонасыщенности, д. ед.

m – пористость пласта, д. ед.

Использование уравнения 2.6 ограничено ввиду отсутствия точных данных по ОФП в обрабатываемой зоне пласта. В этой связи, воспользуемся более простыми моделями для оценки скоростей сдвига в пласте-коллекторе считают модели Хирасаки-Поупа (2.7) и Шовето-Зайтуна (2.8):

$$\gamma = RF(w\sqrt{km}), \quad (2.7)$$

$$\gamma = RF\left(\frac{w(1-m)}{\sqrt{km}}\right), \quad (2.8)$$

где RF – фактор сопротивления, д. ед;

w – фиктивная скорость фильтрации, м/с.

Фактор сопротивления (ФС) – отношение подвижности фильтруемой воды к подвижности закачиваемого полимерного раствора. Из реологических моделей, полученных в п.1, оценим ФС. Вязкость воды для данного расчета принимают равной 1 мПа·с. В процессе продвижения гелланта вглубь пласта скорость сдвига будет уменьшаться.

Учитывая модель дренирования горизонтальной скважины Джоши, оценим истинную и фиктивную скорости фильтрации состава согласно методу «меченной частицы». Время прохождения меченной частицы оценивается по определению средней истинной скорости ($v_{\text{ср}}$) (2.9).

$$\begin{cases} v_{\text{ср}} = \frac{dr}{dt} \\ v_{\text{ср}} = \frac{w}{m} = \frac{Q}{Fm} \end{cases}; \quad (2.9)$$

где Q – расход закачиваемого состава, м³/с;

F – площадь фильтрации для ГС, м², принимается как площадь поверхности цилиндра и две полусферы (2.10):

$$F = S_{\text{ц}} + \frac{2S_{\text{сф}}}{2}, \quad (2.10)$$

где $S_{\text{пр}}$ – площадь поверхности цилиндра, м²;

$S_{\text{сф}}$ – площадь поверхности сферы, м² (2.11):

$$v_{\text{ср}} = \frac{Q}{(2\pi rL + 4\pi r^2)m}, \quad (2.11)$$

5. Моделирование разрушения полимерной композиции. Определение статического предела текучести в режиме контролируемого напряжения сдвига. Условия проведения эксперимента:

- время эксперимента $t = 0-500$ с;
- напряжения сдвига $\tau = 0-2000$ Па;
- температура 250/120 °С

6. Моделирование состояния сшитой полимерной композиции после ее закачки в пласт:

- время эксперимента $t = 0-300$ с;
- напряжения сдвига $\tau = 0-300$ Па;
- температура 250/120 °С

2.5 Фильтрационные исследования разработанных полимерных составов

К фильтрационным исследованиям допускаются образцы успешно прошедшие предыдущие испытания.

2.5.1 Исследование проникающей способности разработанного полимерного состава на основе полимера акриловой кислоты в образец горной породы

Цель исследования: определение фактора сопротивления, остаточного фактора сопротивления.

Эксперимент проводится с помощью фильтрационной установки RPS-812, общий вид фильтрационной установки представлен на рисунке 24а, а принципиальная схема фильтрационных исследований представлена на рисунке 25а. Фильтрация осуществлялась через насыпные модели кернов, подготовленных в соответствии с гранулометрическим и минералогическим составом объекта исследования (литотип песчанистый) с помощью комплекта для создания насыпных моделей (рисунок 26). Определение открытой пористости и абсолютной проницаемости подготовленных моделей проводилось с помощью «ПИК-ПП» (рисунок 27).



Рисунок 24 – Общий вид фильтрационной установки RPS-812. а) определение остаточного фактора сопротивления на однородной модели керна; б) определение коэффициента вытеснения на модели неоднородного пласта (фото автора)

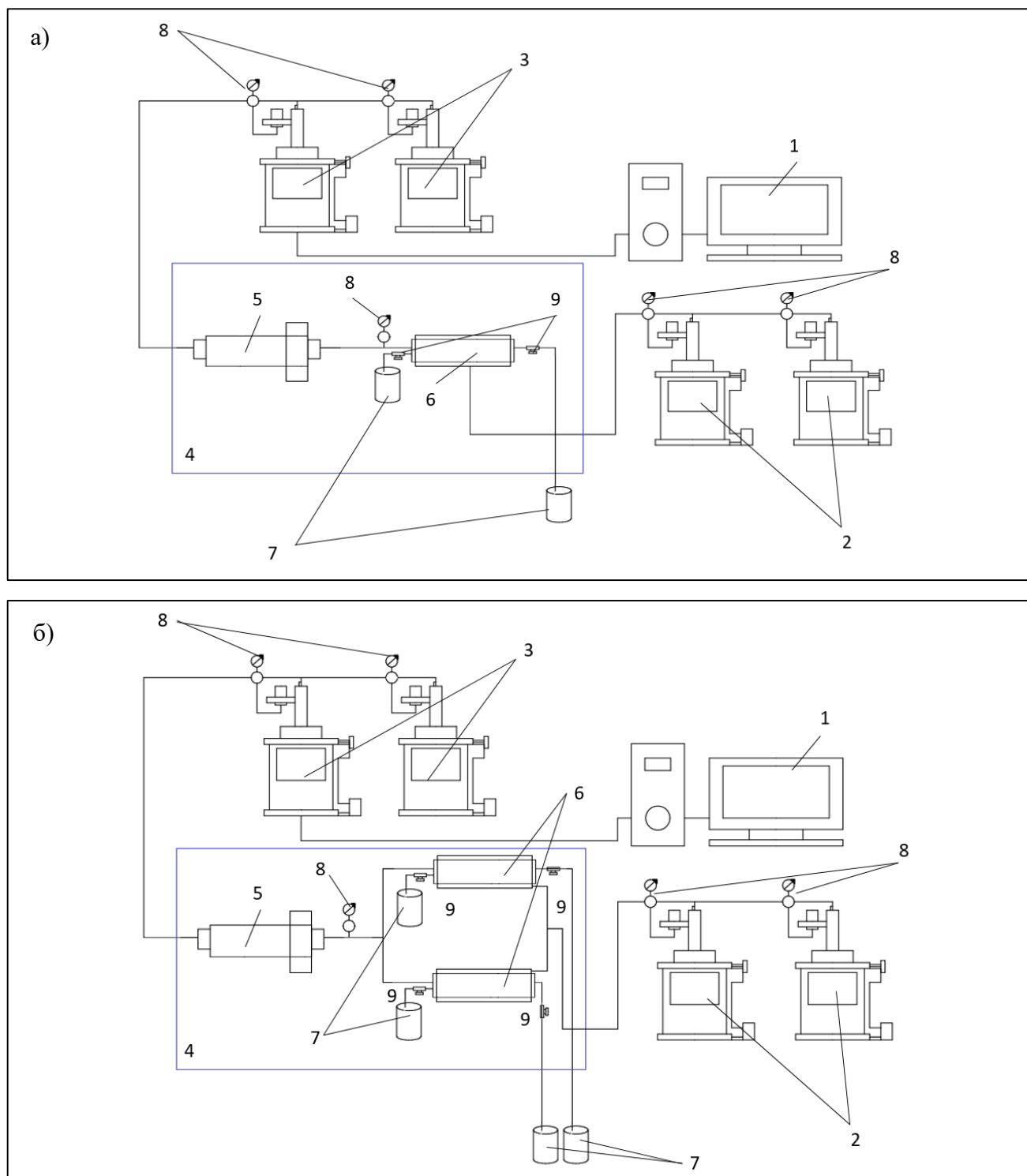


Рисунок 25 – Принципиальная схема фильтрационных исследований (составлено автором):
 а) определение остаточного фактора сопротивления на однородной модели; б) определение коэффициента вытеснения нефти из неоднородной модели пласта. 1 – персональный компьютер; 2 – насосы высокого давления для создания системы горного давления; 3 – насосы высокого давления для дозирования реагентов в образец горной породы; 4 – термошкаф; 5 – цилиндр для дозирования реагентов; 6 – кернодержатель; 7 – мерные цилиндры; 8 – датчики давления; 9 – запорный клапан

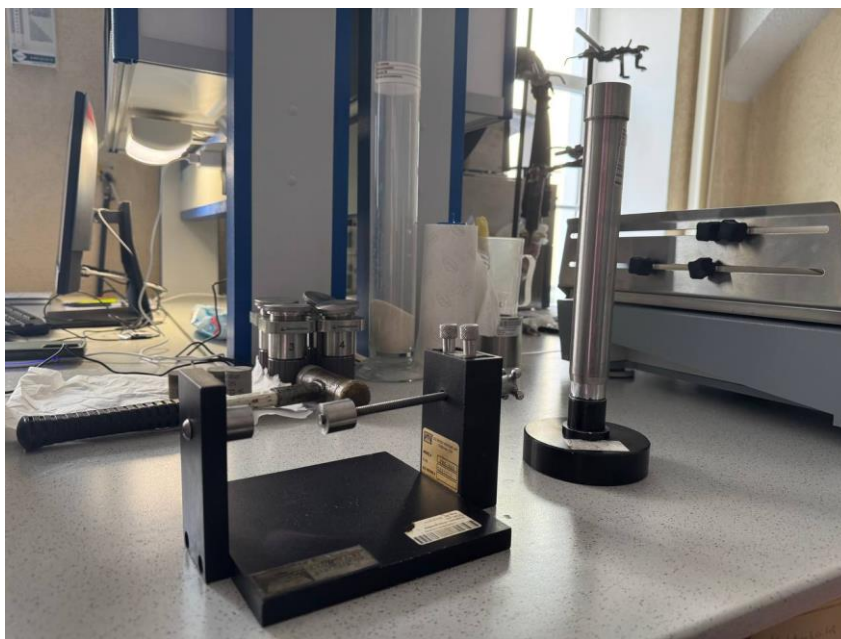


Рисунок 26 – Внешний вид комплекта для создания насыпных моделей (фото автора)



Рисунок 27 – Внешний вид пермеаметра-порозиметра «ПИК ПП» (фото автора)

Фильтрационный эксперимент проводился при следующих термобарических условиях:

- температура пласта: 20-120 °С;
- вытесняющий флюид: горячая вода 80-120 °С;
- давление на торце образцов не превышало горное более чем в 2 раза;
- горное давление: 1450 psi.

Фильтрационный эксперимент состоит из следующих этапов:

- насыпная модель устанавливалась в кернодержатель, затем создавались термобарические условия, максимально приближенные к реальным пластовым условиям терригенных отложений.

- проводилось измерение фазовой проницаемости по модели горячей воды образца насыпной модели в режиме постоянного расхода ($Q=0,5$ мл/мин) до стабилизации градиента давления закачки. Фильтрация – в «прямом» направлении.

- полимерный состав фильтровался до заданных значений порового объема (10 %, 30 % и 50 %) или до безопасного давления ($P=1400$ psi) с целью оценки ее проникающей способности в насыпную модель с постоянным расходом ($Q=0,103$ мл/мин). Фильтрация – в «прямом» направлении.

- после закачки полимерного состава насыпная модель выдерживалась при заданных термобарических условиях в течение 24 ч.

- затем производилось измерение фазовой проницаемости по модели горячей воды образца насыпной модели в режиме постоянного расхода ($Q=0,103$ мл/мин) до стабилизации градиента давления закачки или до безопасного давления ($P=1400$ psi). Фильтрация – в «прямом» направлении.

2.5.2 Определение коэффициента извлечения нефти при проведении эксперимента с горячей водой на модели неоднородного пласта для состава на основе амида акриловой кислоты

Цель исследования: определение эффективности вытеснения нефти до и после обработки полимерным составом.

Фильтрационные исследования проводятся с использованием параллельно подключенных кернодержателей для создания условий неоднородности свойств пласта по вертикали. В исследовании применялись два типа образцов кернов: высокопроницаемый образец и низкопроницаемый. Анизотропию свойств по проницаемости выбирают >2 .

Эксперимент проводится с помощью фильтрационной установки RPS-812, общий вид которой представлен на рисунке 24б, а принципиальная схема на рисунке 25б, на неоднородной модели пласта согласно методике, описанной в РД-39-3-36-77. В качестве вытесняющего агента используют горячую воду, подготовленную согласно СП 89.13330.2016.

2.5.3 Определение коэффициента извлечения нефти при проведении эксперимента с паром на модели неоднородного пласта для составов на основе поливинилового спирта

На рисунке 28 изображена принципиальная схема фильтрационной установки по определению коэффициента вытеснения и довытеснения нефти паром после закачки полимерных составов. Внешний вид стенда представлен на рисунке 29.

Перед проведением экспериментов патроны с битумонасыщенным песчанником взвешивают и оценивают поровый объем (PV). Оценивают фазовую проницаемость по холодной воде при расходе воды 0,1 мл/мин.

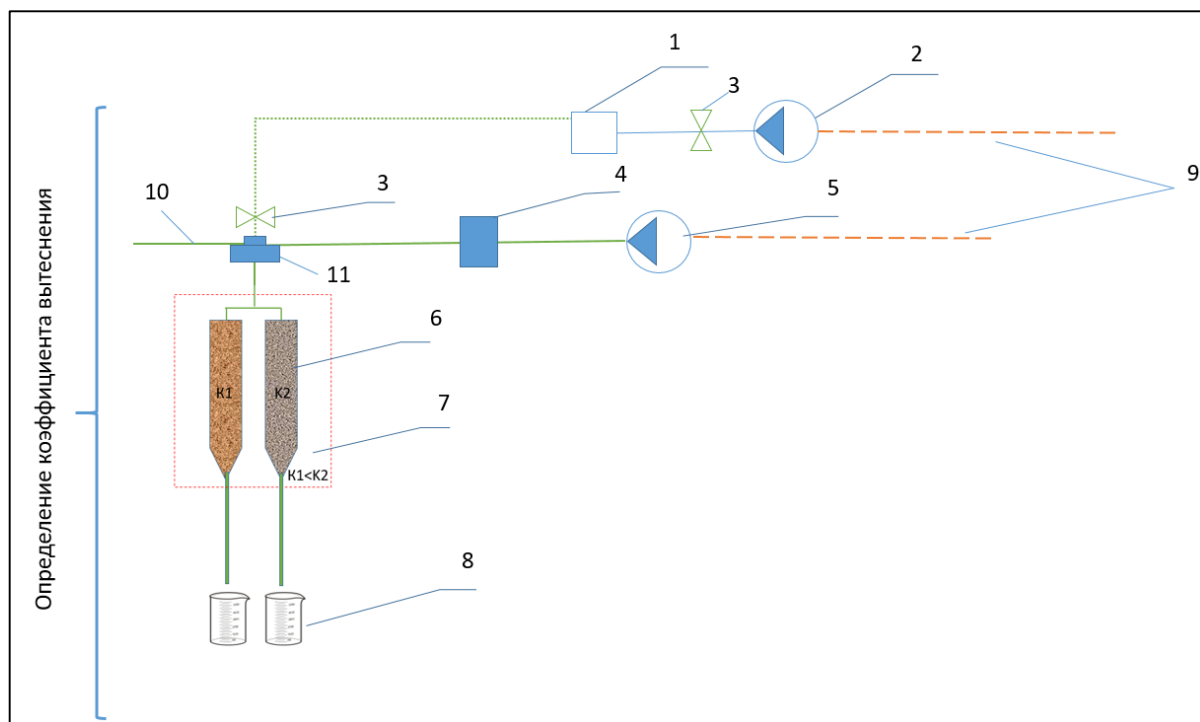


Рисунок 28 – Принципиальная схема для фильтрационного исследования по вытеснению СВН водяным паром (составлено автором):

1 – Парогенератор; 2 – насос высокого давления Vinci для подачи питательной воды в котельный агрегат; 3 – задвижка; 4 – цилиндр для дозирования химических реагентов; 5 – насос высокого давления Vinci для подачи состава в цилиндр; 6 – модель неоднородного пласта из двух кернодержателей; 7 – термостатирующие до 250 °С рукава от Vinci Technologies; 8 – мерные цилиндры; 9 – компрессорная линия для подачи воздуха в насосы высокого давления Vinci; 10 – сливной патрубок для контроля выхода пара на режим; 11 – тройник



Рисунок 29 – Внешний вид фильтрационного стенда (фото автора)

Измеряют фазовую проницаемость по пару образца насыпной модели в режиме постоянного расхода (при расходе воды на генерацию пара $Q=10$ мл/мин) до стабилизации

градиента давления закачки. Фильтрация – в «прямом» направлении. Полимерный состав фильтруют до безопасного давления ($P=1000$ psi) с целью оценки ее проникающей способности в насыпную модель с постоянным расходом ($Q=0,1$ мл/мин). Фильтрация – в «прямом» направлении. После закачки полимерного состава насыпная модель выдерживалась при термобарических условиях в течение 24 ч. Затем производилось измерение фазовой проницаемости по пару насыпной модели в режиме постоянного расхода ($Q=10$ мл/мин) до стабилизации градиента давления закачки или до безопасного давления ($P=1000$ psi). Фильтрация – в «прямом» направлении.

Перед генерацией пара, необходимо подготовить питательную воду на входе в котельный агрегат согласно СП 89.13330.2016 с помощью мобильной установки комплексной водоподготовки воды: по ее очистке от механических примесей и растворенных газов, ее умягчению от солей жесткости. Закачка пара в образец керна производится при постоянном расходе, который определяется и регулируется в мобильном парогенераторе. Термодинамические параметры водяного пара на входе в кернодержатель достигают до $300\text{ }^{\circ}\text{C}$ и 20 бар, пар сухой с общей привносимой теплотой до 2500 кДж/кг .

С целью сокращения теплотерь в моделируемой системе «скважина-пласт» необходимо использовать изоляцию трубопроводов на выходе из котельного агрегата для обеспечения допустимых теплотерь на «устье» не более 5 % и не более 20 % при движении теплоносителя «по скважине».

2.6 Выводы по Главе 2

1. На основе литературно-патентного анализа был обоснован выбор химических реагентов для приготовления полимерных составов и теоретически обоснованы механизмы гелеобразования.

2. Разработана программа проведения комплексных лабораторных исследований физико-химических, реологических и фильтрационных свойств полимерных составов для паро- и водоизоляционных работ на месторождениях ВВН и СВН.

ГЛАВА 3 РАЗРАБОТКА ПОЛИМЕРНЫХ СОСТАВОВ ДЛЯ ПАРО- И ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВЫСОКОВЯЗКОЙ И СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ

В данной главе представлены результаты лабораторных исследований по разработке термостойких полимерных составов с улучшенными свойствами в сравнении с известными составами для проведения паро- и водоизоляционных работ.

3.1 Предлагаемые компонентные составы, их внешний вид и соотношение реагентов

Разработанный автором полимер-дисперсный состав (патент на изобретение № 2815111, Приложение Б) был адаптирован для условий Русского месторождения: приготовлен на минерализованной воде общей минерализации до 15 г/л и протестирован в условиях теплового воздействия до 120 °С. В этой связи, заявленный в [28] нижний предел содержания полиакриламида увеличили с 0,01 до 1 мас. %. Таким образом, разработанный ПДС обладает широким спектром физико-химических свойств, которые могут быть адаптированы под различные геолого-физические условия.

Разработанный состав для условий <120 °С представляет собой полимер-дисперсную систему на основе полиакриламида с добавлением катализаторного шлама отходов промпредприятий в качестве дисперсной фазы при следующем соотношении компонентов, мас. %:

полимер амида акриловой кислоты (ПАА)	1-3
сшиватель на основе отходов промышленных предприятий	1-3
вода	остальное.

Полиакриламид выступает в качестве основы для полимер-дисперсного состава, является инициатором образования сложной пространственной структуры в водном растворе. Полиакриламид предназначен для использования в технологических операциях по повышению нефтеотдачи пласта, выравниванию профиля приемистости нагнетательных скважин, для модификации проницаемости пористого коллектора.

Катализаторный шлам сектора добычи и переработки минерального сырья с содержанием от 69 до 73 % оксида алюминия, от 10 до 14 % оксида хрома III, представляет собой порошок светло-зеленого цвета без запаха. Выступает в качестве дисперсной фазы полимер-дисперсного состава. Твердые частицы шлама связываются между собой и с горной породой за счет флокулирующих свойств полиакриламида. Катионы поливалентных металлов, содержащихся в шламе, являются сшивателем полиакриламида. В этой связи, образуется стойкая к размыву сшитая полимерно-дисперсная система, перераспределяющая фильтрационные потоки воды.

В качестве воды используется дистиллированная вода, пресная или подтоварная вода.

Предлагаемый полимер-дисперсный состав сразу после приготовления визуально выглядит как вязкая жидкость светло-зеленого цвета со взвешенными частицами шлама (рисунок 30).

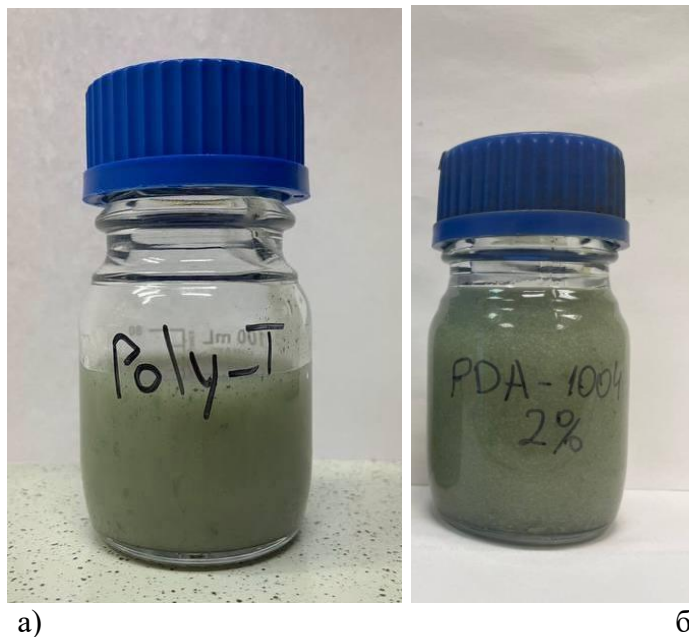


Рисунок 30 – Полимер-дисперсный состав на основе (фото автора):

- а) 2 мас. % полимера акрилового ряда высокой молекулярной массы Poly-T с добавлением шлама в соотношении 1:1; б) полимера акрилового ряда низкой молекулярной массы марки PDA-1004

Содержания высокомолекулярного ПАА <1 мас. % - при тепловом воздействии приводят к осаждению твердой фазы катализаторного шлама. Содержания высокомолекулярного полиакриламида в водном растворе >4 мас. % приводят к образованию неразбиваемых комков на этапе их приготовления.

Разработан полимерный состав для водоизоляционных работ (патент на изобретение № 2811109, Приложение А) на основе поливинилового спирта, выступающий в качестве прототипа для предлагаемых ниже составов с добавлением хромсодержащих агентов.

Разработанный полимерный состав на основе ПВС с добавлением ацетата хрома представляет собой сшитую полимерную систему на основе термопластичного полимера при следующем соотношении компонентов, мас. %:

Поливиниловый спирт «16/1»	3-10
Диметилсульфоксид	
49,3-51,9 мас. %-ный раствор	23-50
ацетата хрома трехвалентного	0,5-10
Вода	остальное.

Заявляемый состав для водоизоляционных работ включает в себя следующие реагенты и товарный продукты, их содержащие:

- поливиниловый спирт – 2-20 мас. % «16/1», выпускаемый по ГОСТ 10779-78;
- диметилсульфоксид – 1,2-88 мас. %, выпускаемый по ТУ 2635-114-44493179-08;
- ацетат хрома трехвалентного с содержанием 49,3-51,9 % – 0,5-4 мас. %, выпускаемая по ГОСТ 4328-77;
- вода – остальное, выпускаемая по ГОСТ 6709-72.

Поливиниловый спирт выступает в качестве основы для полимерного состава, является основой образования сложной пространственной структуры в водном растворе и в органической жидкости. Поливиниловый спирт 16/1 – полностью омыленный поливиниловый спирт с массовой долей летучих веществ не более 4 %, со значением динамической вязкости 4 %-ного раствора 12-17 мПа·с, массовой долей ацетатных групп не более 0,8-2 % и массовой долей ацетата натрия в сухом продукте не более 1,5 %. Выпускается в виде порошка или крупинок белого, или желтоватого цвета. Растворим в воде. Применяется в качестве связующего материала при изготовлении тонкозернистого порошкообразного сырья для производства керамических изделий и смесей для литья, используется в текстильпроме для шлихтования волокон и пряжи любого типа, входит в состав эмульсий для отбеливания швейных ниток из хлопка, выступает в качестве эмульгатора и стабилизатора при производстве мономеров, например, поливинилацетата; используется в качестве добавки в меловые суспензии.

Диметилсульфоксид выступает в качестве биполярного апротонного растворителя поливинилового спирта «16/1», а также выступает в качестве ускорителя процесса гелеобразования, так как является сильным акцептором протонов. Применяется в органическом синтезе, в качестве реакционной среды при производстве синтетических волокон, смол, пластиков, а также широко используется в медицине.

Ацетат хрома трехвалентного выступает в качестве термостабилизатора полимерного состава и сшивателя, под воздействием которого происходит структурирование макромолекул полимера в пористой среде с образованием прочной трехмерной гелевой системы в условиях >100 °С. Ацетат хрома трехвалентного, представляет собой жидкость темно-зеленого цвета с выраженным запахом, с массовой долей хрома III 11,2-11,8 %, с массовой долей ацетата хрома III 49,3-51,9 %, с рН в пределах 3-4. Применяется для повышения нефтеотдачи пластов, в частности, в работах по выравниванию профиля приемистости и в ремонтно-изоляционных работах.

В качестве воды используется дистиллированная, пресная или подтоварная вода.

После приготовления внешний вид полимерного состава представляет собой полупрозрачную жидкость зеленого цвета, насыщенность которой зависит от содержания ацетата хрома трехвалентного. При низких содержаниях ацетата хрома цвет геля может иметь голубой оттенок. В процессе выдержки полимерного состава в условиях >100 °С образуется

прочный гель (рисунок 31). Причем скорость образования геля зависит от интенсивности нагрева системы.



Рисунок 31 – Внешний вид разработанного полимерного состава на основе 5 мас. % поливинилового спирта (фото автора):

а) при содержании ацетата хрома в количестве 4 мас. % б) в количестве 0,5 мас. %

Разработанный полимерный состав на основе ПВС с добавлением шлама представляет собой гелеобразующую систему на основе термопластичного полимера при следующем соотношении компонентов, мас. %:

поливиниловый спирт	5-10
диметилсульфоксид	35-50
катализаторный шлам	5-10
Вода	остальное.

Поливиниловый спирт выступает в качестве основы для полимерного состава, является основой образования сложной пространственной структуры в водном растворе и в органической жидкости.

Диметилсульфоксид выступает в качестве биполярного апротонного растворителя.

Твердая фаза катализаторного шлама сектора добычи и переработки минерального сырья с содержанием от 69 до 73 % оксида алюминия, от 10 до 14 % оксида хрома III, представляет собой порошок светло-зеленого цвета без запаха. Частицы шлама являются наполнителем гелеобразующей системы, формирующие механические свойства. Кроме того, при частичном растворении указанных амфотерных оксидов в полимерном растворе катионы поливалентных металлов, содержащихся в шламе, являются сшивателем для макромолекул ПВС.

После приготовления внешний вид полимерного состава представляет собой непрозрачную светло-зеленого цвета. В процессе выдержки полимерного состава в условиях $>100\text{ }^{\circ}\text{C}$ образуется прочный гель (рисунок 32а). В процессе добавления катализаторного шлама

в полимерный раствор (ДМСО – ПВС – вода), он хорошо диспергируется, в процессе перемешивания образуется равномерная пастообразная жидкость. При нагревании приготовленного полимерного состава в первые сутки образуется 3-х мерная прочная структура (гель). На вторые сутки происходит активное испарение содержащейся воды в образованном геле, таким образом гель «усаживается» в объеме до стеклообразной, твердой массы. Таким образом, на третьи сутки в химическом стакане остается твердая масса зеленого цвета (рисунок 326).



Рисунок 32 – Полимерный состав с добавлением катализаторного шлама (фото автора):

а) гель, образованный после выдержки полимерного состава на основе ПВС и катализаторного шлама в условиях $>120\text{ }^{\circ}\text{C}$ (составлено автором); б) твердая стеклообразная масса в процессе «усадки» полимерного геля на основе ПВС и катализаторного шлама

3.2 Исследования в свободных объемах

3.2.1 Результаты определения основного вещества и молекулярной массы полимеров

Предварительно перед приготовлением полимерных составов проводился входной контроль полимеров на предмет определения массовой доли основного вещества. Обоснование выбора химического заряда полимерной основы для состава на основе полимера амида акриловой кислоты заключался в оценке взаимодействия полимера и катализаторного шлама. Выборка полимеров состоит из катионных и анионных ПАА различных торговых марок. Перед приготовлением полимерного состава определялось содержание основного вещества, результаты отражены в таблице 13.

Таблица 13 – Входной контроль полимеров (составлено автором)

№	Марка	Ионный заряд	Степень гидролиза, %	ММ, $\cdot 10^6$ Да	Массовая доля ацетатных/ карбоксильных групп*, %	Плотность заряда	Массовая доля основного вещества, %
<i>Поливиниловый спирт</i>							
1	16/1	Неионно-генный	98-99	0,185	0,5-14	-	97,93

Продолжение таблицы 13

№	Марка	Ионный заряд	Степень гидролиза, %	ММ, $\cdot 10^6$ Да	Массовая доля ацетатных/ карбоксильных групп*, %	Плотность заряда	Массовая доля основного вещества, %
<i>Полимер амида акриловой кислоты</i>							
1	DP9-8177	Анионный	8-10	8,6	18-35	Слабая	91,045
2	Superfloc C-494	Катионный	<5	2,3	<10	Слабая	94,012
3	AK-631	Анионный	3-8	6,3	25-45	Слабая	88,280
4	AN-934SH	Анионный	3-5	5,8	45-65	Слабая	92,331
5	Poly-T 101	Анионный	>10	6,1	8-20	Средняя	98,450
6	Flopaam 3630s	Анионный	30	11,6	25-45	Средняя	90,000
7	Flopaam 3230s	Анионный	30	8,2	18-35	Средняя	90,000
8	PDA-1004	Анионный	10-11	29,8	18-35	Средняя	98,47
9	AMC CR650	Анионный	>30	17	25-45	Средняя	93,214
10	ChemiKate SS 5280	Катионный	<30	12	<10	Слабая	98,760
11	ChemiKate SS 5220	Катионный	<30	8	<10	Слабая	99,980
12	ChemiKate SS 5235	Катионный	<30	9	<10	Слабая	99,990
13	ChemiKate SS 5254 C	Катионный	<30	11	<10	Слабая	99,980

*для ПВС указана массовая доля ацетатных групп, для ПАА – карбоксильных.

3.2.2 Результаты определения гранулометрического состава катализаторного шлама

Результаты отсева частиц шлама представлены на рисунках 33 и 34.

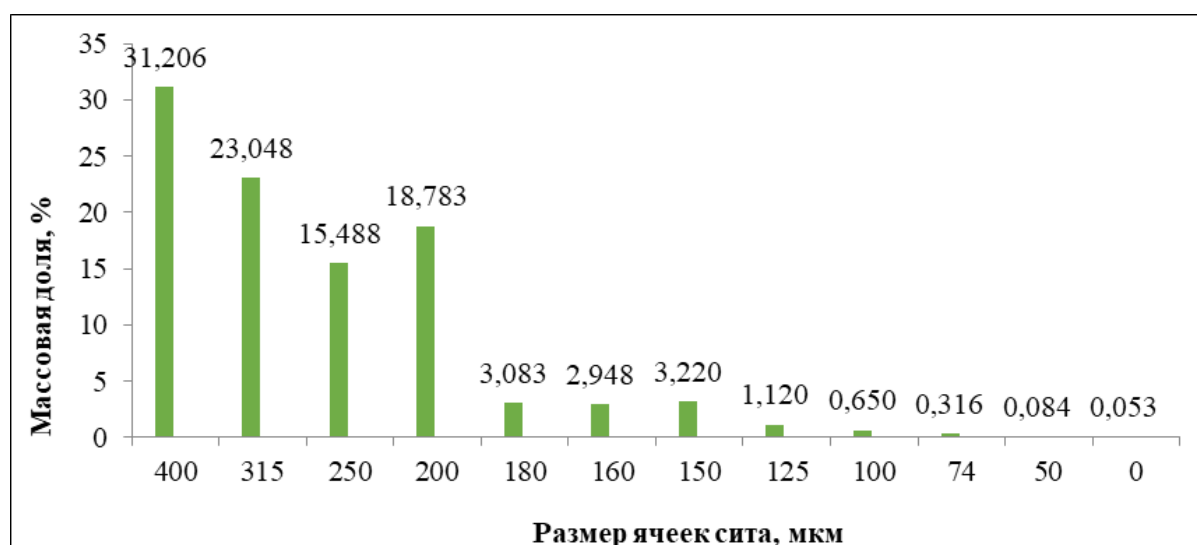


Рисунок 33 – Диаграмма распределения частиц шлама по размерам (составлено автором)

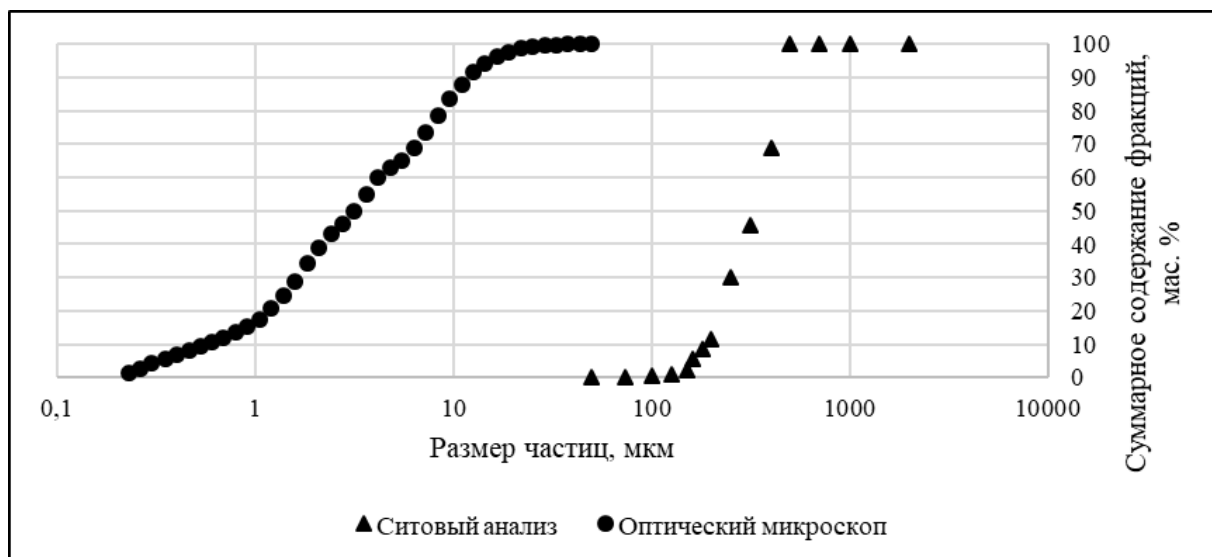
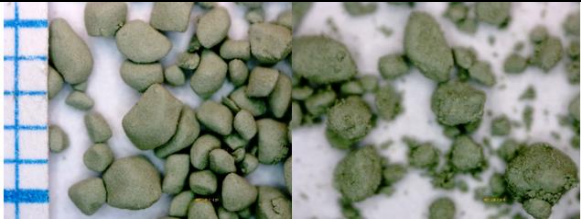
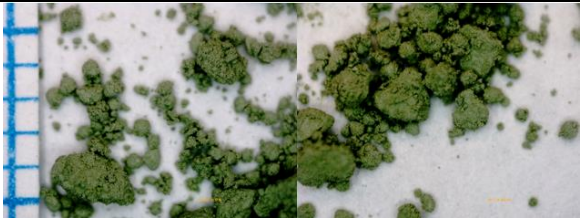
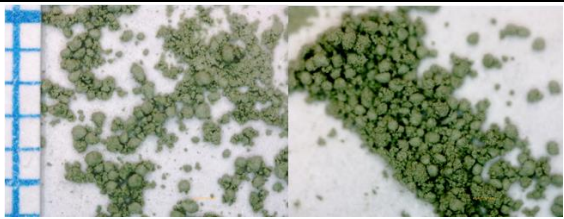
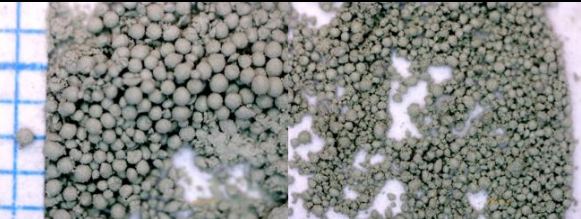
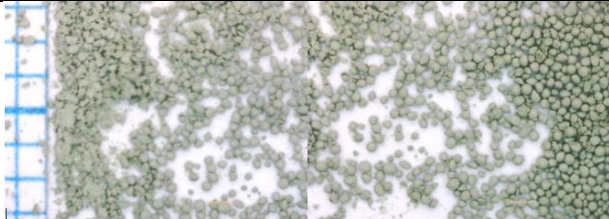
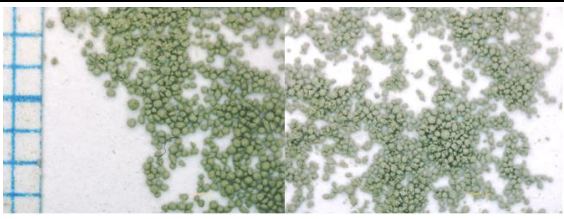
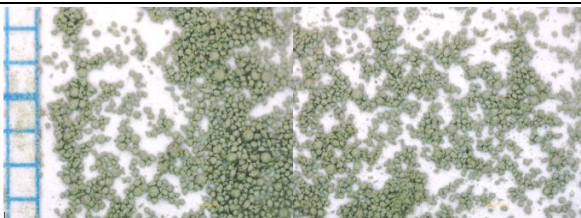
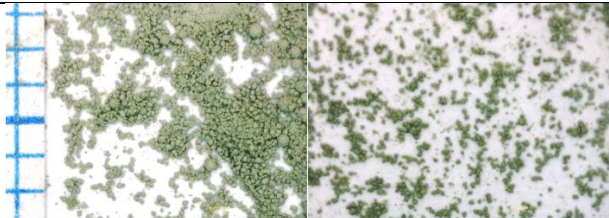
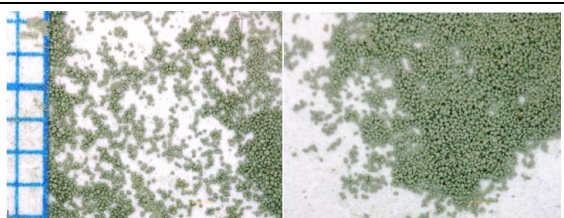
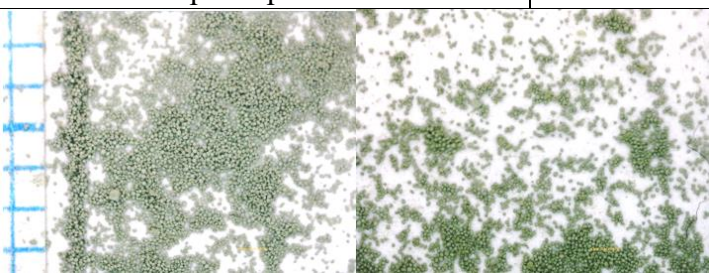
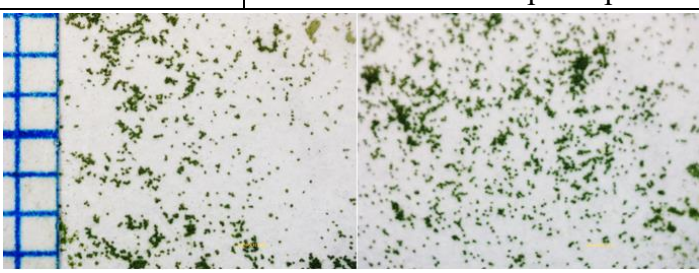


Рисунок 34 – Кумулятивная кривая гранулометрического состава катализаторного шлама
(составлено автором)

По результатам ситового анализа гранулометрического состава шлама установлено, что частицам в количестве $>87\%$ от всей навески соответствует размер $>200\text{ мкм}$. Однако, данные оптического микроскопа демонстрируют преобладание фракций $>50\text{ мкм}$. Отметим, что исследования на оптическом микроскопе проводят, помещая исследуемые частицы в жидкость. В процессе отсева частицы шлама, соприкасаясь с воздухом при их перемещении с одного сита на сита более мелкого размера, впитывают влагу из окружающей среды, что подтверждается характерным налипанием частиц друг на друга. Более крупные полученные частицы можно перетереть, не прилагая особых усилий при помощи рук, что подтверждает факт их агрегации в частицы более крупного размера.

В качестве контроля качества отсева используется электронный микроскоп с увеличением $\times 100$ (таблица 14). Далее оценили влагопоглощающую способность шлама по разнице масс до и после высушивания в печи при $105\text{ }^{\circ}\text{C}$, которая составила не более 10% .

Таблица 14 – Результаты контроля за рассевом катализаторного шлама с помощью микроскопа (составлено автором)

		
Остаток на сите размером 400 мкм	Остаток на сите размером 315 мкм	Остаток на сите размером 250 мкм
		
Остаток на сите размером 200 мкм	Остаток на сите размером 180 мкм	Остаток на сите размером 160 мкм
		
Остаток на сите размером 150 мкм	Остаток на сите размером 125 мкм	Остаток на сите размером 100 мкм
		
Остаток на сите размером 74 мкм	Остаток на сите размером 50 мкм	

3.2.3 Результаты оценки седиментационной устойчивости частиц шлама разного диаметра в растворе поливинилового спирта

В таблице 15 представлены результаты визуальной оценки седиментационной устойчивости полимерного состава в стандартных условиях для фракций 250-500 мкм, 250-94 мкм и <94 мкм для минимального заявленного содержания по полимеру (5 мас. %). Очевидно, что в стандартных условиях катализаторный шлам не растворяется в системе ПВС-ДМСО-вода, а выступает в качестве дисперсного наполнителя. С уменьшением частиц шлама, наблюдается улучшение седиментационной устойчивости полимерного состава. В этой связи, шлам измельчили до фракции <20 мкм и повторили опыт в стандартных условиях для минимального и максимального заявленного содержания по полимеру (таблица 16). Шлам в составе с максимальным содержанием по полимеру (10 мас. %) остается во взвешенном состоянии на протяжении 24 ч, по сравнению с 5 мас. % в стандартных условиях.

Таблица 15 - Результаты визуальной оценки седиментационной устойчивости полимерного состава на основе 5 мас. % ПВС при добавлении шлама фракций 250-500 мкм, 250-94 мкм и <94 мкм в соотношении 1:1 при стандартных условиях (составлено автором)

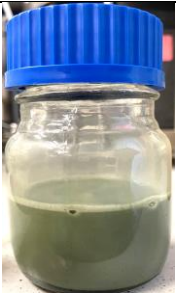
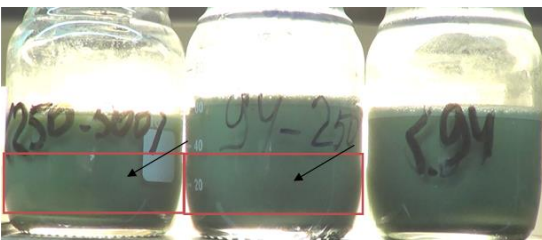
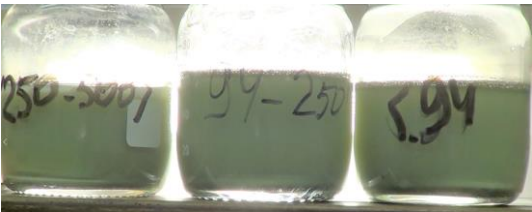
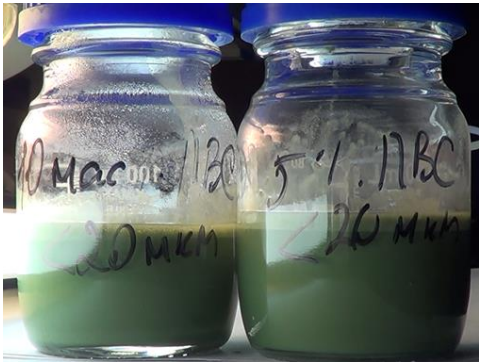
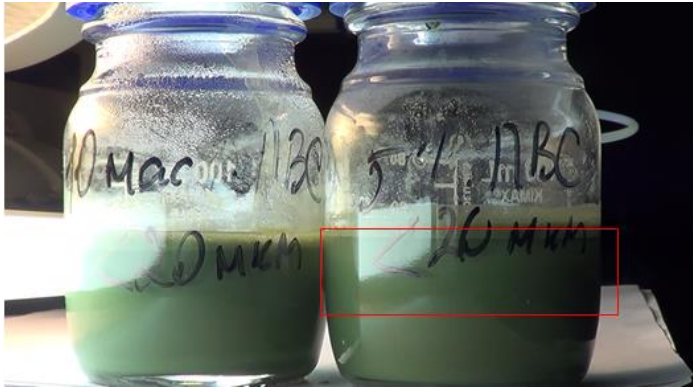
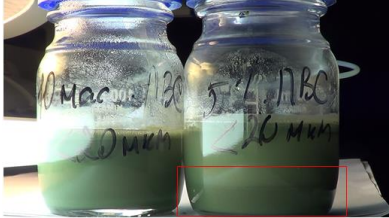
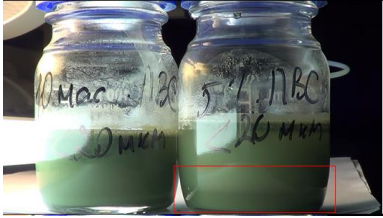
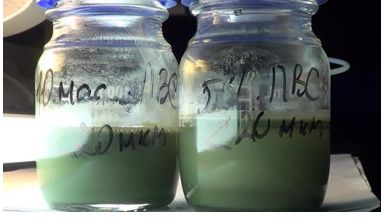
 Составы сразу после приготовления. Однородная жидкость светло-зеленого оттенка для всех трех составов.				
	Через 1 ч. В первых двух составах идет процесс осаждения. По всему объему состав с частицами <94 мкм однороден.		Через 2 ч. Наблюдается выраженное отделение твердой фазы от жидкой во всех 3-х составах.	
				
	Через 10 ч. В составе с добавлением шлама с частицами <94 мкм окончен процесс седиментации.		Внешний вид составов спустя 24 ч.	

Таблица 16 – Результаты визуальной оценки седиментационной устойчивости полимерного состава на основе 5 мас. % и 10 мас. % ПВС при добавлении шлама фракций 20 мкм в соотношении 1:1 при стандартных условиях (составлено автором)

			
Составы сразу после приготовления. Однородная жидкость светло-зеленого оттенка для рассматриваемых составов.	Через 36 мин. Визуальных изменений не наблюдается.	Через 1 ч. В верхней части состава с содержанием 5 мас. % ПВС наблюдается расслоение.	
			
Через 1,5 ч. Наблюдается начало осаждение твердой фазы для 5 мас. % .	Через 1 ч 50 мин. Продолжение осаждения твердой фазы.	Через 18 ч. Окончание осаждения твердой фазы для 5 мас. %	Внешний вид составов через 24 ч. 10 мас. % раствор представляет собой прочный гель без осаждения частиц шлама, 5 мас. % - гель с осадком.

В таблице 17 представлены результаты оценки седиментационной устойчивости, времени гелеобразования и пластической прочности в стандартных условиях, при 120 и 250 °С.

Таблица 17 – Результаты оценки седиментационной устойчивости составов на основе ПВС (составлено автором)

№	Компонентный состав, мас. %				Размер фракций шлама, мкм	Время оседания частиц, ч	Время гелеобразования, ч	Пластическая прочность через	
	ПВС	ДМСО	Вода	Шлам				24 ч	48 ч
В стандартных условиях									
1	5	40	50	5	250-500	2	48	31,96	397,47
2	5	40	50	5	94-250	2	48	31,49	102,03
3	5	40	50	5	<94	10	48	135,846	212,26
4	5	40	50	5	<20	18	12	114	239
5	10	35,5	44,5	10	<20	-	12	2242	4743
При 120 °С									
1	5	40	50	5	250-500	1	Загущенный состав через 72 ч	-	-
2	5	40	50	5	94-250	1		-	-
3	5	40	50	5	<94	1,5		-	-
4	5	40	50	5	<20	8	30	Мягкий гель	Мягкий гель
5	10	35,5	44,5	10	<20	12	28	527	1171
При 250 °С									
1	5	40	50	5	<20	-	3,3	996	255089
2	8	37,3	46,7	8	<20	-	1,5	15943	255089
3	10	35,5	44,5	10	<20	-	1,2	25089	255089

При 120 °С процесс осаждения происходит активнее для минимального и максимального заявленного содержания компонентов полимерного состава. С уменьшением размера частиц процесс осаждения происходит медленнее. К концу 3-х суток в условиях 120 °С вода в трех указанных составах выкипает (рисунок 35): объем уменьшается в 2, 1,85, 1,86 раз.

Отметим, что прочный гель, для минимальных содержаний по полимеру, в данных термобарических условиях не был получен.

В условиях 250 °С осаждения твердой фазы не происходит для заявленного рабочего диапазона содержаний по полимеру.

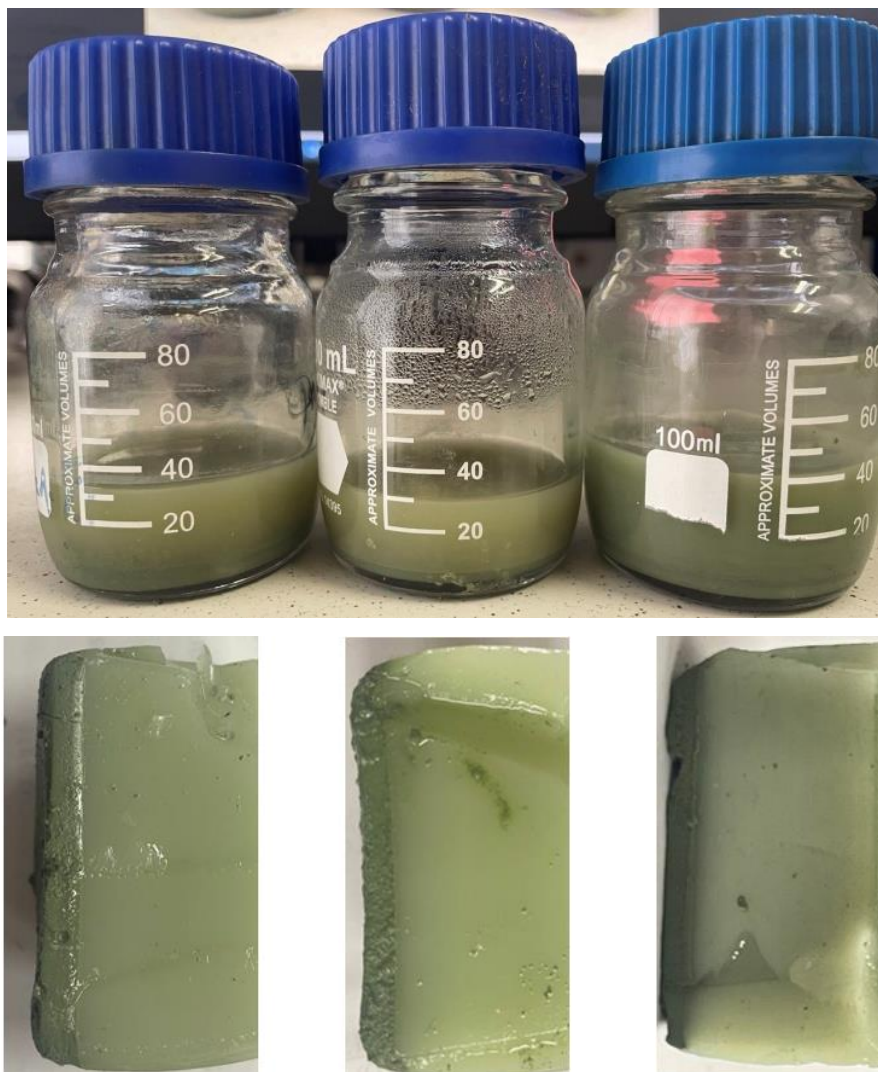


Рисунок 35 – Полимерный состав на основе ПВС с добавлением катализаторного шлама с размером частиц 250-500 мкм, 250-94 мкм и <94 мкм соответственно через 72 часа после замешивания в условиях 120 °С (фото автора)

3.2.4 Результаты оценки седиментационной устойчивости частиц шлама разного диаметра в растворе полимера акрилового ряда

В ходе проведения визуального анализа на протяжении 24 часов были определены наиболее седиментационно-устойчивые полимер-дисперсные составы, приготовленные на дистиллированной воде (таблица 18). Графический материал исследований в стандартных условиях и их описание представлен в статье [32].

На протяжении всего эксперимента не происходит визуальных изменений в полимер-дисперсной системе на основе PDA-1004. Такой однородный состав полимерной композиции может говорить о том, что большая часть шлама вступила в реакцию с полимером и, скорее всего, произошел процесс структурообразования. Образовавшаяся структура препятствует оседанию взвешенных частиц шлама. В полимерном составе на основе Poly-T произошел аналогичный процесс, что и в составе с PDA-1004. Однако, визуальная оценка показывает, что в осадок выпало

большее количество шлама, чем в PDA-1004. Таким образом, данный полимерный раствор на основе низкомолекулярного Poly-T можно отнести к растворам со средней седиментационной устойчивостью.

Таблица 18 – Результаты определения седиментационной устойчивости предлагаемых ПДС на основе полимеров акрилового ряда в стандартных условиях и при 120 °С (составлено автором)

Марка полимера	Седиментационная устойчивость состава для фракций <94 мкм		Седиментационная устойчивость состава для фракций <20 мкм	
	В стандартных условиях	При 120 °С	В стандартных условиях	При 120 °С
PDA-1004	Высокая	Не проводились	Высокая	Высокая
АМС CR650	Высокая	Не проводились	Высокая	Низкая
Flораам 3630	Высокая	Не проводились	Высокая	Высокая
ГПАН	Высокая	Не проводились	Высокая	Не проводились
Flораам 3230	Средняя	Не проводились	Средняя	Не проводились
Poly-T 101	Средняя	Не проводились	Средняя	Низкая
DP-9	Низкая	Не проводились	Низкая	Низкая
AN 934SH	Низкая	Не проводились	Низкая	Низкая
С-494	Отсутствует	Отсутствует	Отсутствует	Не проводились
ChemiKate SS 5280	Отсутствует	Не проводились	Отсутствует	Не проводились
ChemiKate SS 5220	Отсутствует	Отсутствует	Отсутствует	Не проводились
ChemiKate SS 5235	Отсутствует	Не проводились	Отсутствует	Не проводились
ChemiKate SS 5254 С	Отсутствует	Отсутствует	Отсутствует	Не проводились

В растворах катионных полимеров С-494 и линейки Chemikate шлам полностью выпал в осадок. Данный полимерный раствор не обладает седиментационной устойчивостью и доказывает неприменимость катионных полимеров для ПДС без добавления дополнительных реагентов. Отметим, что для водоизоляции в терригенных коллекторах в основном используются анионные полимеры за счет их минимальной адсорбции на горной породе по сравнению с катионными полимерами. Как правило, катионные полимеры используют для водоизоляции в карбонатных коллекторах по аналогичной причине. В этой связи, развитие направления с указанными компонентами по блокированию трещин в карбонатах являются достаточно актуальными и требуют дополнительных исследований по подбору реагентов.

В условиях 120 °С (таблица 19) в рамках заявленного диапазона тестировали образцы, успешно прошедшие испытания в стандартных условиях. Хуже всех испытания прошли составы на основе полимеров низкой молекулярной массы. Образец марки АМС, который в заявленном диапазоне содержаний по полимеру демонстрирует агрегацию частиц шлама в более крупные, тем самым большая часть твердой фазы выпала менее, чем за 5 часов. Для остальных тестируемых образцов часть шлама выпадает на 8 час эксперимента. Кроме того, следует

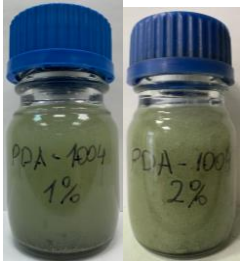
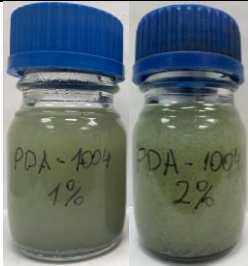
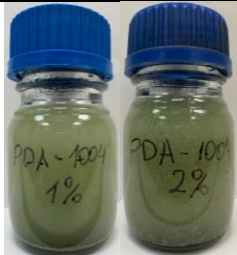
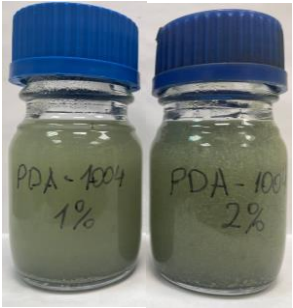
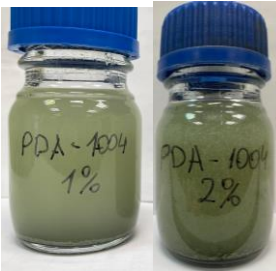
отметить, что большая часть шлама остается во взвешенном состоянии на протяжении 24 часов, что подтверждает характерная окраска полимер-дисперсного состава в зеленый цвет.

Таким образом, в целом, механизм гелеобразования, описанный в предыдущей главе на данном этапе косвенно подтверждается. Основным механизмом взаимодействия полимера и шлама является адсорбция. С увеличением температуры до 120 °С часть ионов металлов «выбивается» для образования мостиков между цепями полимера. Анализируя результаты исследования и исходные данные о свойствах полимеров, можно отметить, что наибольшую устойчивость к осаждению частиц шлама имеют растворы полимеров с высокой молекулярной массой. Седиментационная устойчивость находится в прямой зависимости от молекулярной массы полимера. В ходе исследования установлено, что растворы катионных полимеров не обладают седиментационной устойчивостью. В этой связи, указанный шлам не совместим с полимерной основой с катионным ионным зарядом. Полимер Poly-T 101 обладает меньшей молекулярной массой, чем DP-9, однако опыт показывает, что полимерный состав на основе Poly-T 101 является более седиментационно устойчивым.

Исключение, которым является полимерный состав на основе анионного полимера марки DP-9 с высокой молекулярной массой, возможно свидетельствует о том, что на седиментационную устойчивость влияет не только молекулярная масса полимера и его ионный заряд, но и другие факторы, например, плотность заряда полимера. В диссертации [34] молекулярная масса полимера была определена аналогичным методом, и для полимера DP-9 составила 5,7 млн Да. Расхождение значений по ММ объясняется разными методами отбора проб полимера как при его производстве, так при проведении лабораторных исследований. В целом, если придерживаться полученных результатов Румянцевой Е.А. допустим тезис о прямом влиянии ММ на седиментационную устойчивость ПДС.

Отметим, что уменьшение фракций шлама благоприятно влияет на его удержание по объему полимерного раствора, при этом изменяя видимые физико-химические свойства состава. Данное направление имеет свою актуальность в рамках развития данной технологии. Однако в проведении водоизоляционных работ в терригенных коллекторах, содержащих ВВН, разрабатываемых тепловыми методами, фокус внимания должен быть сосредоточен на простоте технологии, без добавления промежуточных производственных операций.

Таблица 19 – Оценка седиментационной устойчивости полимерных составов на основе полиакриламида при 120 °С, прошедших успешно испытания в стандартных условиях (составлено автором)

					
Составы сразу после приготовления. Все рассмотренные образцы имеют однородную структуру по всему объему.	Через 1 ч.	Через 2 ч. Частичное осаждение твердой фазы для 1 мас. % состава. Начало процесса осаждения твердой фазы для 2 мас. % состава. 3 мас. % состав не демонстрирует никаких видимых изменений.	Через 3 ч. В 1 мас. % составе продолжается процесс осаждения твердой фазы. 2 и 3 мас. % состав не демонстрируют никаких видимых изменений.	Через 4 ч	Через 5 ч
					
Через 6 ч.	Через 7 ч.	Через 8 ч.	Через 24 ч. Большая часть шлама для 1 и 2 мас. % составов осталось во взвешанном состоянии по всему объему. Для 3 мас. % видимых изменений не произошло.		

3.2.5 Результаты оценки времени гелеобразования и пластической прочности составов на основе поливинилового спирта

В данном разделе будут обоснованы соотношения рабочих компонентов в рамках, обозначенных в главе 3.1 диапазонов. Количественное содержание компонентов полимерных растворов обосновывается с точки зрения минимизации содержания полимера, ДМСО и ацетата хрома, но при этом устремления пластической прочности к максимальному значению. В полимерном составе с добавлением ацетата хрома присутствуют два растворителя – вода и ДМСО. Выбор соотношения между растворителями базировались на уменьшении количества ДМСО по сравнению с водой. Необходимо отметить, что содержание ПВС в полимерном составе ограничено его растворимостью в ДМСО. В этой связи, максимальное содержание ПВС составляет 10 мас. %. Рецептуры содержанием <3 мас. % по ПВС не образуют геля, обладающего прочностными свойствами в исследуемом диапазоне температур. Таким образом, установлено оптимальное соотношение между ДМСО и водой 1:1,25, при данном соотношении достигается минимальное содержание ДМСО при котором 10 мас. % ПВС растворяется в воде.

Отметим, что в отсутствии ДМСО в полимерном растворе не происходит набора вязкости в исследуемых условиях. Кроме того, структурообразования не происходит при отсутствии хромсодержащих агентов в полимерном составе (рисунок 36).

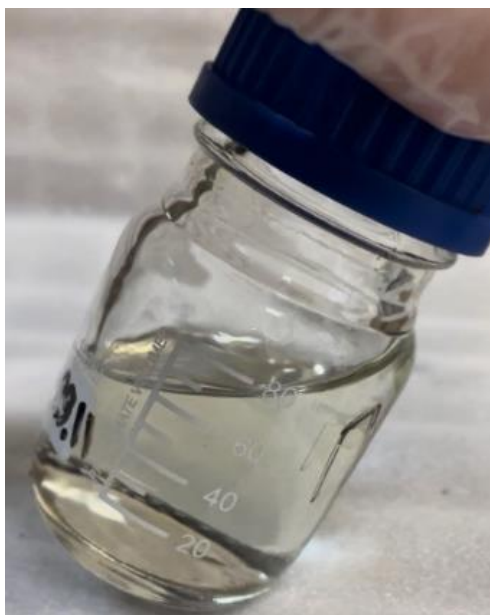


Рисунок 36 – Полимерный состав на основе 10 мас. % поливинилового спирта без добавления реагентов, содержащих 3-х валентные катионы металлов, при 160°C (фото автора)

Результаты измерения пластической прочности и времени гелеобразования полимерных составов в зависимости от содержания компонентов представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Результаты определения пластической прочности и времени гелеобразования полимерных составов на основе ПВС с добавлением ацетата хрома в зависимости от содержания компонентов (составлено автором)

№ п/п	Содержание, мас. %				Время гелеобразования при 120 °С, мин.	Пластическая прочность, Па		
	ПВС	Ацетат хрома III	ДМСО	Вода		24 ч	48 ч	72 ч
1	10	1	0	89	Не сшился	Не определялась		
2	10	0	45	45	Не сшился	Не определялась		
3	10	0,5	49,75	49,75	160	128	197	214
4	10	0,5	50	39,5	160	132	190	211
5	10	0,5	39,5	50	180	124	183	208
6	10	2	39,013	48,987	Не растворился	Не определялась		
7	8	3	40,710	48,290	120	Не определялась		1848
8	5	0,5	41,250	53,25	160	277	132	111
9	5	1	40,115	53,885	125	289	325	950
10	5	2	39,390	53,610	120	637	552	976
11	4,900	2	23,334	69,766	120	637	644	682
12	4,950	1	23,572	70,478	120	289	134	117
13	4,980	0,4	23,715	70,905	Мягкий гель	Не определяли		
14	4,975	0,5	23,691	70,834	240	н/д	178	н/д
15	3	4	39,390	53,610	Не определялось	408	482	952
16	3	3	40,115	53,885	140	443	377	830
17	3	2	40,834	54,166	130	325	350	806
18	3	1	42,190	53,810	140	310	397	787
19	3	1	48	48	120	353	403	790
20	3	0,5	48,250	48,250	Мягкий гель	Не определялась		
21	2,970	1	48,015	48,015	Не определялось	305	383	763
22	2,880	4	46,560	46,560	Не определялось	408	442	527
23	2	2	48	48	Не сшился	Не определялась		
24	1,147	2	29,400	67,453	Не сшился	Не определялась		
25	0,610	5	27,740	66,652	Не сшился	Не определялась		
26	0,610	1	49,195	49,195	Не сшился	Не определялась		

В стандартных условиях гелеобразование отложено во времени (таблица 21). В этой связи, закачка высококонцентрированных полимерных растворов в скважину возможно без регулятора гелеобразования и рисков на структурообразование в скважине.

Таблица 21 – Результаты определения времени гелеобразования полимерных составов на основе ПВС с добавлением ацетата хрома в зависимости от содержания компонентов в стандартных условиях (составлено автором)

№ п/п	Содержание, мас. %				Время гелеобразования, мин.
	ПВС	Ацетат хрома III	ДМСО	Вода	
1	9,9	1	36,8	46	385

Продолжение таблицы 21

№ п/п	Содержание, мас. %				Время гелеобразования, мин.
	ПВС	Ацетат хрома III	ДМСО	Вода	
2	9,2	8	36,8	46	370
3	9	10	36	45	340
4	4,95	1	47,025	47,025	1110
5	4,9	2	46,550	46,550	1050
6	4,5	10	42,750	42,750	890

Далее в установленном диапазоне содержаний была построена зависимость прочности получаемого геля от температуры нагревания среды (рисунки 37-39) и зависимость времени гелеобразования от температуры (рисунок 40). Таким образом, повышение температуры ускоряет процесс сшивки, так как увеличивается подвижность макромолекул и скорость диффузии ионов металлов. Пластическая прочность увеличивается в зависимости от температуры среды. При увеличении содержания ПВС пластическая прочность увеличивается. Добавление ацетата хрома III увеличивает пластическую прочность, однако неоднозначно. В этой связи, были выбраны и исследованы образцы состава в соотношении сшиватель-полимер: 1:1, 1:3, 1:5 для дальнейших реологических исследований.

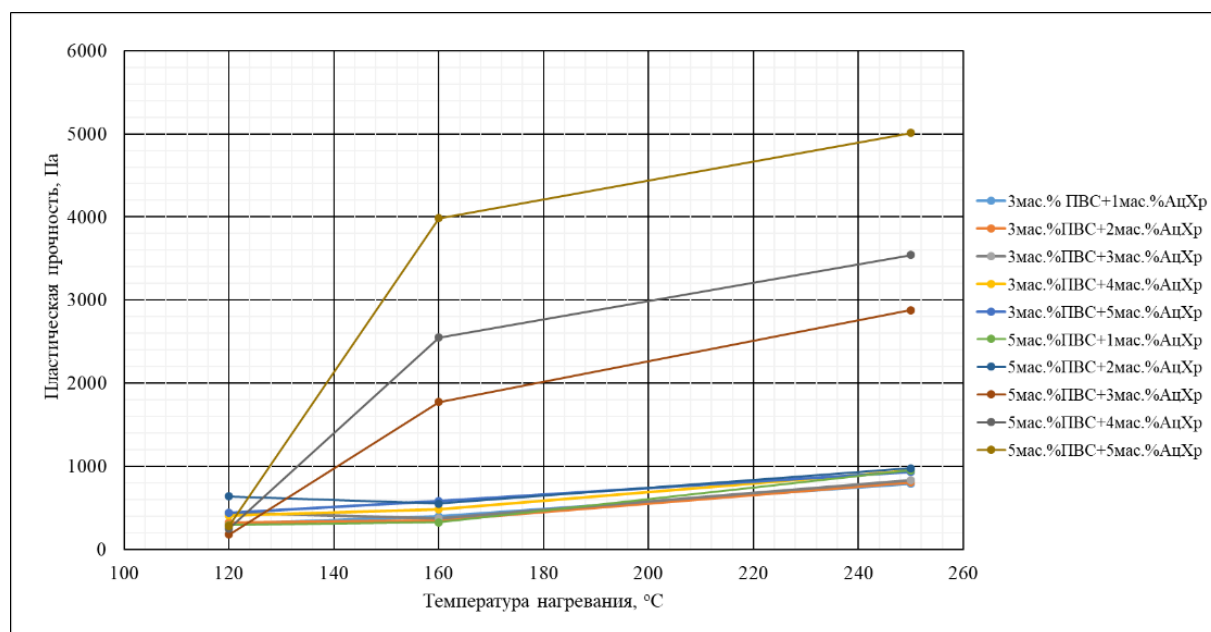


Рисунок 37 – Зависимость пластической прочности геля через 24 часа от температуры (составлено автором)

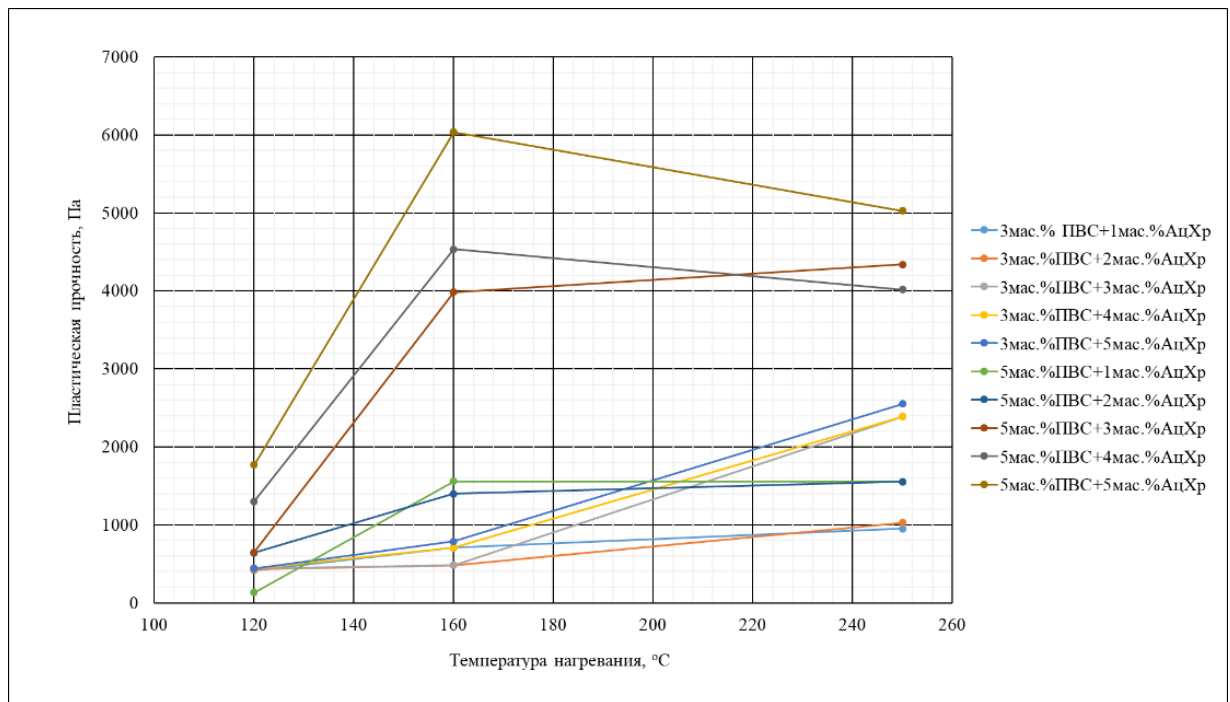


Рисунок 38 – Зависимость пластической прочности геля через 48 часов от температуры
(составлено автором)

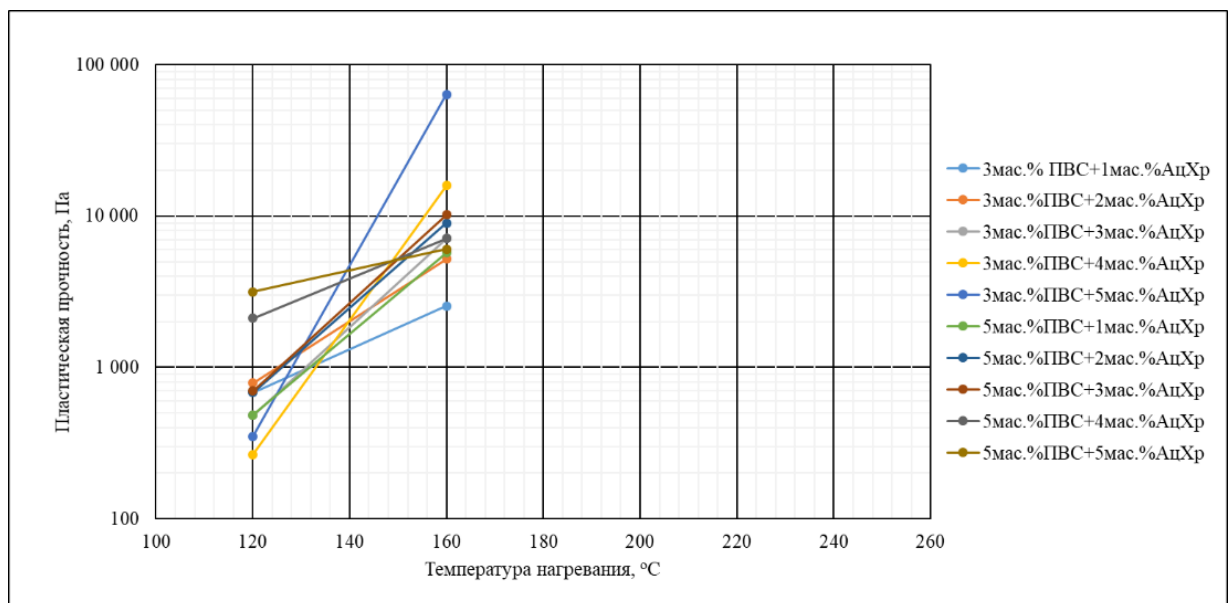


Рисунок 39 – Зависимость пластической прочности геля через 72 часа от температуры
(составлено автором)

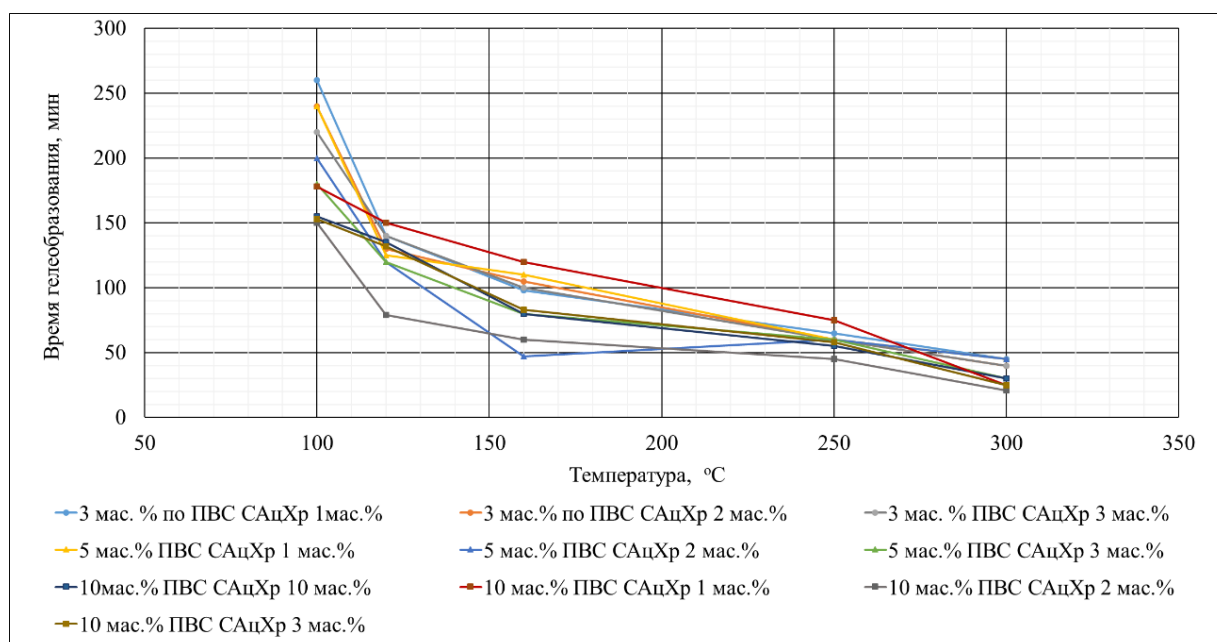


Рисунок 40 – Зависимость времени гелеобразования от температуры (составлено автором)

В таблице 22 представлены результаты оценки пластической прочности и времени гелеобразования состава с добавлением катализаторного шлама. Аналогично составу с добавлением ацетата хрома, пластическая прочность увеличивается при увеличении температуры, а время гелеобразования уменьшается. С увеличением содержания катализаторного шлама увеличивается пластическая прочность геля. Соотношение растворителей выбиралось аналогично для состава с ацетатом хрома. Таким образом, соотношение ДМСО и воды было выбрано 1:1,25.

Таблица 22 – Результаты определения пластической прочности и времени гелеобразования полимерных составов на основе ПВС с добавлением катализаторного шлама <20 мкм в зависимости от содержания компонентов (составлено автором)

№ п/п	Содержание, мас. %				Время гелеобразования при 120/250 °С, ч	Пластическая прочность при 120/250 °С через, Па	
	ПВС	Шлам	ДМСО	Вода		24 ч	48 ч
1	10	10	0	80	Не сшился	Не определялась	
2	10	5	42,5	42,5	35/1,5	Не прочный	
3	10	10	35,5	44,5	28/1,2	527/255089	1171/255089
4	10	20	35	35	20/1	597/255089	2241/255089
5	8	8	37,3	46,7	-/1,5	-/15943	-/255089
6	7,273	12	39,5	39,5	-/1,3	-	-
7	7,273	9,09	37,009	46,628	-/1,5	Не прочный/15943	Не прочный /1020357
8	6	6	29	59	Не сшился/2	-	-
9	5,333	11,11	39,983	43,574	Гель с осадком/3,3	-	-
10	5	5	40	50	30/3,3	-/996	-/255089

Продолжение таблицы 22

№ п/п	Содержание, мас. %				Время гелеобразования при 120/250 °С, ч	Пластическая прочность при 120/250 °С через, Па	
	ПВС	Шлам	ДМСО	Вода		24 ч	48 ч
11	5	2,5	46,25	46,25	Не сшился/Осадок	Не определялась	
12	4	4	46	46	Не сшился/Осадок	Не определялась	
13	3	3	47	47	Не сшился/Осадок	Не определялась	
14	3	3	40,415	52,585	Не сшился/Осадок	Не определялась	

С целью доказательства набора прочности, не за счет преимущественного выкипания воды, был поставлен дополнительный эксперимент, где в верхнюю часть химического стакана с составом добавляли минеральное масло и выдерживали состав на протяжении суток при 250-300 °С. В результате был получен гель в составе с добавлением катализаторного шлама и в составе с добавлением ацетата хрома.

3.2.6 Результаты оценки коррозионной активности разработанных полимерных составов

Разработанные полимерные составы обладают низкой коррозионной активностью согласно РД 153-023-97 (таблица 23). С увеличением температуры, коррозионная активность возрастает.

Таблица 23 – Результаты определения скорости коррозии полимерных составов при различных температурах (составлено автором)

№ п/п	Температура, °С	Скорость коррозии, мм/год		
		10 мас. % ПВС+АцХр в соотношении 1:1	10 мас. % ПВС+шлам при соотношении 1:1	3 мас. % ПАА+шлам при соотношении 1:1, приготовленный на минерализованной воде 15 г/л
1	20	0,0032	0,0001	0,0936
2	105	0,0674	0,0524	0,1163
3	120	1,0971	1,0256	1,7445

3.2.7 Результаты подбора деструктора для разрушения полимерных систем на основе поливинилового спирта

Результаты подбора деструктора для разрушения состава на основе ПВС представлены в таблицах 24 и 25.

Таблица 24 – Результаты подбора деструктора для разрушения полимерного состава на основе ПВС с добавлением ацетата хрома III (составлено автором)

№ п/п	Деструктор	Содержания компонентов	Масса до, г	Масса после, г	Относительное изменение массы, д.ед.	Относительное изменение массы, %
1	H ₂ O	10 мас. % ПВС+АцХр в соотношении 1:1	4,983	7,477	2,491	-50,050
2	HCl (12 %-ный раствор)		4,976	5,830	1,172	-17,162
3	HNO ₃ (12 %-ный раствор)		5,012	0,045	0,009	99,102

Продолжение таблицы 24

№ п/п	Деструктор	Содержания компонентов	Масса до, г	Масса после, г	Относительное изменение массы, д.ед.	Относительное изменение массы, %
4	NaOH (10 %-ный раствор)	10 мас. % ПВС+АцХр в соотношении 1:1	4,455	4,767	1,070	-7,000

Таблица 25 – Результаты подбора деструктора для разрушения полимерного состава на основе ПВС с добавлением катализаторного шлама (составлено автором)

№ п/п	Деструктор	Содержания компонентов	Масса до, г	Масса после, г	Относительное изменение массы, д.ед.	Относительное изменение массы, %
1	H ₂ O	10 мас. % ПВС+шлам при соотношении 1:1	7,374	7,374	1	0
2	HCl (12 %-ный раствор)		5,507	5,245	0,952	4,758
3	HNO ₃ (12 %-ный раствор)		5,478	4,656	0,850	15,005
4	NaOH (10 %-ный раствор)		5,333	5,634	1,050	-5,644

В качестве оценочного состава, образуемого при нагревании геля, были выбраны максимальные заявленные содержания по полимеру и сшивателям.

При помещении составов на основе ПВС в дистиллированную воду наблюдается набухание геля с добавлением ацетата хрома. Практически полное разрушение геля наблюдается азотной кислотой для состава на основе с добавлением ацетата хрома.

Состав с добавлением катализаторного шлама в воде не демонстрирует видимых изменений, гидроксид натрия малоэффективен для составов на основе ПВС. Отметим, что наибольшее разрушение для составов на основе ПВС продемонстрировали азотная и соляная кислоты. С увеличением температуры, скорость реакции и полнота разрушения теоретически увеличивается. В этой связи, для состава с добавлением ацетата хрома наиболее предпочтительным деструктором является азотная кислота, а для состава с добавлением катализаторного шлама концентрация кислот может быть увеличена или может быть обеспечен подвод тепла для достижения более полного разрушения системы.

3.2.8 Результаты подбора деструктора для разрушения полимерных систем на основе полимера амида акриловой кислоты

В таблице 26 представлены результаты подбора деструктора для состава на основе ПАА.

Таблица 26 – Результаты подбора деструктора полимерного состава на основе амида акриловой кислоты (составлено автором)

Деструктор	Содержания компонентов	Результат визуального контроля за потерей вязкости
H ₂ O	3 мас. % ПАА+шлам при соотношении 1:1, приготовленный на минерализованной воде 15 г/л	Набухание геля, увеличение в объеме
HCl (12 %-ный раствор)		Потеря вязкости за 30 минут
HNO ₃ (12 %-ный раствор)		Потеря вязкости за менее чем 15 минут
NaOH (10 %-ный раствор)		Незначительный набор вязкости

3.2.9 Результаты исследований спектров разработанных полимерных составов

На рисунках 41-43 представлены результаты ИК-спектроскопии разработанных полимерных составов. Разделим диапазон волновых чисел на четыре зоны (рисунок 41): область гидроксильных групп (3600-3200 см⁻¹), область C-H (3000-2800 см⁻¹), область карбонил и карбоксилатов (1700-1500 см⁻¹) и область низкочастотных колебаний (1200-1000 см⁻¹).

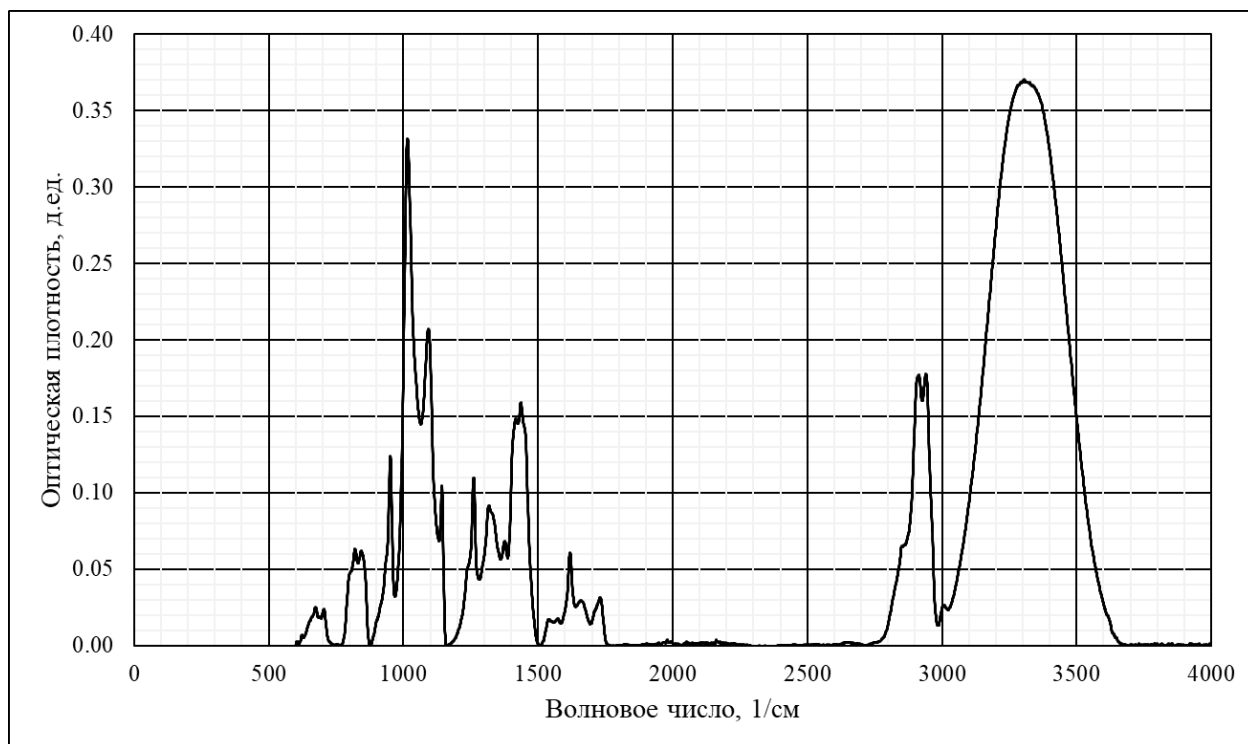


Рисунок 41 – Результаты исследований спектров состава на основе ПВС с добавлением ацетата хрома (составлено автором)

В зоне O-H наблюдается двойной пик при 3350-3600 см⁻¹, который объясняется координацией ионов Cr³⁺ с –ОН группами. Возможно имеются не сшитые участки полимерной сети. Пики CH₂ и CH₃ характерные для ПВС в ДМСО отбиваются при 2940 и 2910 см⁻¹. При 1710 см⁻¹ установлена связь C=O и при 1570 см⁻¹ координация COO⁻ с Cr³⁺. При 1670 см⁻¹ виден маркерный пик связи S=O. В низкочастотной области наблюдается уширенный пик при 1080 см⁻¹, характерный для мостикового соединения C-O-Cr, кроме того отчетливо виден маркерный пик при 620 см⁻¹, объясняемый связью Cr-O.

Таким образом, спектры пленки геля ПВС с добавлением ацетата хрома демонстрирует формирование термостабильной координационной сети через связи $\text{Cr}^{3+}\text{-O}$ (пик 620 см^{-1}) и C-O-Cr (уширение полосы 1080 см^{-1}), при сохранении следов ацетата ($1710/1570\text{ см}^{-1}$). Расщепление полосы O-H ($3350 + 3600\text{ см}^{-1}$) подтверждает замену водородных связей на металл-полимерные взаимодействия.

Аналогично составу с ацетатом хрома разделим зону волновых чисел на четыре области (рисунок 42).

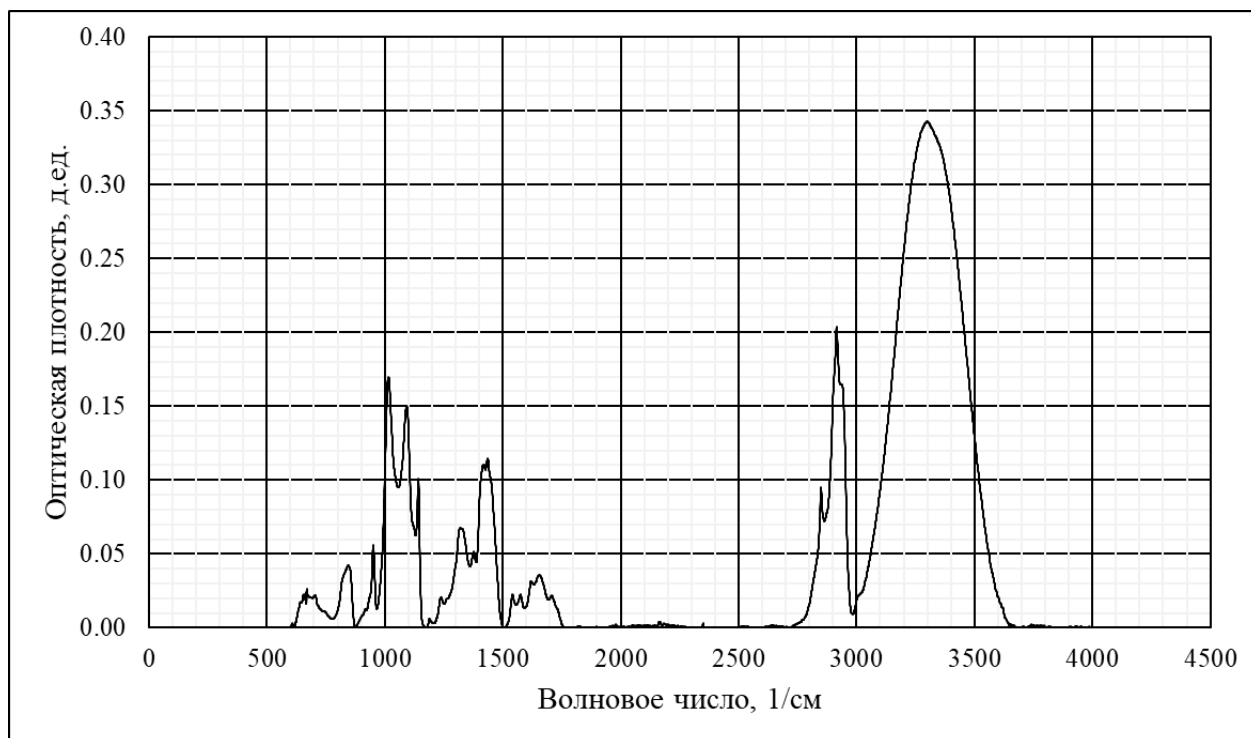


Рисунок 42 – Результаты исследований спектров состава на основе ПВС с добавлением катализаторного шлама (составлено автором)

Высокочастотная область $3300\text{-}3500\text{ см}^{-1}$ характерна для валентных колебаний O-H групп поливинилового спирта (ПВС). Наличие интенсивной и широкой полосы говорит о сильном водородном связывании между гидроксильными группами. Полоса $2900\text{-}3000\text{ см}^{-1}$ соответствует валентным колебаниям C-H связей алкильных групп ПВС. Полосы в области $1000\text{-}1500\text{ см}^{-1}$ характерны для деформационных колебаний связей C-O , а также деформационных колебаний групп CH_2 . Возможно присутствие специфических полос поглощения Si-O и Al-O , которые характерны для оксидов кремния и алюминия, составляющих основу шлама. В низкочастотной области можно выделить Si-O-Si взаимодействия при 1100 см^{-1} , Al-O при $800\text{-}750\text{ см}^{-1}$ и 620 см^{-1} при Cr-O взаимодействиях. Кроме того, явно выражен пик при $1050\text{-}1150\text{ см}^{-1}$, указывающий на координационные взаимодействия Me-O .

Спектр пленки геля ПВС с добавлением катализаторного шлама демонстрирует формирование гибридной неорганически-органической сети через: координационные связи Al^{3+} и $\text{Cr}^{3+}\text{-O}$ с OH -группами ПВС, ковалентные связи Si-O-Al (пики $1100/800\text{ см}^{-1}$), мостиковые

взаимодействия C-O-Me (уширение 1050-1150 см^{-1}). В отличие от состава с ацетатом хрома (пики Cr-O при 620 см^{-1} и ацетата при 1710/1570 см^{-1}), композит со шламом не содержит органических лигандов, что проявляется отсутствием карбонильных пиков и доминированием сигналов оксидов металлов (Al-O, Si-O, Cr-O). Это обеспечивает повышенную термостабильность и механическую прочность геля.

Введение катализаторного шлама оказывает влияние на спектр за счёт добавления полос, ассоциированных с колебаниями связей металлических оксидов, которые проявляются в области низких частот. Таким образом, наличие оксидов алюминия, кремния, хрома и калия, входящих в состав шлама, можно связать с полосами в области до 1000-1200 см^{-1} .

Таким образом, спектр свидетельствует о присутствии поливинилового спирта с характерными полосами гидроксильных и алкильных групп, а также подтверждает интеграцию катализаторного шлама, что выражается в появлении полос поглощения соответствующих оксидов.

Для удобства интерпретации данных разделим диапазон волновых чисел на три зоны для состава на основе ПАА с добавлением катализаторного шлама (рисунок 43): область гидроксильных групп (3700-3000 см^{-1}), область карбониллов и карбоксилатов (1800-1500 см^{-1}) и область «отпечатков пальцев» и неорганических соединений (1200-400 см^{-1}).

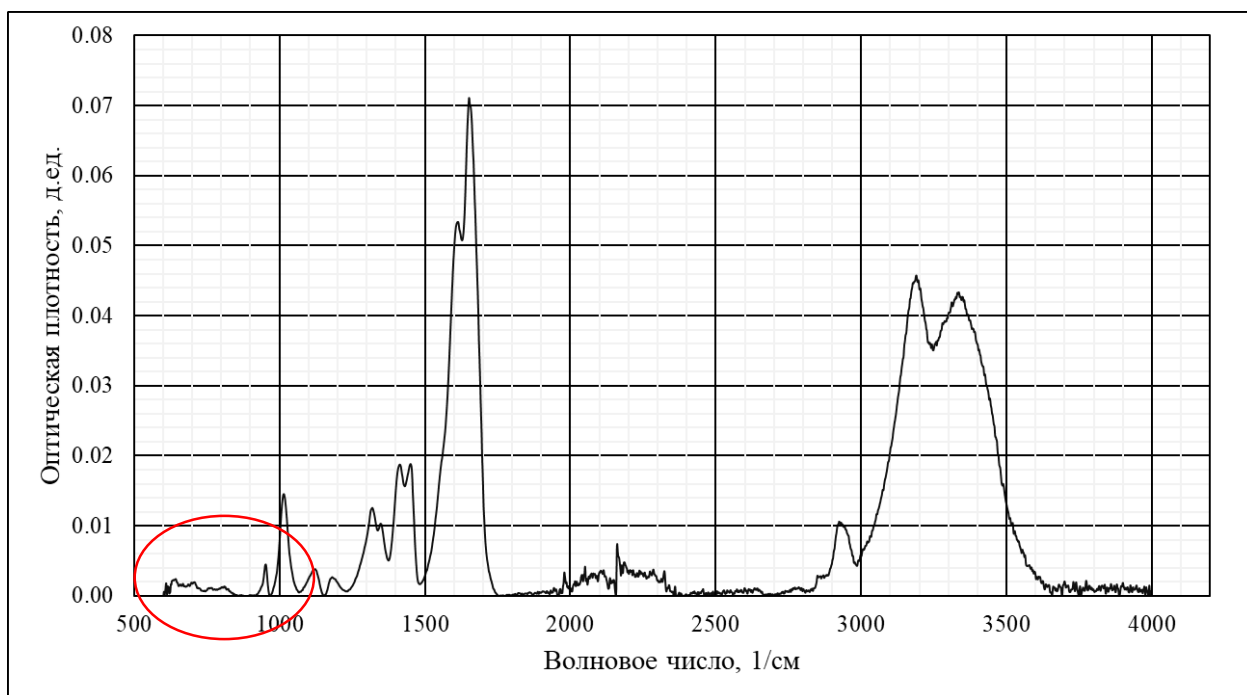


Рисунок 43 – Результаты исследований спектров состава на основе полимера акриловой кислоты с добавлением катализаторного шлама (составлено автором)

Спектр высушенной пленки чистого водного раствора анионного полиакриламида характеризуется отсутствием пиков при волновых числах меньше 1200 см^{-1} . Однако для пленки, полученной из разработанного ПДС в низкочастотной зоне наблюдается пик при 1100-1000 см^{-1}

асимметричных колебаний, связанный с присутствием неорганической фазы: Si-O-Si; в диапазоне 850-750 см^{-1} присутствуют валентные колебания Al-O и при 600-200 см^{-1} возможно Cr-O. В области 600 – 200 см^{-1} определить тип связей затруднительно. Возможно, наблюдается перекрытие с C-O и C-N колебаниями ПАА. Это также говорит о внедрении неорганических компонентов в полимерную матрицу.

В области карбониллов и карбоксилатов в сравнении с чистым ПАА, наблюдается сдвиг амида I с 1660 до 1630-1640 см^{-1} , который можно объяснить координацией C=O с металлами (Al^{3+} , Cr^{3+} , Fe^{3+}). Кроме того, наблюдается сильный сдвиг с 1570 до 1490-1530 см^{-1} для COO^- , возможно связанный с хелатизацией карбоксилатов ионами Al^{3+} и Cr^{3+} , что снижает порядок связи C=O и частоту колебаний.

В области гидроксильных групп для чистого ПАА имеется наличие четкого пика N-H групп при 3300-3400 см^{-1} , для ПДС данный пик отсутствует. Однако наблюдается широкая полоса O-H (3000-3600 см^{-1}), которая может быть связана с наличием водородных связей между ПАА и поверхностью частиц шлама. Область валентных колебаний C-H соответствует CH_2 -группам основной цепи полимера.

Таким образом, добавление катализаторного шлама к анионному ПАА привело к образованию координационных связей за счёт взаимодействий между полярными группами полимера и поверхностными ионами или группами оксидов. Это подтверждается сдвигами пиков C=O и COO^- , а также усилением в области 3000–3600 и 1000–1100 см^{-1} .

3.3 Результаты определения реологических характеристик разработанных полимерных составов

3.3.1 Кривые вязкости для состава на основе полимера амида акриловой кислоты

Снятие кривых вязкости проводилась для ПДС на дистиллированной и воде общей минерализации 15 г/л, приготовленной по 6-ти компонентному составу пластовых вод Русского месторождения (рисунок 44-45). Отметим, что результаты снятия кривых вязкости на высокоточном вискозиметре «Reotest» в диапазоне скоростей сдвига до 11 с^{-1} являются недостоверными в виду того, что крутящий момент при данных экспериментах был меньше 0,1-0,3 мН·м.

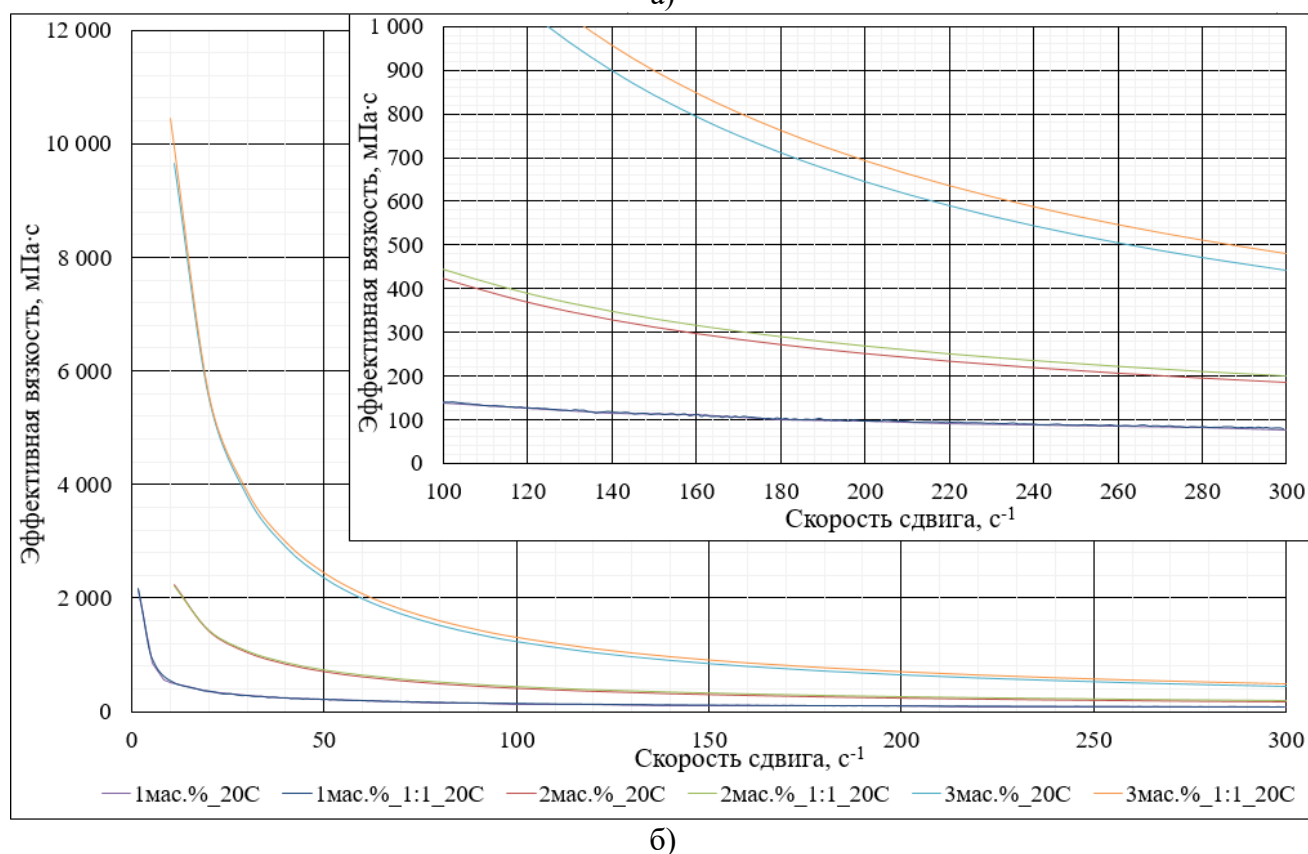
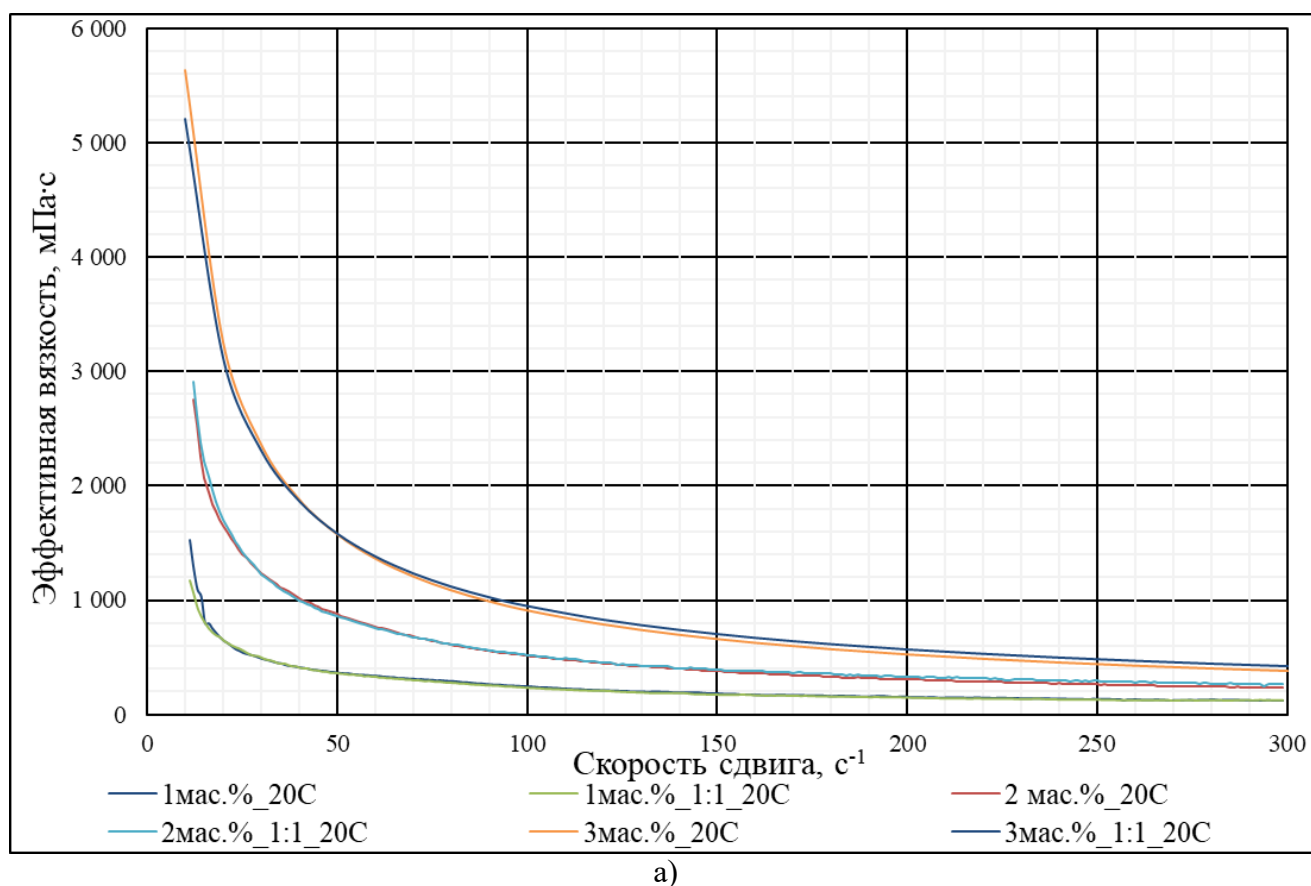
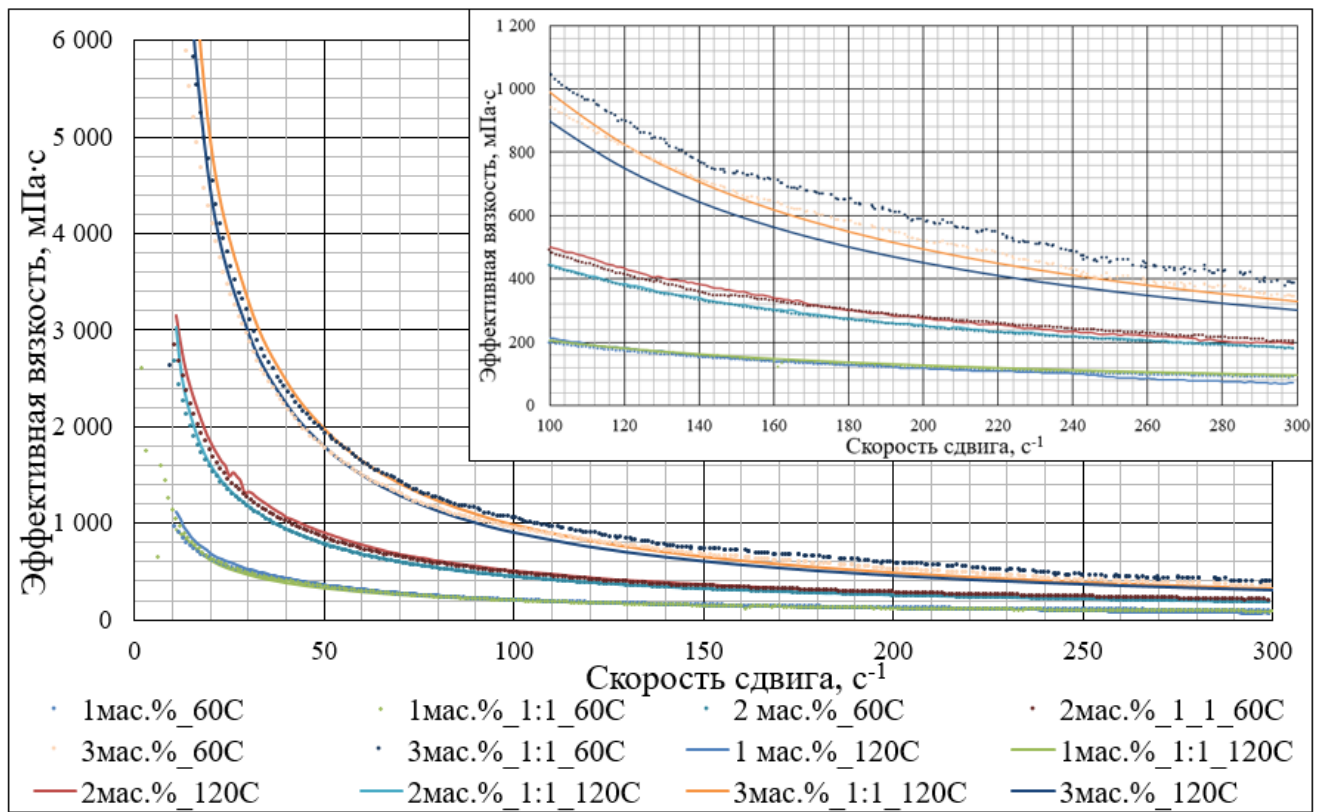
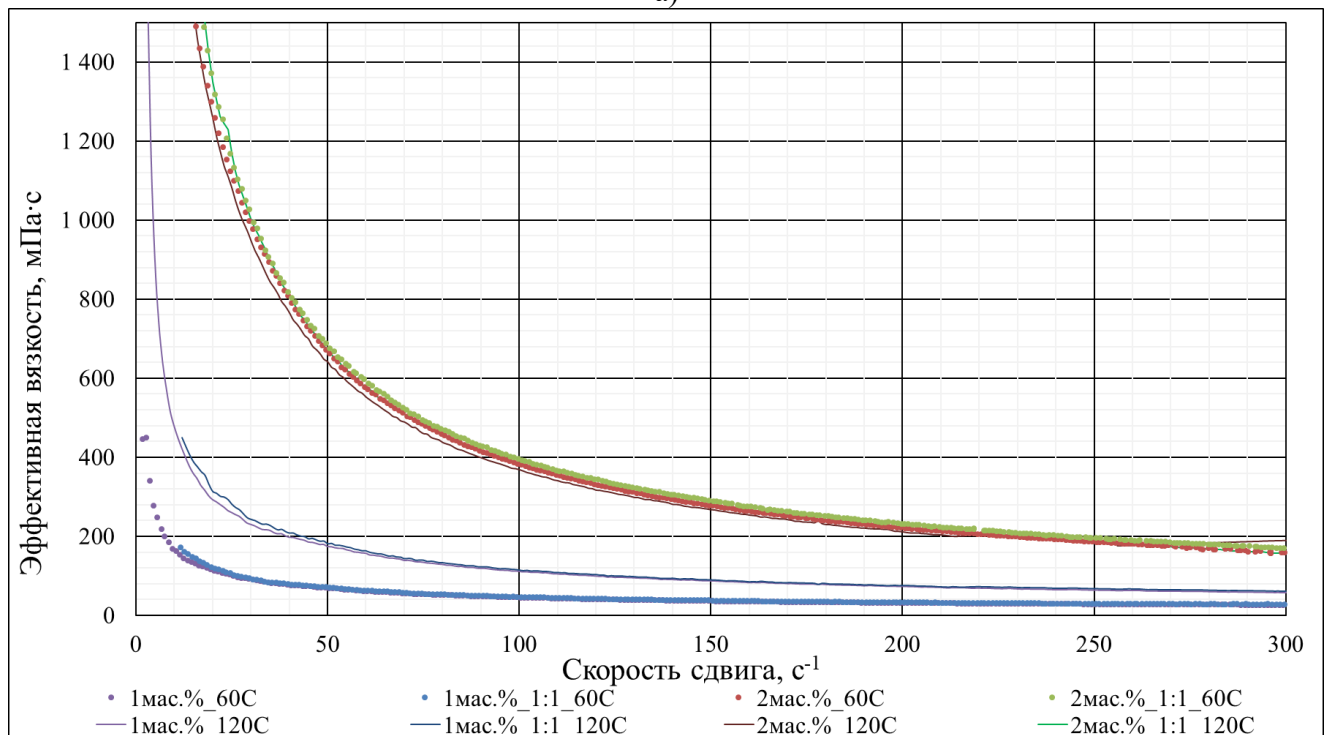


Рисунок 44 – Зависимость эффективной вязкости от скорости сдвига для ПДС, приготовленной,
а) на дистиллированной воде и б) на минерализованной 15 г/л в условиях 20 °С
(составлено автором)



а)



б)

Рисунок 45 – Зависимость эффективной вязкости от скорости сдвига для ПДС, приготовленном, а) на дистиллированной воде и б) на минерализованной 15 г/л в условиях 60 °С и 120 °С

(составлено автором)

С целью оценивания реологического поведения течения сложных систем, какими являются полимерные составы, высоковязкая и сверхвязкая нефть и др., данные вещества

рекомендуется исследовать отдельной серией экспериментов на ротационном вискозиметре при фиксированных значениях малых скоростей сдвига или на ротационном вискозиметре Brookfield, который фиксирует вязкость, напряжение сдвига при 0 с^{-1} . В рамках данной работы важным было оценить эффективную вязкость составов при их движении по трубам наземного и подземного оборудования.

Из полученных данных по кривым вязкости течения с добавлением шлама в полимерный раствор наблюдается увеличение реологических характеристик (эффективной вязкости и напряжения сдвига) по сравнению с чистыми растворами ПАА для 1, 2, 3 мас. % по полимеру в соотношении со шламом 1:1.

1. С увеличением содержания ПАА в водном растворе увеличивается динамическая (эффективная) вязкость. Отметим, что для всех исследуемых содержаний компонентов ПДС обладает низкой эффективной вязкостью при выходе на второе «Ньютоновское плато»;

2. С добавлением катализаторного шлама вязкость водных растворов ПАА увеличивается;

3. Приведенные зависимости являются типичными для водных растворов полиакриламидов. При увеличении скорости сдвига $>11 \text{ с}^{-1}$ наблюдается псевдопластическое течение полимерных растворов – уменьшение вязкости растворов с возрастанием скорости сдвига.

4. Эффективная вязкость состава при $120 \text{ }^{\circ}\text{C}$ с добавлением шлама в соотношении 1:1 больше, чем для 1 и 2 мас. % растворов полиакриламида в условиях $60 \text{ }^{\circ}\text{C}$. Таким образом, катализаторный шлам выступает в роли термостабилизирующей добавки, улучшающей стабильность реологических характеристик в условиях термодеструкции раствора ПАА ($>60 \text{ }^{\circ}\text{C}$). Термостабилизирующий эффект подтверждается для растворов, приготовленных на модельной воде: состав на основе 2 мас. % ПАА с добавлением шлама набирает вязкость выше при $120 \text{ }^{\circ}\text{C}$, чем при $60 \text{ }^{\circ}\text{C}$ для чистого ПАА и состава с добавлением шлама. В сравнении с дистиллированной водой составы (ПДС и водный раствор ПАА) на модельной воде демонстрируют уменьшение эффективной вязкости при $20 \text{ }^{\circ}\text{C}$ примерно в 2,88 раз для 1 мас. %; в 1,5 раза для 2 мас. %; при $60 \text{ }^{\circ}\text{C}$ примерно в 3,53 раза для 1 мас. %, 1,2 раза для 2 мас. %; при $120 \text{ }^{\circ}\text{C}$ примерно в 1,2 раза для 2 мас. %, для водного раствора ПАА наблюдается также уменьшение динамической вязкости.

3.3.2 Кривые вязкости для составов на основе поливинилового спирта

На рисунках 46 и 47 представлены результаты снятия кривых вязкости для состава на основе ПВС с добавлением ацетата хрома III. В данных испытаниях рассматривались минимальное (3 мас. %), среднее (5 мас. %) и максимальное (10 мас. %) содержание по полимеру, соотношение со сшивателем рассматривались 5:1 (5 частей полимера на одну часть сшивателя),

3:1 (3 части полимера на 1 часть сшивателя) и 1:1. Таким образом, целью данного этапа является выбор соотношения полимера и ацетата хрома:

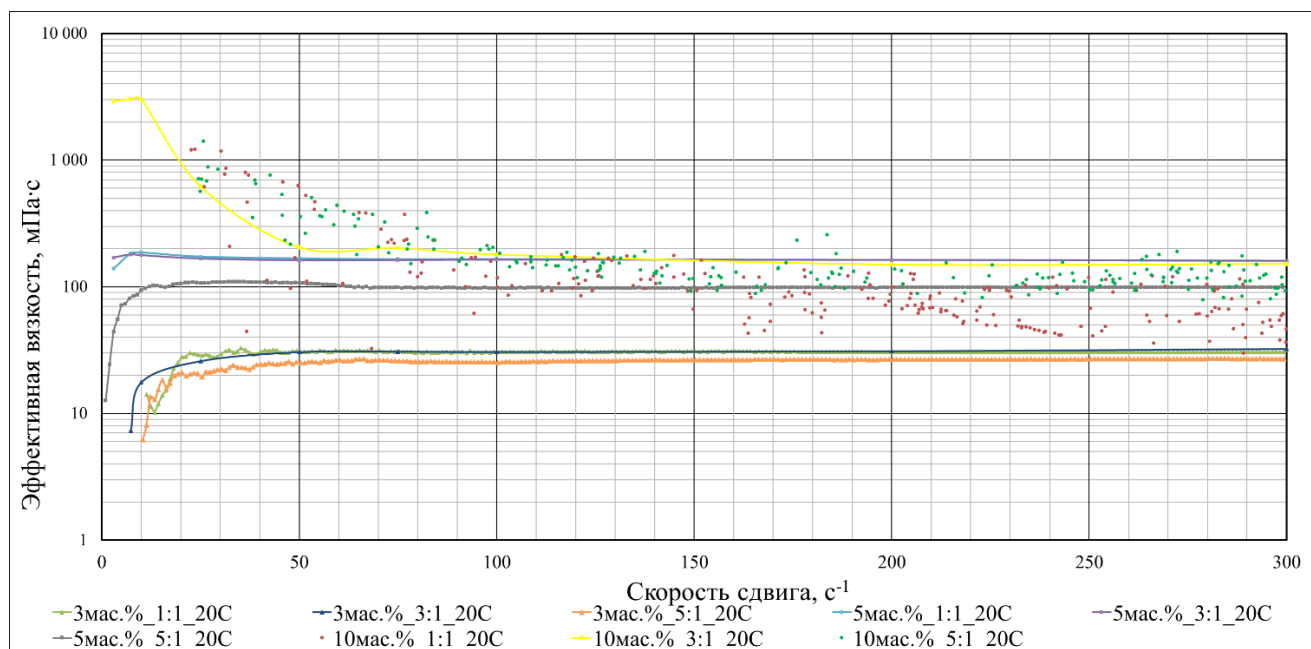


Рисунок 46 – Зависимость динамической вязкости от скорости сдвига для состава на основе ПВС с добавлением ацетата хрома III при 20 °C (составлено автором)

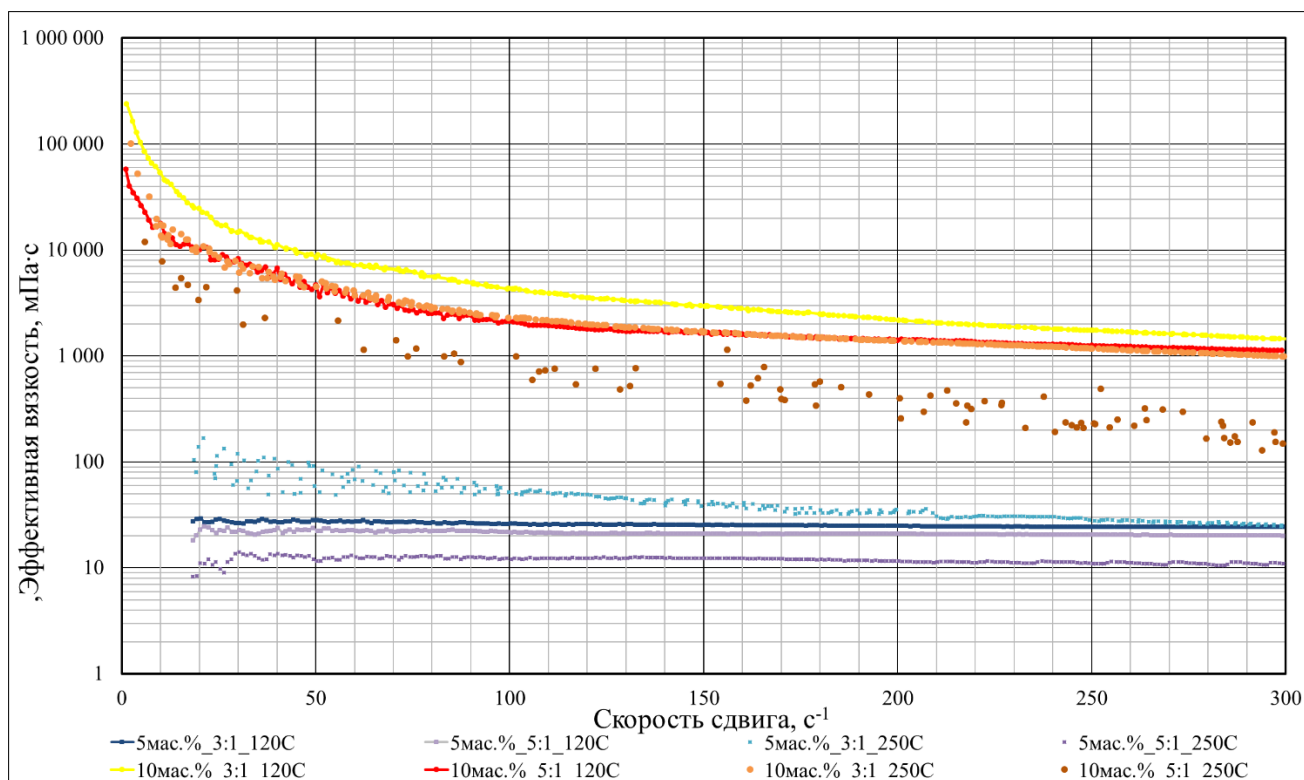


Рисунок 47 – Зависимость эффективной вязкости от скорости сдвига для состава на основе ПВС с добавлением ацетата хрома III при 120 и 250 °C (составлено автором)

1. Добавление ацетата хрома трехвалентного улучшает термостабильность полимерного состава на основе поливинилового спирта. Состав разработанный и описанный в [27], выступает в качестве прототипа. Термостабилизирующий эффект для 3 и 5 мас. % проявляется в характере

течения разработанного полимерного состава: на скоростях сдвига $>50 \text{ с}^{-1}$ наблюдается выход на плато, характеризующееся Ньютоновским течением. На малых скоростях сдвига течение исследуемых растворов типично для термопластиков. С увеличением содержания полимера до 10 мас. % характер течения переходит в псевдопластичное.

2. Увеличение содержания ацетата хрома с 3:1 (3 части полимера на 1 часть сшивателя) до соотношения с ПВС 1:1 нецелесообразно, ввиду того что для исследуемых содержаний 3, 5, 10 мас. % наблюдается одинаковый тренд для кривых вязкости в исследуемых температурных условиях 20, 120 250 °С и равная эффективная вязкость. В условиях 120 и 250 °С соотношение 1:1 далее не рассматривалось. Ввиду плохих прочностных свойств и низкой термостабильности составов с содержанием 3 мас. % по ПВС далее не рассматривались.

3. В исследуемых условиях и в заданных содержаниях по полимеру для составов с соотношением 5:1 наблюдается уменьшение эффективной вязкости в сравнении с составами с добавлением ацетата хрома в соотношении 1:1 и 3:1, последние из которых являются аналогами.

- снижение $\mu_{\text{эфф}}$ в условиях 20 °С для 3 мас. % примерно в 1,01 раз, для 5 мас. % примерно в 1,64 раза, для 10 мас. % примерно в 1,2 раза.

- при 120 °С для 5 мас. % примерно в 1,2 раза, для 10 мас. % примерно в 1,29 раз;

- при 250 °С для 5 мас. % примерно в 2,5 раза, для 10 мас. % примерно в 6,74 раз.

4. С увеличением содержания полимера повышается эффективная вязкость полимерного состава.

5. Эффективная вязкость составов с содержанием 5 мас. % (3:1) при 120 °С и 3 мас. % (3:1) при 20 °С примерно равная.

6. При высокой пластической прочности, состав с добавлением ацетата хрома III обладает низкой начальной эффективной вязкостью.

На рисунке 48 представлены результаты снятия кривых вязкости для состава на основе ПВС с добавлением катализаторного шлама. В данных испытаниях рассматривались минимальное (5 мас. %), среднее (7,5 мас. %) и максимальное (10 мас. %) содержания полимера в соотношении 1:1 со шламом.

1. При высокой пластической прочности, состав с добавлением шлама обладает низкой начальной эффективной вязкостью.

2. Уменьшение эффективной вязкости состава на основе ПВС с добавлением катализаторного шлама при увеличении температуры связано с линейным строением макромолекул ПВС, которые ослабевают с приобретением их подвижности. Добавление оксидов хрома, содержащихся в катализаторном шламе, в полимерные составы на основе ПВС (5, 7,5 и 10 мас. %) приводит к увеличению их термостабильности, которые характеризуются Ньютоновским поведением при увеличении температуры до 250 °С.

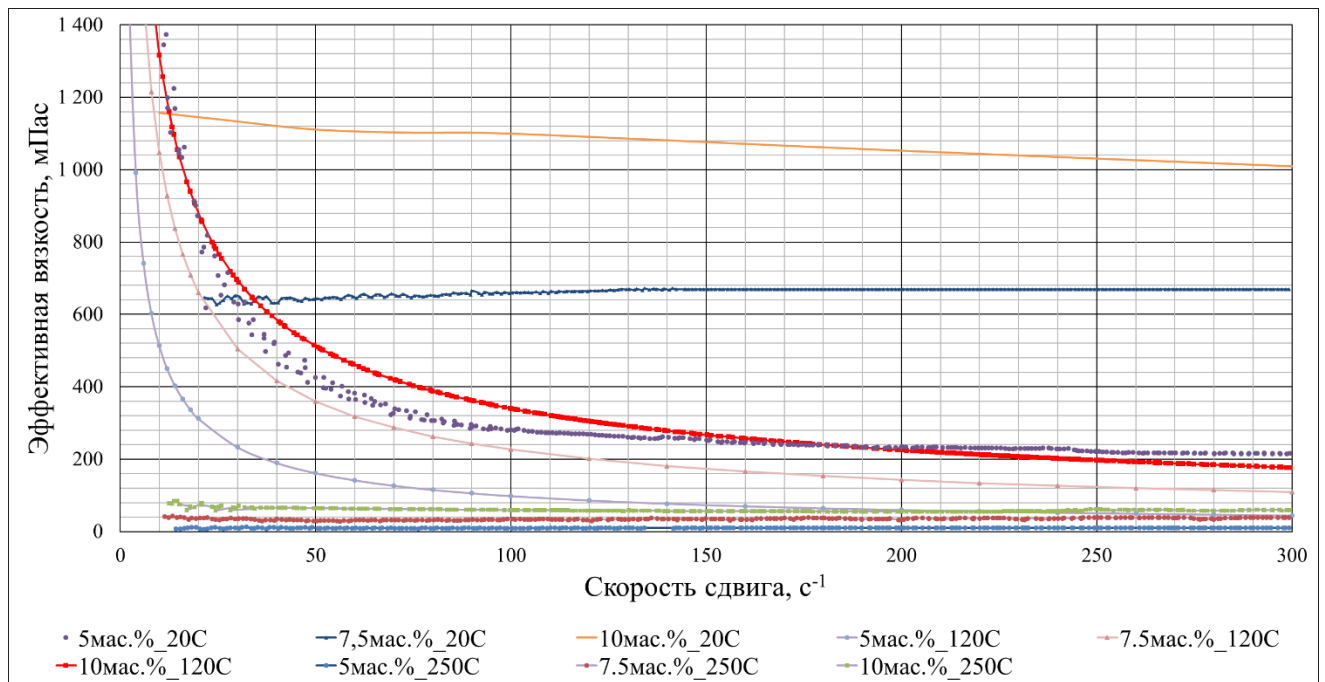


Рисунок 48 – Зависимость эффективной вязкости от скорости сдвига для составов на основе ПВС (5, 7,5 и 10 мас. %) с добавлением катализаторного шлама при различных температурах 20 °С, 120 °С и 250 °С (составлено автором)

3.3.3 Кривые гелирования полимерного состава на основе полимера амида акриловой кислоты

На рисунке 49 представлена кривая гелирования ПДС, приготовленной на подтоварной воде, с содержанием ПАА 2 мас. % в соотношении 1:1 со шламом в динамическом режиме при 20 и 120 °С в динамическом режиме, приготовленной на подтоварной воде. Для данной ПДС время начала гелеобразования составляет >5,5 ч при 120 °С, что должно быть достаточно для прокачки состава в системе скважина-хвостовик без гелеобразования внутри НКТ или внутри фильтра-хвостовика. С увеличением температуры при достижении состава моделируемой (по времени) прогретой зоны пласта время начала гелеобразования для разработанной ПДС уменьшается. Отметим, что для разработанного состава активный набор эффективной вязкости и дальнейшая сшивка макромолекул полимера происходит в моделируемой зоне «Пласт». Таким образом, можно сделать вывод о высокой технологичности, разработанной ПДС, что позволяет рекомендовать данную ПДС для проведения ВИР в заданных температурных условиях.

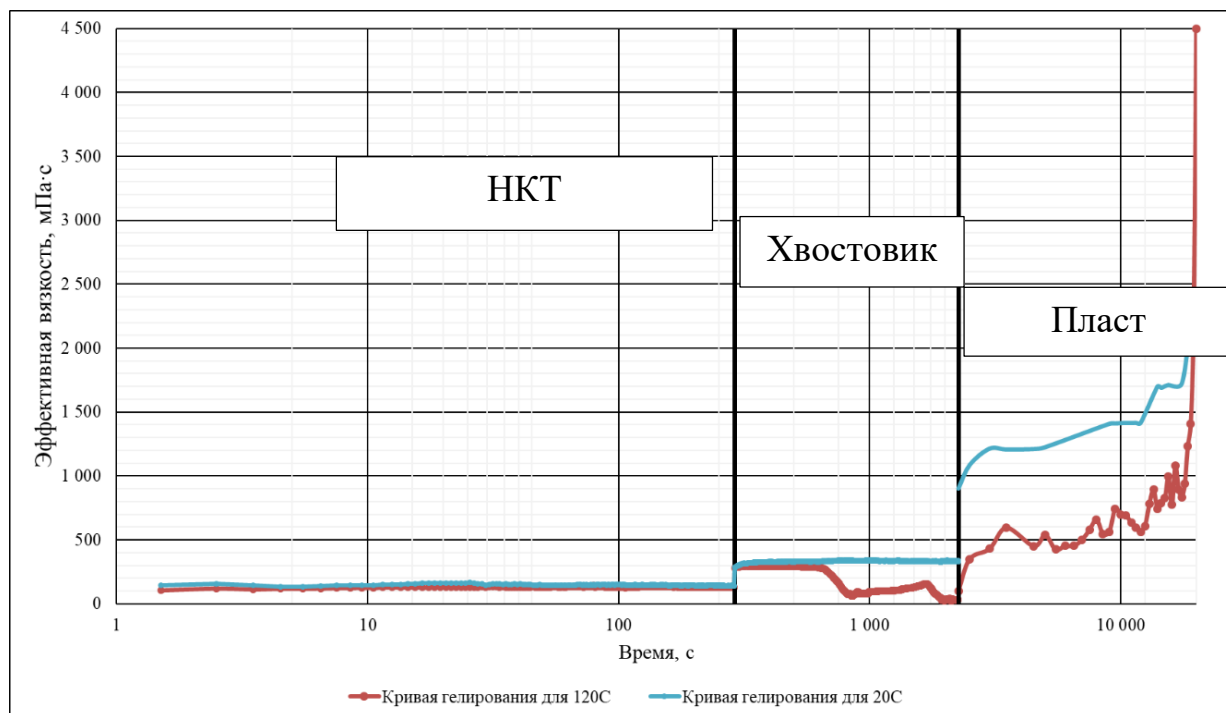
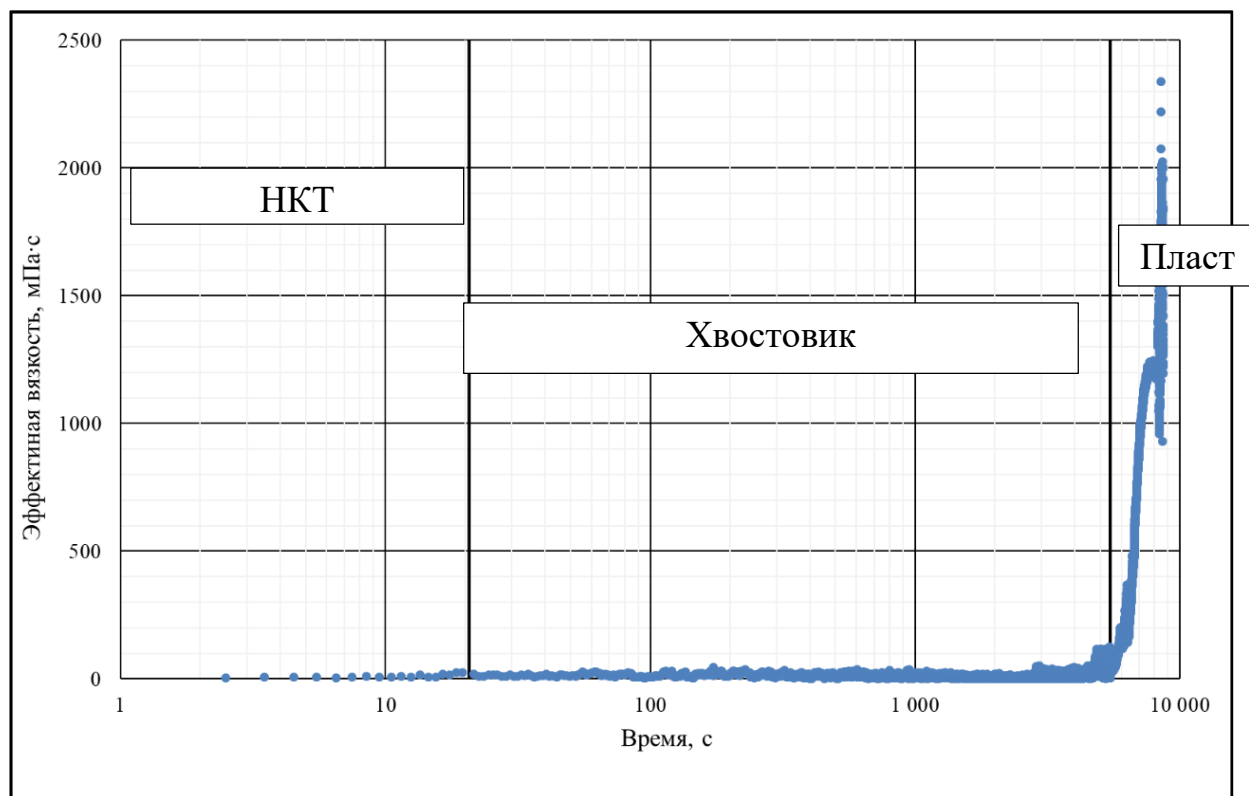


Рисунок 49 – Кривая гелирования в динамическом режиме при заданных скоростях сдвига
(составлено автором)

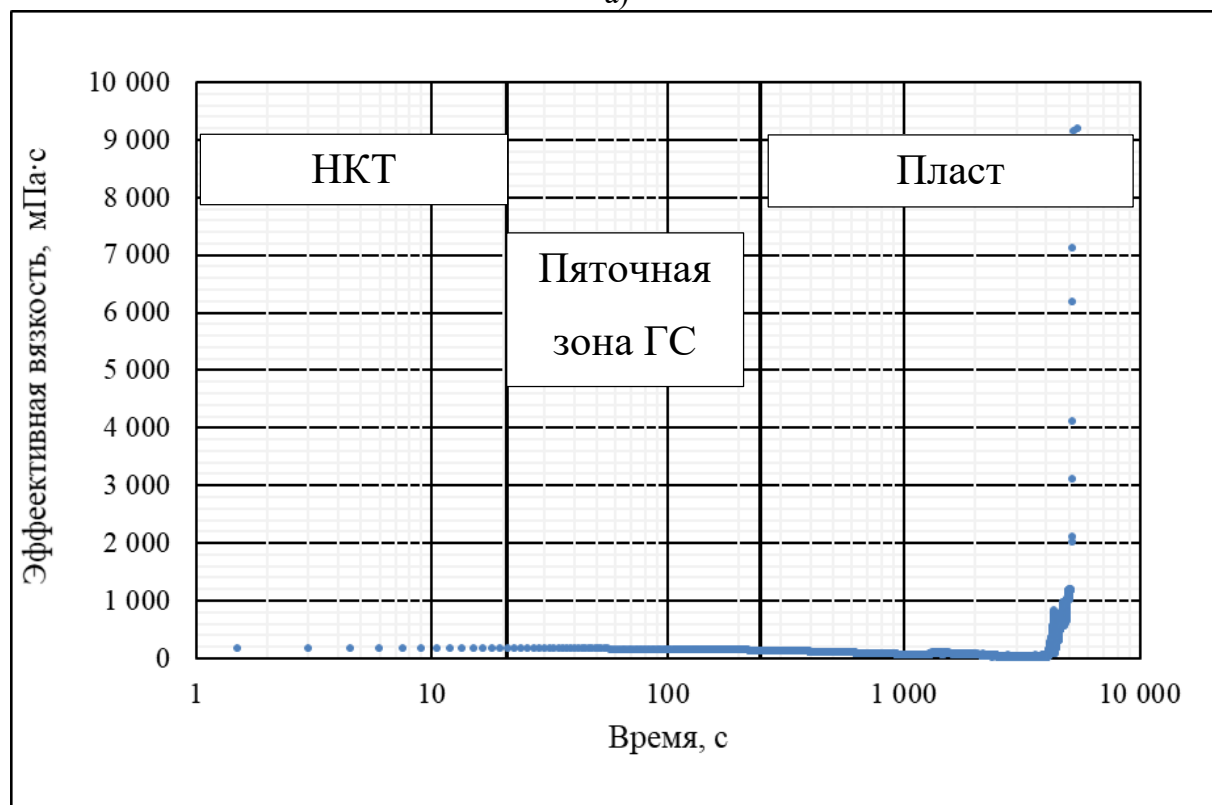
3.3.4 Кривые гелирования полимерного состава на основе поливинилового спирта

Анализируя результаты реологических исследований полимерного состава на основе 5 мас. % ПВС в соотношении 3:1 в динамическом режиме (рисунок 50а и 50б), можно отметить его низкую начальную эффективную вязкость (<120 мПа·с) при моделировании условий закачки разработанного термостойкого полимерного состава через хвостовик и пяточную зону горизонтального ствола.

Отметим, что активный набор эффективной вязкости происходит в зоне «Пласт», что свидетельствует о высокой технологичности разработанного термостойкого состава, что позволяет рекомендовать его в проведении пароизоляционных работ с минимальными рисками начала гелеобразования в скважине.



а)

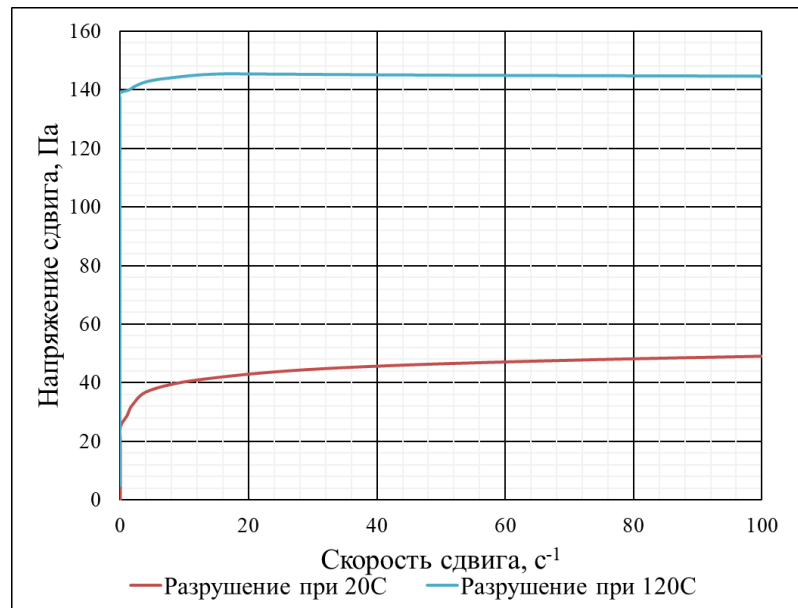


б)

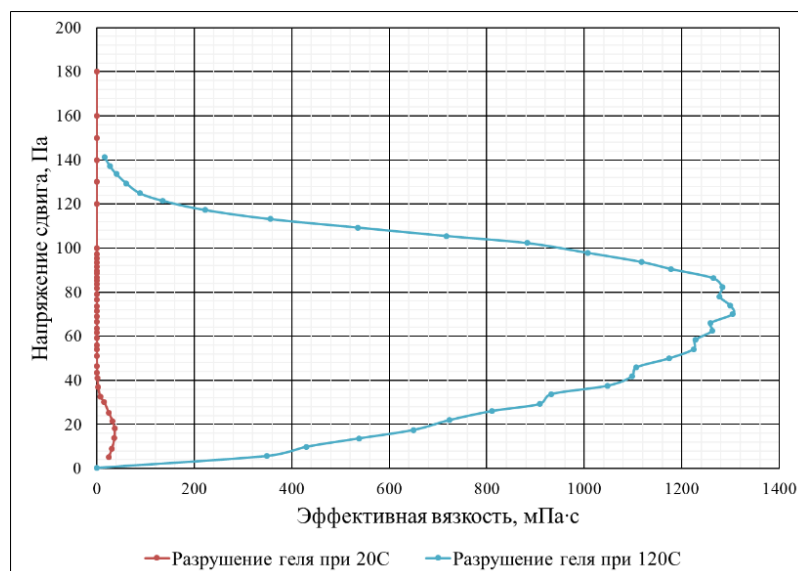
Рисунок 50 – Кривая гелирования при заданных скоростях сдвига для 5 мас. % ПВС в соотношении со шламом 3:1 соответственно при прокачке состава а) по всей длине хвостовика и б) в пяточную зону НС (составлено автором)

3.3.5 Моделирование разрушения полимерного состава на основе амида акриловой кислоты

Из полученных результатов (рисунок 51) следует, что образуемый гель на основе полимера амида акриловой кислоты при 120 °С с добавлением катализаторного шлама на момент его начала разрушения (73,94 Па) обладает эффективной вязкостью большей в 36 раз по сравнению с составом при 20 °С, начало разрушения которого происходит при 20,37 Па. Кроме того, из приведенных результатов видно, что для полного разрушения геля при 120 °С требуется большее напряжение сдвига, чем при 20 °С примерно в 5,56 раз.



а)



б)

Рисунок 51 – Разрушение ПДС образуемой при 20 °С и 120 °С (составлено автором)

а) Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига; б) Зависимость напряжения сдвига от эффективной вязкости

Таким образом, для структурированной ПДС подтверждается термостабилизирующий эффект. В таблице 27 представлены результаты определения статического напряжения сдвига (СНС) и предельного динамического напряжения сдвига (ПДНС).

Таблица 27 – Результаты определения СНС и ПДНС для геля на основе ПАА, структурируемого при 20°C и 120°C (составлено автором)

Температура	Статическое напряжение сдвига, Па	Предельное динамическое напряжение сдвига, Па
20 °C	25	20,37
120 °C	139	73,94

3.3.6 Моделирование разрушения полимерного состава на основе поливинилового спирта

В таблице 28 представлены результаты определения статического напряжения сдвига и предельного динамического напряжения сдвига. Полимерный состав, структурированный катализаторным шламом, обладает большей прочностью по сравнению ТПС, сшитым ацетатом хрома III. Таким образом, состав с добавлением шлама обладает большей устойчивостью к разрушению, что является более предпочтительным в технологиях пароизоляции относительно геля, сшитого ацетатом хрома III.

Таблица 28 – Результаты определения СНС и ПДНС для геля на основе поливинилового спирта, структурируемого при 250°C (составлено автором)

Состав	Статическое напряжение сдвига, Па	Предельное динамическое напряжение сдвига, Па
5 мас. % ПВС и АцХр (3:1)	57,43	21,69
7,5 мас. % ПВС и шлам (1:1)	173,21	67,87

3.4 Результаты фильтрационных исследований разработанных полимерных составов

3.4.1 Результаты определения проникающей и изолирующей способности разработанного состава на основе полимера амида акриловой кислоты

В связи с невозможностью проводить фильтрационные эксперименты на естественных образцах исследуемого объекта, эксперименты проводились на насыпных моделях, подготовленных в соответствии с минералогическим и гранулометрическим составом горных пород эксплуатационного объекта ПК₁₋₇ Русского месторождения (песчанистый литотип). Фильтрационные эксперименты по определению остаточного фактора сопротивления были проведены с использованием состава при содержании 2 мас. % по полимеру, в соотношении 1:1 со шламом, приготовленный на минерализованной воде терригенного объекта Русского месторождения. В качестве нефти использовалась нефть Русского месторождения.

Закачка ПДС проводилась в количестве 0,1, 0,3 и 0,5 поровых объема образца. Закачанный в неоднородную модель геллант выдерживался 24 ч при заданных термобарических условиях до

окончания процесса гелеобразования. В качестве вытесняющего флюида использовали горячую воду при 80 и при 120 °С. Вытеснение водой велось до полного обводнения модели пласта в случае до и после обработки геллантом.

При прокачке 0,1PV (рисунок 52) гелланта при достижении градиента давления до 246,96 МПа/м наблюдается прорыв закачиваемой воды, при чем при блокировании, тем же составом в количестве 0,3 PV и 0,5PV прорыва не наблюдается. В этой связи, необходимо увеличение объема оторочки предлагаемого состава. Градиент давления по горячей воде после установки блокирующего состава уходит в плато при 48 МПа/м, при этом 3,6 мл нефти было дополнительно вытеснено из исследуемого образца, а остаточный фактор сопротивления составил 9,49 ед. Таким образом, можно сделать вывод, что при закачке оторочки гелланта в количестве 0,1PV, состав преимущественно занимает водонасыщенный интервал пласта, что приводит к его частичному блокированию.

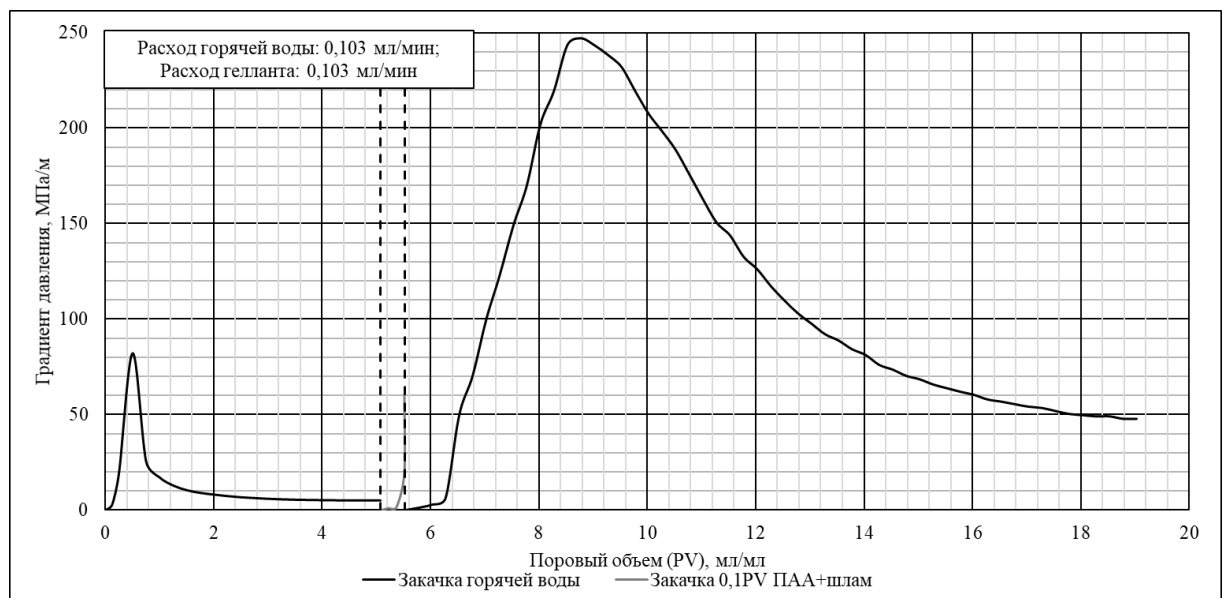


Рисунок 52 – Динамика изменения градиента давления от порового объема закачки при 120 °С
(составлено автором)

При закачке 0,3PV (рисунок 53) гелланта наблюдается стабилизация градиента давления закачки горячей воды после установки гелланта при 147,48 мПа/м, ОФС в данном эксперименте составил 19,08 ед. Отметим, что аналогично результатам испытаний для 0,1PV имеется дополнительное вытеснение нефти (2,16 мл) горячей водой после обработки модели пласта, что также свидетельствует о том, что ПДС фильтруется в водонасыщенную зону модели пласта. Преимущественная фильтрация горячей воды через образец после обработки геллантом объясняется необходимостью увеличения объема оторочки, а также разницей подвижности воды и нефти в сравнении с вытеснением тепловым агентом при 120 °С.

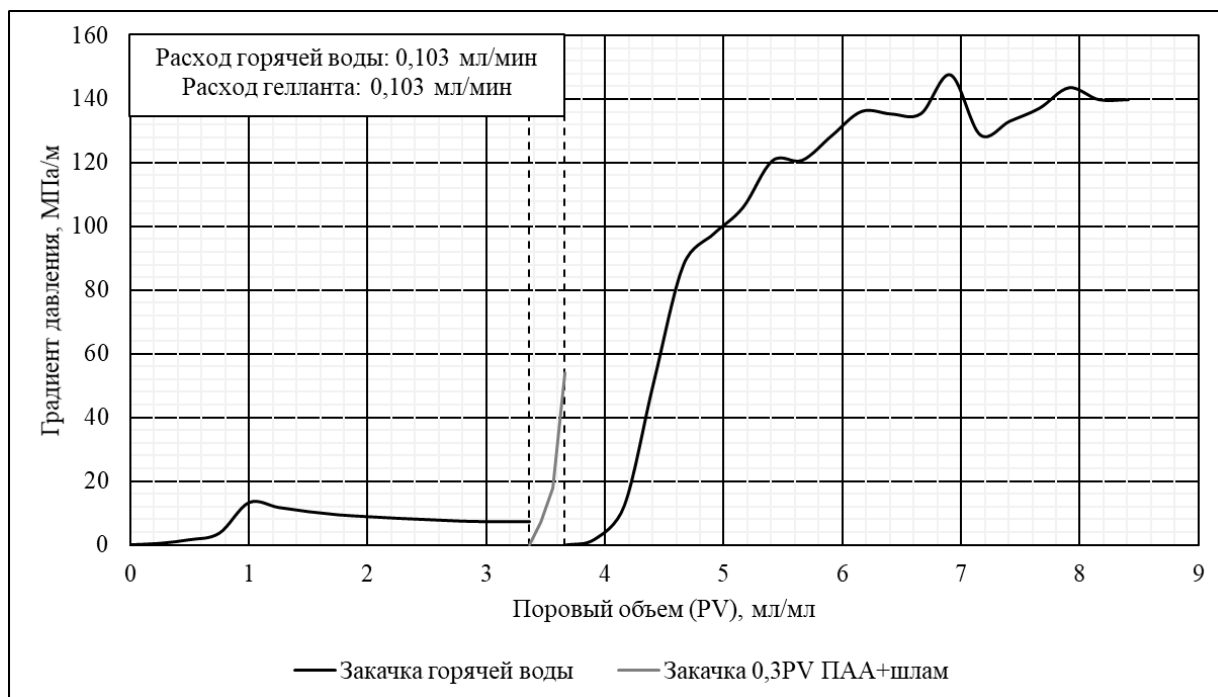


Рисунок 53 – Динамика изменения градиента давления от от порового объема закачки при 80 °С
(составлено автором)

При закачке 0,5PV (рисунок 54) гелланта наблюдается увеличение градиента давления закачки горячей воды до безопасного давления.

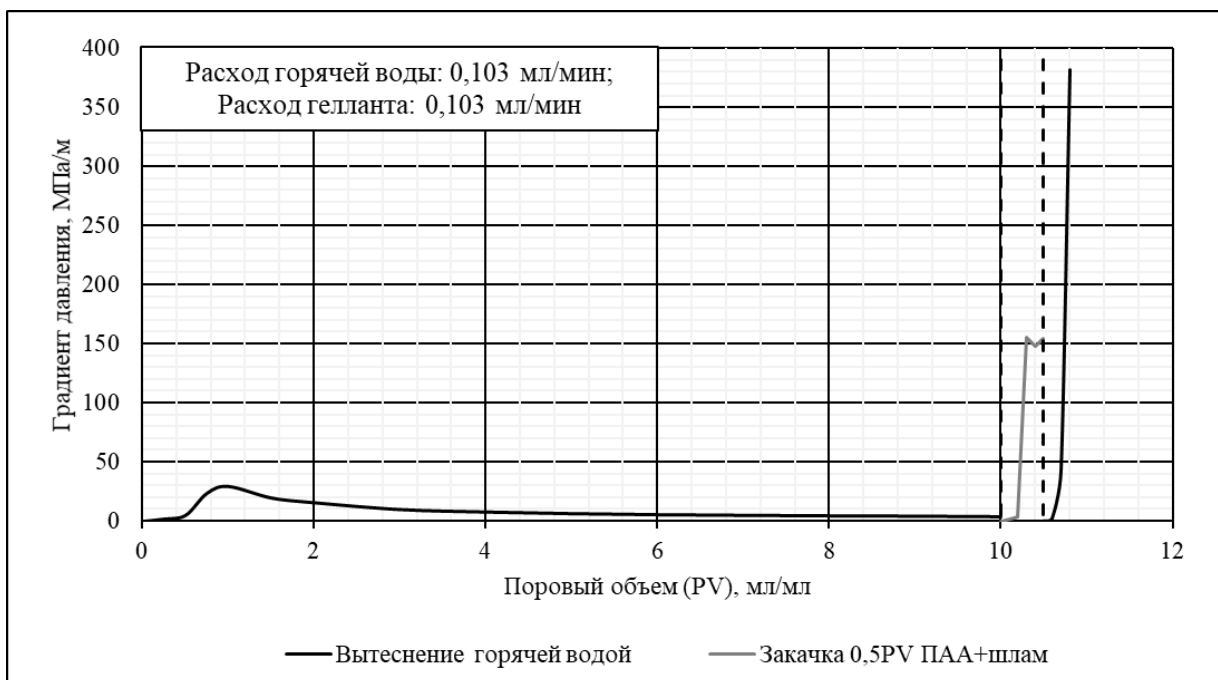


Рисунок 54 – Динамика изменения градиента давления при 120 °С (составлено автором)

Результаты оценки остаточного фактора сопротивления были сведены в таблицу 29.

Таблица 29 – Результаты определения предельного градиента сдвига и остаточного фактора сопротивления на однородной модели пласта при закачке состава на основе полиакриламида с добавлением катализаторного шлама (составлено автором)

Параметр	0,1PV	0,3PV	0,5PV
Длина и диаметр образца керна, см	5,75/2,99	4,58/2,94	4,68/2,99
Пористость образца керна, %	21,27	24,22	25,16
Проницаемость образца, мкм ²	169,11	228,15	126,48
Градиент давления при закачке xPV гелланта, МПа/м	60,51	54,17	154,14
Предельный градиент сдвига, МПа/м	246,96	147,48	>380
Остаточный фактор сопротивления, ед	9,40	19,08	96,51

Результаты фильтрации 0,5PV свидетельствуют о полном блокировании образца горной породы разработанным составом, что подтверждается ростом перепада давления до безопасного давления в 1400 psi на насосах высокого давления для дозирования реагентов. В результате, ОФС, составил 96,51 ед. Таким образом, с увеличением размера оторочки увеличивается ОФС. При увеличении объема оторочки в 3 раза, ОФС увеличивается более чем в 2 раза, с увеличением объема оторочки в 5 раз, ОФС увеличивается более чем в 10 раз (рисунок 55).

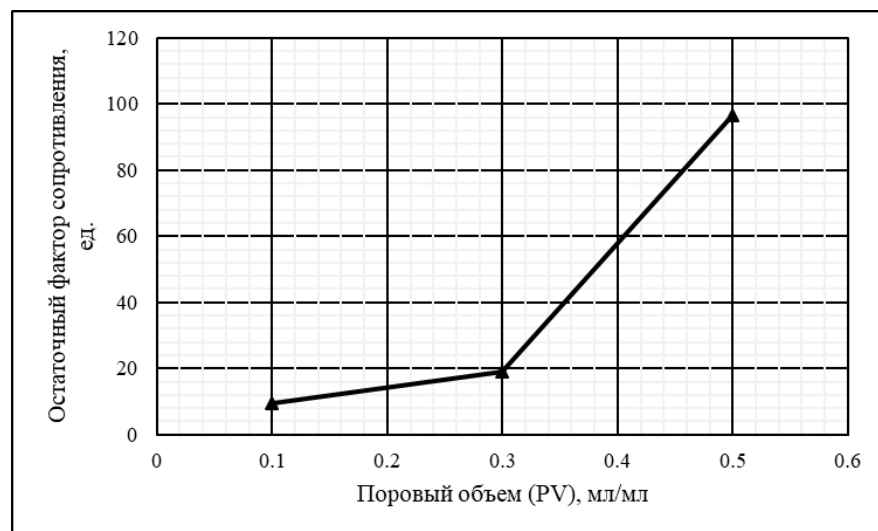


Рисунок 55 – Зависимость остаточного фактора сопротивления от порового объема закачки (составлено автором)

3.4.2 Результаты определения коэффициента извлечения высоковязкой нефти из модели неоднородного пласта

Модель неоднородного терригенного пласта по вертикали создавали с помощью двух параллельно подключенных кернодержателей. Целью данного исследования было определение эффективности использования технологии закачки предлагаемого водоизоляционного состава, обусловленной приростом коэффициента вытеснения, в зависимости от количества нагнетаемой оторочки (таблица 30).

Таблица 30 – Результаты фильтрационных исследований на модели неоднородного пласта при закачке 2 мас. % ПАА с добавлением шлама (составлено автором)

Поро- вый объем закачки гелланта (PV), мл/мл	Проницае- мость образца насыпной модели, 10^{-3} , мкм ²	Пори- стость образ- ца, %	Диаметр и длина образца, см	Коэффици- ент извлечения по горячей воде, д.ед.	Распределен ие объемного расхода по моделям, до обработки, %	Вытесненн ый объем нефти и воды до закачки гелланта, мл	Распределен ие объемного расхода по моделям, поле обработки, %	Коэффици- ент извлечения из модели неоднородно го пласта, д.ед.	Вытеснен- ный объем нефти и воды после закачки гелланта, мл	При- рост коэфф ициен- та извле- чения, д.ед.
0,5	323,15	25,78	2,80/5,50	0,59	Высокопро- ниц. – 87,72	6,3/43,7	Высокопро- ниц. – 0	0,93	0/0(2/7,2)*	0,34
	138,10	23,31	2,93/6,32		Низкопро- ниц. – 12,28	4,5/2,5	Низкопро- ниц. – 100		6,3/43,7	
0,3	242,85	26,19	2,78/4,12	0,60	Высокопро- ниц. – 89,96	5,8/39	Высокопро- ниц. – 18,27	0,89	0,6/13	0,29
	102,46	27,73	2,78/4,81		Низкопро- ниц. – 10,04	2,5/2,5	Низкопро- ниц. – 81,73		3,6/45,6	
0,1	244,62	25,01	2,95/6,19	0,80	Высокопро- ниц. – 53,33	8/8	Высокопро- ниц. – 14,43	0,87	0,7/13,2	0,07
	125,41	32,01	2,95/4,83		Низкопро- ниц. – 46,67	9/5	Низкопро- ниц. – 85,57		0,7/75,5	

Примечание: * На этапе фильтрации состава в высокопроницаемую зону пласта в размере 0,5PV из высокопроницаемого образца вышло 9,2 мл, из них 2 мл – нефть.

На рисунке 56 показана зависимость прироста коэффициента вытеснения в зависимости от количества нагнетаемой оторочки.

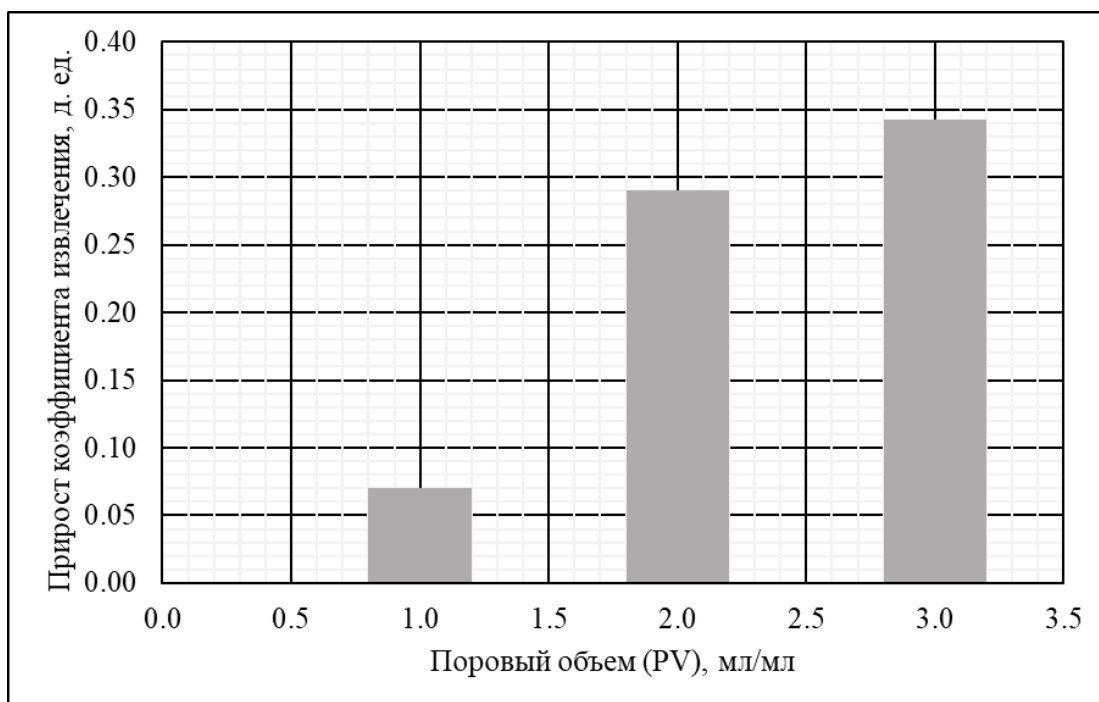


Рисунок 56 – Зависимость прироста коэффициента извлечения от порового объема закачки ПДС (составлено автором)

3.4.3 Результаты определения коэффициента извлечения сверхвязкой нефти из модели неоднородного пласта

Фильтрационные эксперименты проводились на битумонасыщенном песчанике шешминского горизонта (P_{2ss}) уфимского яруса (P_2U), песчаной пачки Ашальчинского месторождения без моделирования связанной воды. Образцы перед фильтрационными испытаниями готовили следующим образом. С целью создания 100 % насыщенности по нефти, образцы бережно разрушали, сохраняя целостность зерна горной породы. Добавляли битуминозную нефть, и при температуре, не превышающей выкипания легких фракций нефти (110 °C) ставили в термощкаф на 40 минут для создания однородной нефте-песчаной массы. Затем насыщенную горную породу помещали в металлические патроны от реторты для анализа керна. Для создания низкопроницаемых образцов добавляли песчаник более мелких фракций данного объекта. Далее проводились фильтрационные испытания. Вытесняющий флюид – сухой пар с термодинамическими параметрами на выходе из проточного котельного агрегата не менее 250 °C, и степенью сухости не менее 60 %. Расход питательной воды на входе в котельный агрегат составлял 10 мл/мин.

Гелеобразующий состав на основе ПВС с добавлением шлама или с добавлением ацетата хрома закачивали в модель неоднородного пласта в количестве 0,3 и 0,5 поровых объемов. Выдерживали при температурных условиях (250 °C) 4-8 часов. Затем нагнетали пар до полного

обводнения. В таблице 31 отображены результаты фильтрационных исследований при вытеснении паром СВН.

Таблица 31 – Результаты определения коэффициента извлечения СВН на модели неоднородного терригенного пласта (составлено автором)

Состав на основе ПВС	Поровый объем закачки гелланта (PV), мл/мл	Коэффициент извлечения по пару, д.ед.	Коэффициент извлечения из модели неоднородного пласта, д.ед.	Прирост коэффициента извлечения нефти, д.ед.
С добавлением шлама	0,3	0,54	0,95	0,41
	0,5	0,48	0,97	0,49
С добавлением ацетата хрома	0,3	0,81	0,93	0,12
	0,5	0,68	0,96	0,28

На рисунках 57-60 изображена динамика градиента давления в зависимости от порового объема закачки для составов на основе ПВС. Динамика изменения градиента давления, изображенная на рисунке 59, отличается от остальных меньшим градиентом давления, что связано с отличием партий образцов горной породы для подготовки насыпных моделей. Насыпные модели, через которые фильтровали 0,5PV ацетата хрома отличаются большим содержанием глин и тонкозернистого песчаника.

По результатам фильтрационных исследований можно сделать вывод, что с увеличением объема оторочки составов на основе ПВС увеличивается коэффициент извлечения сверхвязкой нефти.

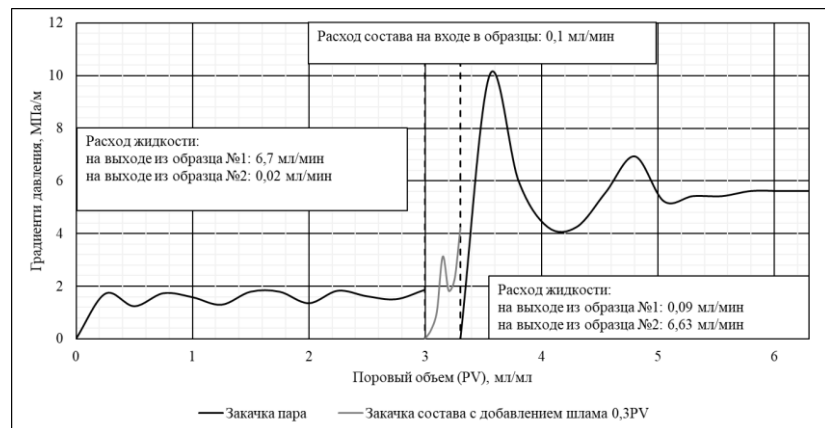


Рисунок 57 – Динамика изменения градиента давления в зависимости от порового объема закачки при 250 °C (составлено автором)

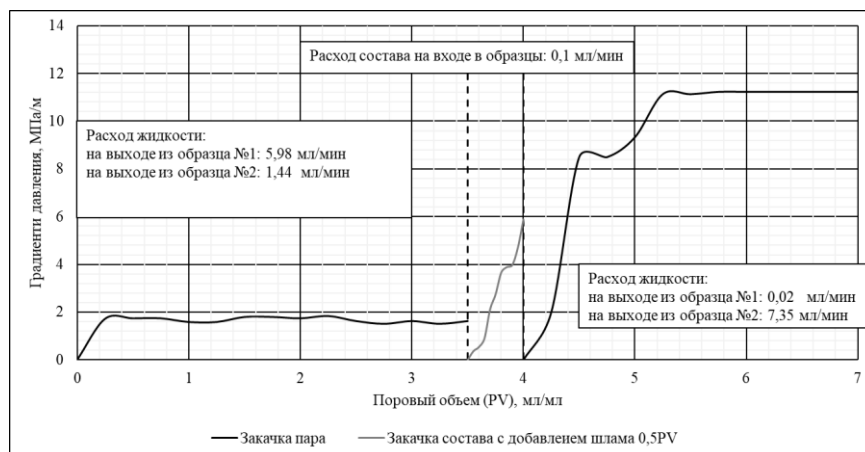


Рисунок 58 – Динамика изменения градиента давления в зависимости от порового объема закачки при 250 °C (составлено автором)

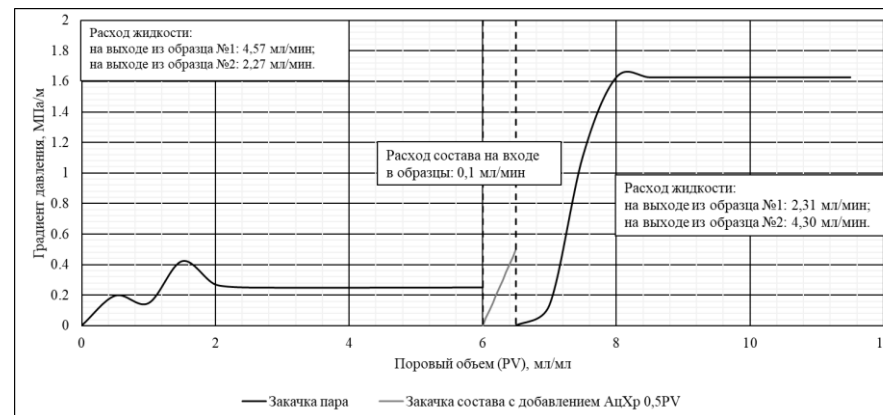


Рисунок 59 – Динамика изменения градиента давления в зависимости от порового объема закачки при 250 °C (составлено автором)

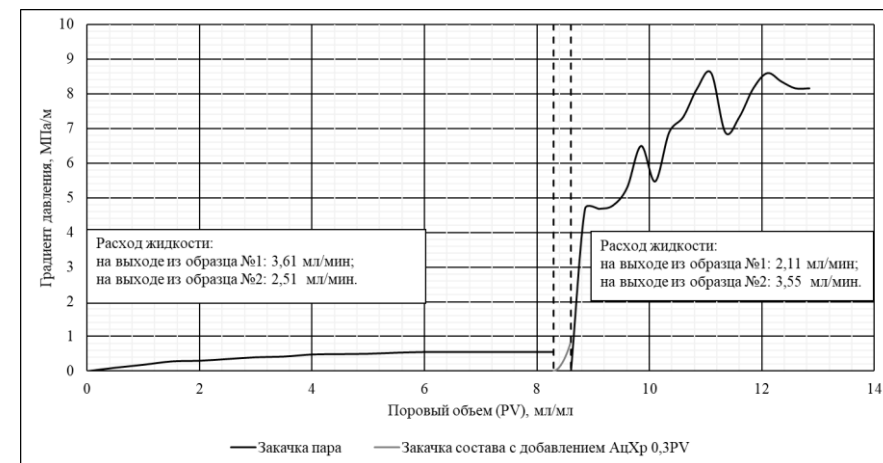


Рисунок 60 – Динамика изменения градиента давления в зависимости от порового объема закачки при 250 °C (составлено автором)

3.4.4 Адаптация лабораторных исследований состава на основе полимера амида акриловой кислоты на геолого-гидродинамической модели объекта исследования

С целью оценки количественных показателей эффективности предлагаемой технологии водоизоляционных работ на месторождениях ВВН был использован программный комплекс T-Navigator. Программный комплекс позволяет проводить расчеты основных показателей разработки на геолого-гидродинамической модели (ГГДМ) объекта исследования (пласты ПК₁₋₇). Основным ограничением версии программного комплекса можно назвать отсутствие возможности совмещения термодинамического модуля (изменение вязкости нефти от температуры, распределение температуры в пласте, количественный подсчет теплосодержания, привносимого в пласт и теплопотерь и т.д.) и физико-химического, который позволяет задавать свойства полимерного раствора. Таким образом, ГГДМ была построена в физико-химическом модуле, где заданные свойства высоковязкой нефти Русского месторождения описываются моделью «Black Oil».

В программном комплексе T-Navigator, создали сегмент рядной системы разработки с изменяющейся проницаемостью аналогично натурным образцам. Размер сегмента составлял $50 \times 50 \times 2$ м и включал 10 скважин, среди которых 5 ДС и 5 НС. Была смоделирована зона геологической неоднородности в виде высокопроницаемого канала размером $4 \times 10 \times 20$, который гидродинамически связан с ДС №3 и НС №4.

Сначала моделировали условия обводнения ДС №3 до 98 %. Затем проводили закачку предлагаемого полимерного состава через НС №4, а затем опять моделировали условия полного обводнения ДС №3. На рисунках 61 и 62 показаны перераспределения нефтенасыщенности в сегменте до и после закачки полимерного состава. По результатам моделирования можно отметить перераспределение потоков нефти и нагнетаемой воды после установки гелевой пачки.

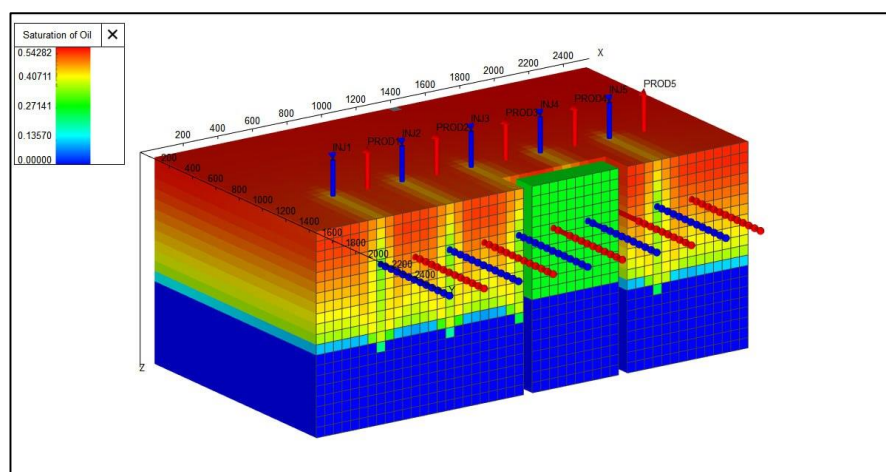


Рисунок 61 – Сегмент объекта исследования. Распределение нефтенасыщенности до закачки ПДС (составлено автором)

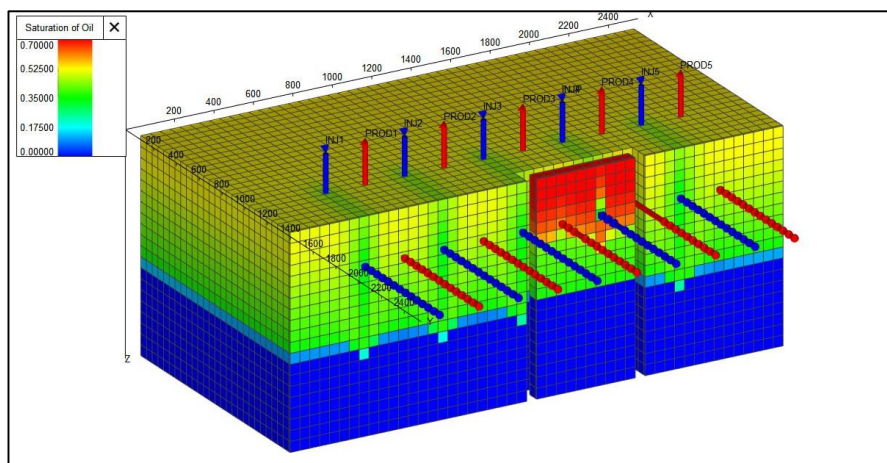


Рисунок 62 – Сегмент объекта исследования. Распределение нефтенасыщенности после закачки ПДС (составлено автором)

Был рассчитан прирост конечного КИН за 20 лет разработки сегмента к базовому варианту в зависимости от объема нагнетаемой оторочки ПДС. Таким образом, было получено три сценария прироста КИН: при закачке 0,1, 0,3 и 0,5PV ПДС в целевую зону обработки (рисунок 63).

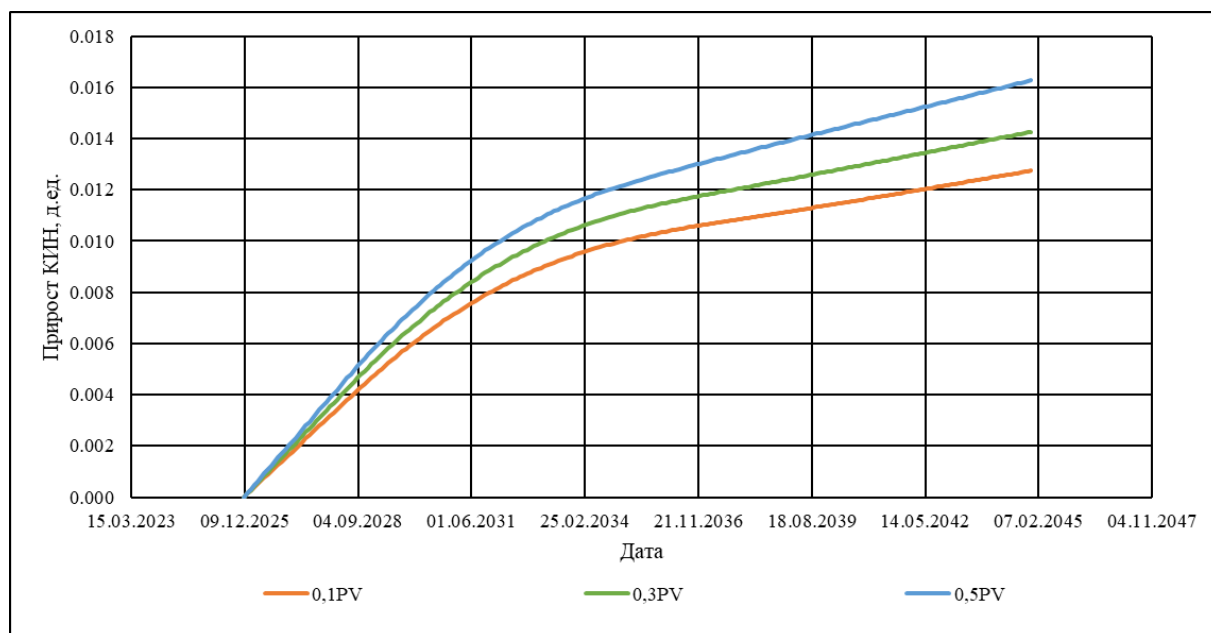


Рисунок 63 – Динамика прироста конечного КИН за 20 лет (составлено автором)

Максимальная дополнительная добыча нефти достигается при закачке 0,5PV в количестве 3338,8 т (рисунок 64). Результаты ГДМ демонстрируют снижение обводненности относительно базовой добычи, время продолжения эффекта сохраняется в течение 6 лет. За первые три года после обработки наблюдается снижение обводненности до 46 % (рисунок 65). С учетом того, что ГДМ построена со свойствами нефти Black Oil, ожидаемая дополнительная добыча нефти при совмещении термодинамического и физико-химического модулей будет больше при изменении вязкости нефти за счет теплового воздействия на пласт, которое приведет к увеличению подвижности нефти.

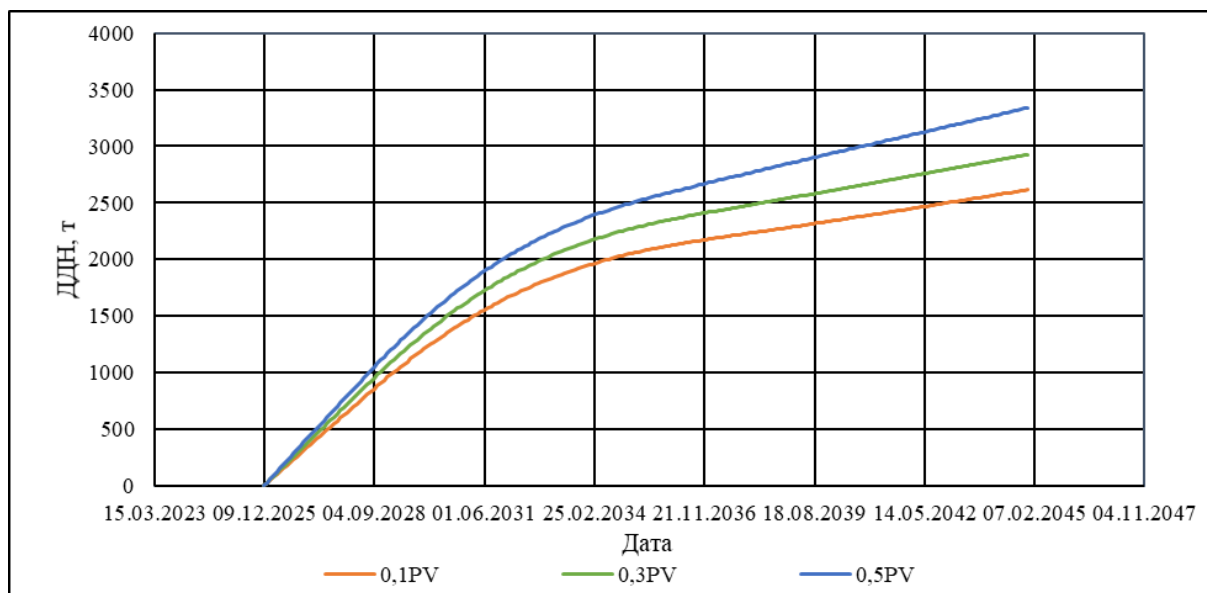


Рисунок 64 – Динамика ДДН за 20 лет (составлено автором)

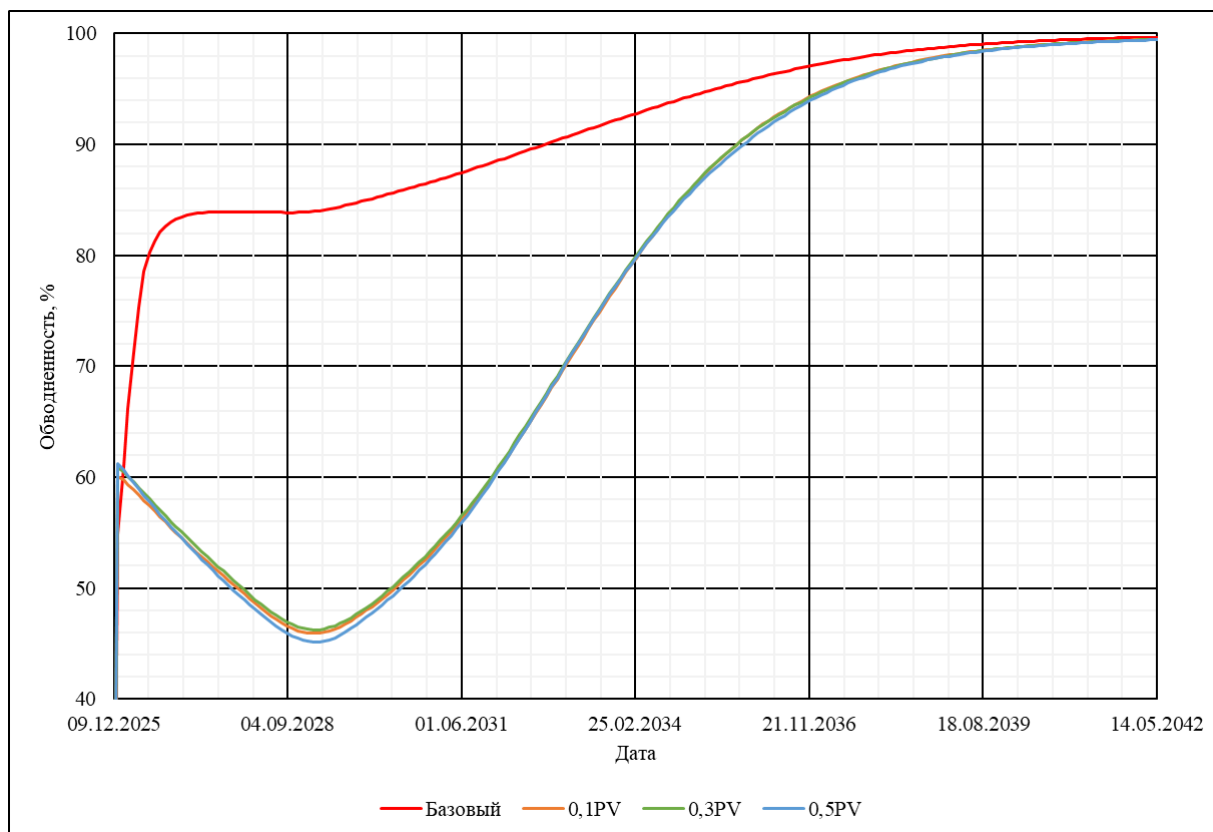


Рисунок 65 – Динамика обводненности за 20 лет (составлено автором)

3.4.5 Адаптация лабораторных исследований состава на основе поливинилового спирта на геолого-гидродинамической модели объекта исследования

С целью оценки количественных показателей эффективности предлагаемой технологии пароизоляционных работ на месторождениях СВН были использованы программные комплексы T-Navigator и CMG STARS. В отличие от CMG STARS использование T-Navigator ограничено совмещением теплового и физико-химического модулей. В этой связи, наделение куба геолого-физическими свойствами объекта исследования (пласты P_{2SS2}) и компоновка скважин системы

SAGD проводилось в T-Navigator. Задание физико-химических, реологических и фильтрационных свойств разработанных полимерных составов на основе ПВС с добавлением катализаторного шлама или ацетата хрома III, построение модели вытеснения битуминозной нефти водяным паром проводилось в CMG STARS. Рассчитанные в программном комплексе CMG STARS варианты разработки сектора объекта исследования, состоящего из трех пар скважин SAGD, были адаптированы в расширение для T-Navigator и далее проинтерпретированы.

Зона преимущественной фильтрации пара от НС к ДС задана пяточной зоной и средней частью (300м от пятки) горизонтального ствола НС. Объем закачки полимерного состава в зону преимущественной фильтрации задан в количестве 300 т. Содержание компонентов разработанных полимерных составов были выбраны: 5 мас. % по ПВС для состава с добавлением ацетата хрома III и 7,5мас. % по ПВС для состава с добавлением катализаторного шлама. Пароизоляционные работы проводились на 3-й год с момента начала эксплуатации. Кубы нефтенасыщенности представлены на рисунке 66.

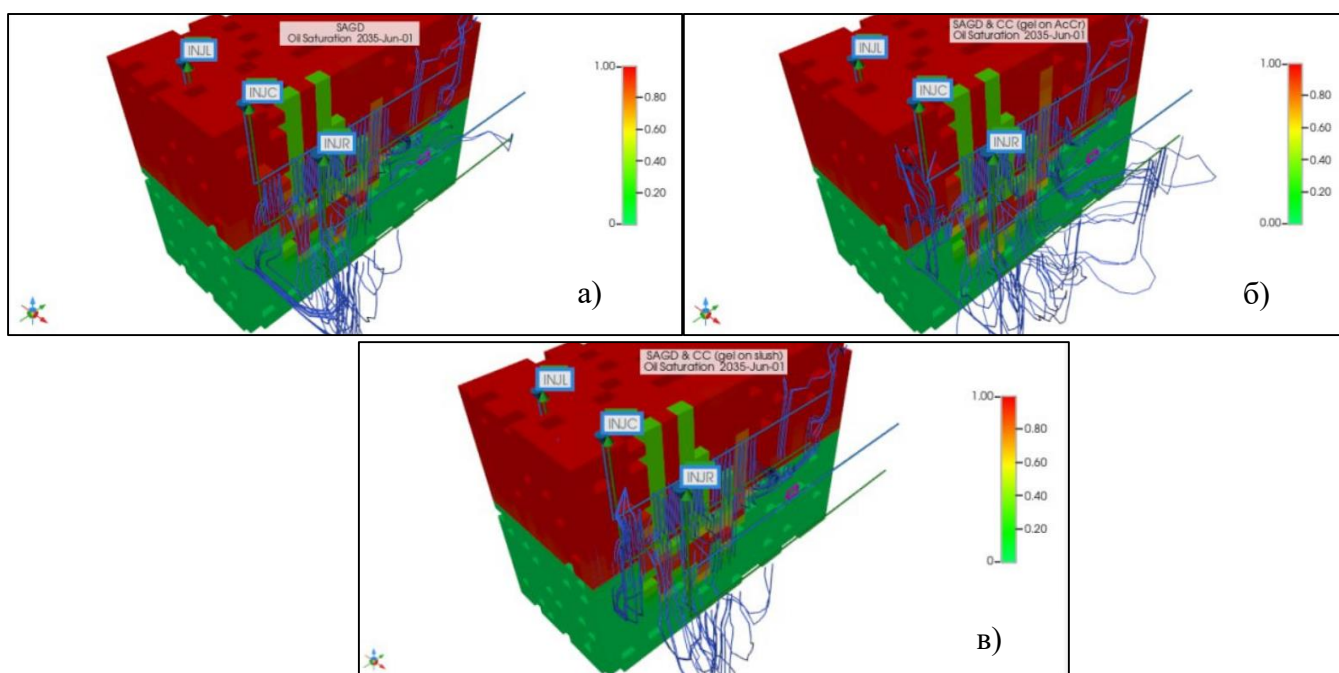


Рисунок 66 – Кубы нефтенасыщенности для сценария разработки (составлено автором)

а) SAGD б) SAGD и ПИР (состав с добавлением ацетата хрома III) в) SAGD и ПИР (состав с добавлением катализаторного шлама)

В результате геолого-гидродинамического моделирования было рассчитано 3 сценария. На рисунке 67 показана динамика добычи битуминозной нефти: при проведении технологии SAGD и комбинированного воздействия SAGD и пароизоляционных работ (ПИР) с применением разработанных составов. В этой связи ДДН при закачке ПВС с добавлением катализаторного шлама составила 4865 т, а при закачке состава с ацетатом хрома III – 1400 т.

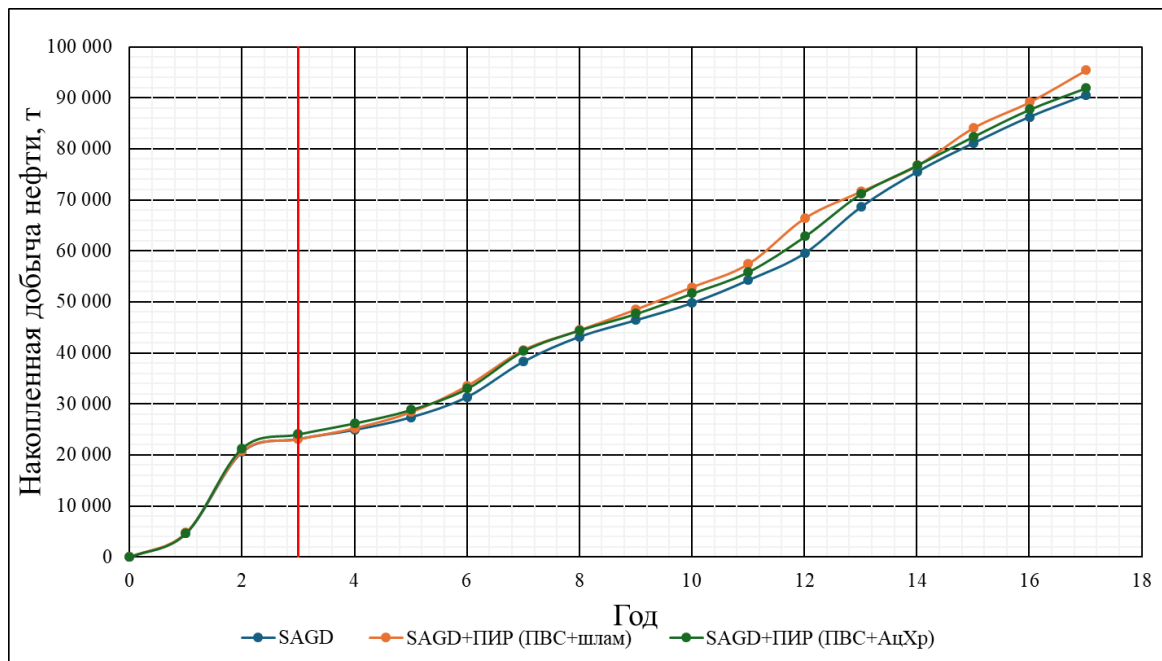


Рисунок 67 – Динамика накопленной добычи битуминозной нефти по годам
(составлено автором)

По результатам расчетов (рисунок 68) видно, что срок жизни гелевых пачек составляет 2 и 3 года соответственно для состава с добавлением ацетата хрома и катализаторного шлама. На 10 и 15 году наблюдаются «провалы» по обводненности, что связано с расширением паровой камеры.

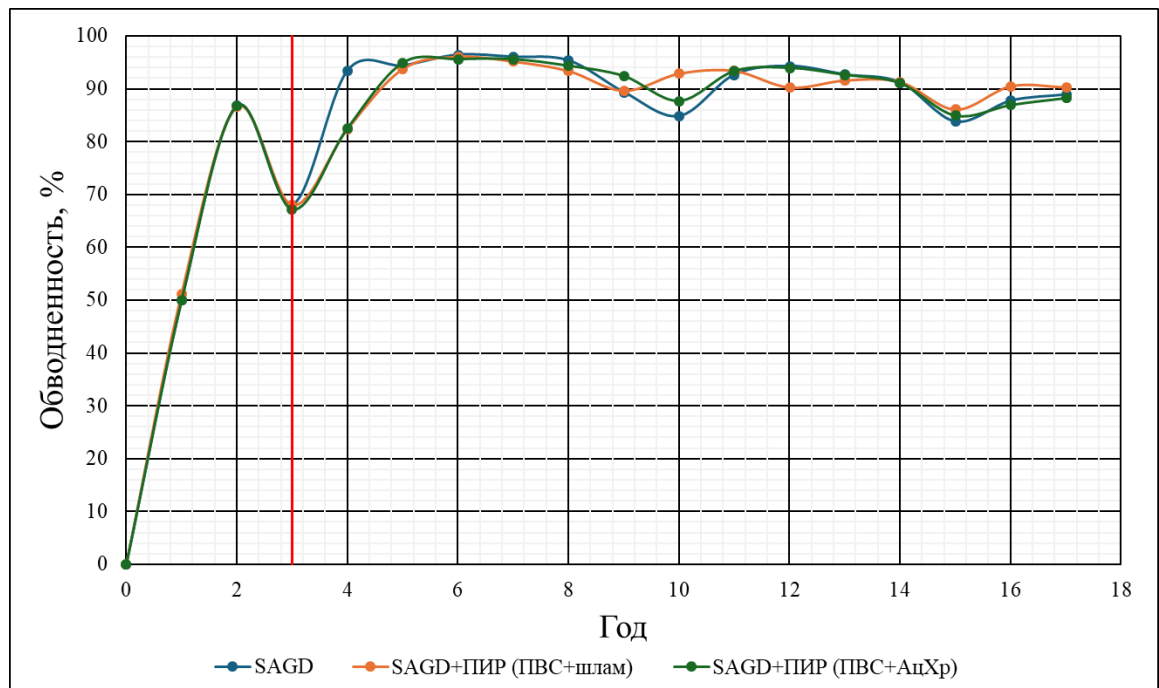


Рисунок 68 – Динамика обводненности скважинной продукции по годам (составлено автором)

3.5 Выводы по Главе 3

1. В результате проведенных лабораторных экспериментальных исследований был разработан полимер-дисперсный состав для водоизоляционных работ на месторождениях ВВН в

условиях неоднородных терригенных пластов-коллекторов. ПДС представляет собой водный раствор анионного ПАА 1...3 мас. % и катализаторный шлам 1...3 мас. %, представляющий собой продукт после процесса дегидрирования изобутана.

2. В результате проведенных лабораторных экспериментальных исследований был разработан полимерный состав для пароизоляционных работ на месторождениях СВН в условиях неоднородных терригенных пластов-коллекторов. Полимерный состав представляет собой смесь ПВС от 3 до 10 мас. %, растворенного в ДМСО и доведенного водой в соотношении 1:1,25 с добавлением ацетата хрома в количестве от 0,5 до 10 мас. % или катализаторного шлама в количестве от 5 до 10 мас. %.

3. В качестве сшивателей разработанных составов рекомендованы хромсодержащие агенты, включая катализаторный шлам переработки минерального сырья или ацетат хрома, выступающие в качестве термостабилизирующей добавки к водным растворам синтетических полимеров.

Термостабилизирующий эффект для ПДС подтверждается серией реологических и фильтрационных исследований. Эффективная вязкость состава при 120 °С с добавлением шлама в соотношении 1:1 больше, чем для 1 и 2 мас. % растворов ПАА в условиях 60 °С. Таким образом, катализаторный шлам выступает в роли термостабилизирующей добавки, улучшающей стабильность реологических характеристик в условиях термодеструкции раствора ПАА (>60 °С). Термостабилизирующий эффект подтверждается для растворов, приготовленных на модельной воде: состав на основе 2 мас. % ПАА с добавлением шлама набирает вязкость выше при 120 °С, чем при 60 °С для чистого ПАА и состава с добавлением шлама.

Термостабилизирующий эффект для составов на основе ПВС обосновывается следующим образом. Повышение температуры ускоряет процесс сшивки, так как увеличивается подвижность макромолекул и скорость диффузии ионов металлов. Отметим, что гелеобразования не наступает в составах на основе ПВС без добавления хромсодержащих агентов в исследуемом диапазоне температур и количественного содержания компонентов полимерного состава. Установлено, что пластическая прочность полимерного состава для пароизоляционных работ увеличивается с повышением температуры среды. Добавление ацетата хрома III увеличивает пластическую прочность геля от 5 до 8 раз при температурах 250°С и 160°С соответственно при соотношениях сшиватель-полимер от 1:5 до 1:1. Аналогично, для состава с добавлением катализаторного шлама к раствору ПВС, происходит увеличение пластической прочности при увеличении температуры среды.

4. В результате проведенных экспериментальных фильтрационных исследований установлено, что разработанный ПДС обладает высокой водоизолирующей и проникающей способностью. С увеличением объема оторочки ПДС с 0,1 до 0,5PV увеличивается остаточный

фактор сопротивления с 9,40 до 96,51 ед. Разработанный ПДС демонстрирует прирост коэффициента извлечения нефти на неоднородной модели с увеличением объема оторочки составил 7...34 %.

Результаты фильтрационных исследований составов на основе ПВС на неоднородной модели кернов демонстрирует высокую пароизолирующую способность. В зависимости от увеличения объема оторочки с 0,3 до 0,5PV прирост КИН на 12...28 % и на 41...49 % соответственно составил для состава с добавлением ацетата хрома и катализаторного шлама.

5. Результаты адаптации лабораторных экспериментальных исследований на геолого-гидродинамической модели сегмента Русского месторождения демонстрируют прирост коэффициента извлечения на участке воздействия на 1,27...1,63 %, снижение обводненности относительно базового варианта за первые 3 года в 1,80...1,85 раз, дополнительная добыча нефти за 20 лет в зависимости от увеличения объема оторочки с 0,1 до 0,5PV составила 2614,8...3338,8 т.

6. Результаты адаптации лабораторных экспериментальных исследований на геолого-гидродинамической модели Ашальчинского месторождения позволили сравнить две предлагаемых технологии пароизоляционных работ: с добавлением к 5 мас. % раствору ПВС ацетата хрома III в соотношении 3:1 и к 7,5 мас. % раствору ПВС катализаторного шлама в соотношении 1:1, дополнительная добыча нефти за 17 лет составила 1400 т и 4865 т соответственно. Продолжительность пароизолирующего эффекта разработанными составами составили 2 и 3 года соответственно, что позволяет рекомендовать время повторных обработок представленными паро- и водоизоляционными составами.

ГЛАВА 4 ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА ЗАКАЧКИ РАЗРАБОТАННЫХ ПОЛИМЕРНЫХ СОСТАВОВ В СКВАЖИНЫ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ

В данной главе будет описана методика закачки разработанных полимерных составов в горизонтальные скважины, в том числе системы SAGD.

4.1 Требования, предъявляемые к объекту применения технологии водоизоляционных работ

Разработанная технология потенциально может применяться на любой стадии разработки залежи ВВН, разрабатываемой тепловыми методами. На первой стадии разработки месторождения применение технологии актуально с целью увеличения безводного периода работы добывающих скважин; на второй стадии разработки применение технологии актуально для достижения проектных коэффициентов охвата залежи ВВН заводнением горячей водой; на завершающих стадиях разработки месторождений технология может стать актуальной для снижения темпов падения добычи нефти и поддержания экономического предела рентабельности эксплуатации добывающих скважин.

Использование разработанного полимерного состава возможно на неоднородных терригенных объектах при:

- пластовой температуре $>80\text{ }^{\circ}\text{C}$ или при вытеснении ВВН горячей водой до $120\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- проницаемости горных пород $>100\cdot 10^{-3}\text{ мкм}^2$;
- диаметр пор горной породы должен быть больше размера частиц шлама $d_{\text{частиц}} < d_{\text{пор}}$. В этой связи выбор размера частиц катализаторного шлама в качестве наполнителя-сшивателя ПДС является индивидуальным для исследуемого эксплуатационного объекта;
- минерализации пластовых вод $<15\text{ г/л}$.

Выбор скважины-кандидата осуществляется в результате проведенных гидродинамических и геофизических исследований с целью определения герметичности эксплуатационной колонны и НКТ, профиля приемистости интервалов горизонтального ствола, установления механизма обводнения ДС. Промыслово-геофизические работы проводятся на гибкой трубе с геофизическим кабелем для обеспечения возможности спуска приборов в горизонтальный ствол скважины. Исследование скважины с целью выявления причин обводнения рекомендуется проводить совместно с методами ретро-перспективного анализа. В случае, промышленных отложений, где минерализация пластовых вод приближена к пресным, и проведение комплекса геофизических исследований становится затруднительным, рекомендуется снять температурный профиль нагнетательной скважины с выявлением зон максимального поглощения закачиваемого агента, в том числе теплового (горячая вода).

Объем закачиваемого состава определяется индивидуально для каждой скважины. Из расчета xPV цилиндрической области вокруг целевой зоны обработки (зон наибольшего поглощения) нагнетательной скважины.

4.2 Технические материалы и средства, необходимые для проведения водоизоляционных работ на месторождениях высоковязкой нефти

Потенциальное внедрение технологии с применением полимерного состава на основе полиакриламида с добавлением катализаторного шлама возможно с использованием стандартного нефтепромыслового оборудования и техники. С целью дозирования сыпучих реагентов и приготовления разработанных полимерных составов необходимо использование специальных установок, имеющих дозаторы для сыпучих химических реагентов, а также вихревые активаторы и диспергаторы. В зимнее время для обеспечения, улучшенного затворения в воде (дистиллированной или подтоварной) полиакриламида рекомендуется использовать мобильные парогенераторы.

При наличии на месторождении специализированного склада для хранения реагентов необходимо обеспечить условия осушки воздуха с целью избежать рисков комкования катализаторного шлама из-за влаги. Комкование приводит к увеличению доли воды в полимерном составе, что снижает активность содержащегося в нем компонентов. Необходимо избегать рисков впитывания влаги из воздуха полиакриламида, который может в данных условиях превратиться в гель. При проведении закачки составов для водоизоляционных работ силами сторонних (нефтесервисных) компаний необходимо обеспечить поставку и дозирование катализаторного шлама без контакта с воздухом. Актуально использовать адсорбционные осушители воздуха для хранения сыпучих реагентов на временных и постоянных складах.

Для приготовления ПДС требуются следующие реагенты и товарные продукты, их содержащие:

- высокомолекулярный полиакриламид, соответствующий требованиям РД 39–3–36–77;
- твердая фаза нейтрализованного катализаторного шлама сектора добычи и переработки минерального сырья с содержанием 69-73 % оксида алюминия, 10-14 % оксида хрома III, является техногенным отходом алюмохромового катализатора при мокрой очистке газов дегидрирования углеводородного сырья для получения мономеров в производстве синтетических каучуков;
- вода – остальное, дистиллированная, пресная или подтоварная.

4.3 Технологический процесс закачки полимерного состава на основе полимера амида акриловой кислоты через нагнетательные скважины с горизонтальным окончанием оборудованных фильтром-хвостовиком

В условиях месторождений высоковязкой нефти, приуроченных к покурской свите, используются не зацементированные проволоочные фильтры-хвостовики (рисунок 69).

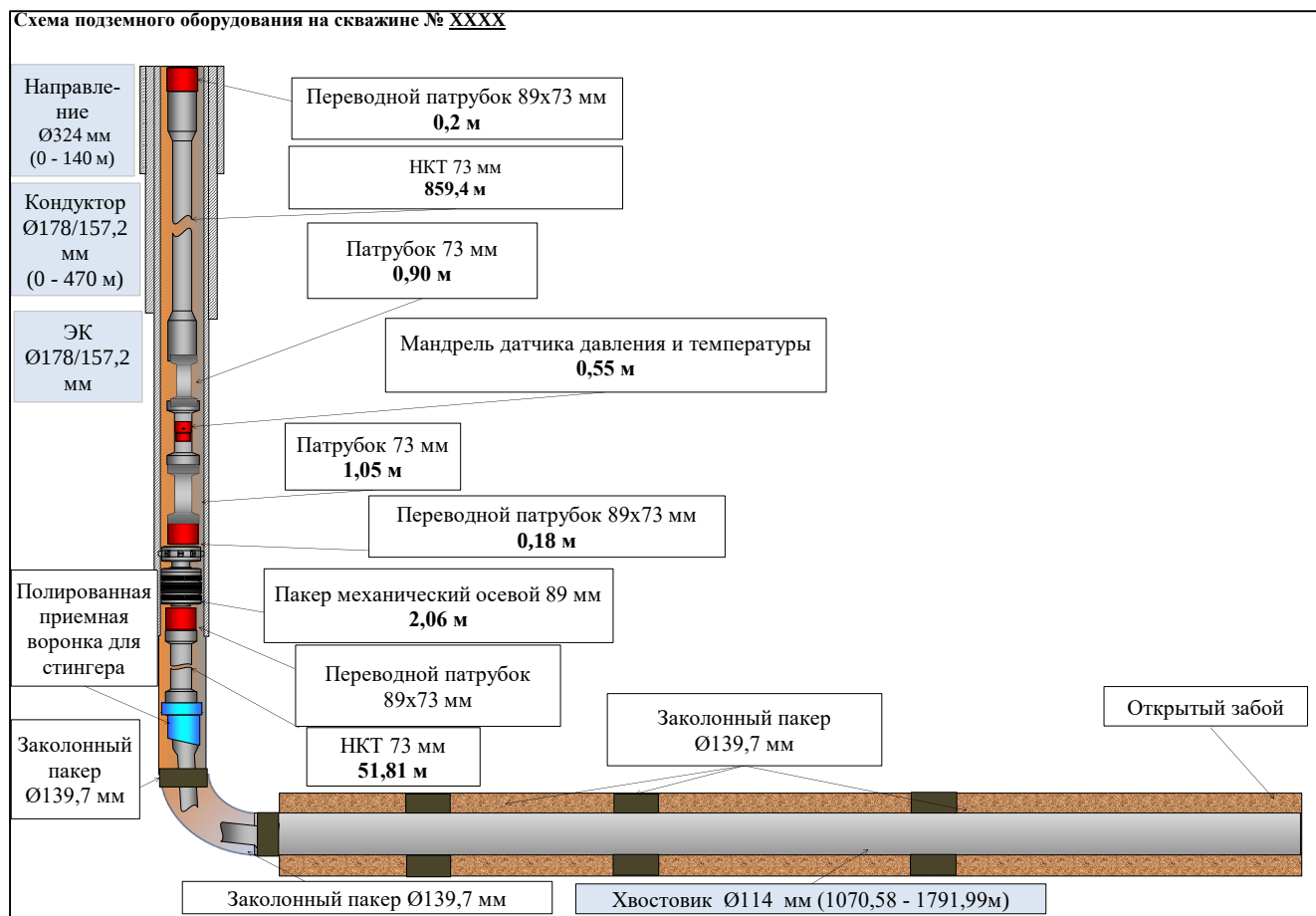


Рисунок 69 – Изначальная компоновка НС перед проведением ВИР (составлено автором)

Технологический процесс закачки ПДС можно описать следующими пунктами.

1. Перед проведением ВИР необходимо подготовить наземное оборудование.
2. Проверяют ПВО на герметичность, проводят опрессовку наземных линий.
3. Проводят промывку и очистку горизонтального участка ствола скважины перед проведением ВИР, проводят шаблонирование скважины.
4. Монтируют компоновку гибкой насосно-компрессорной трубы (ГНКТ) с двумя пакерами.
5. В горизонтальный участок скважины ниже целевого интервала обработки (зона повышенного поглощения) спускают ГНКТ колтюбинговой установки. При спуске ГНКТ ведут непрерывный контроль положения инструмента.
6. Активируют пакер №1 (рисунок 70).

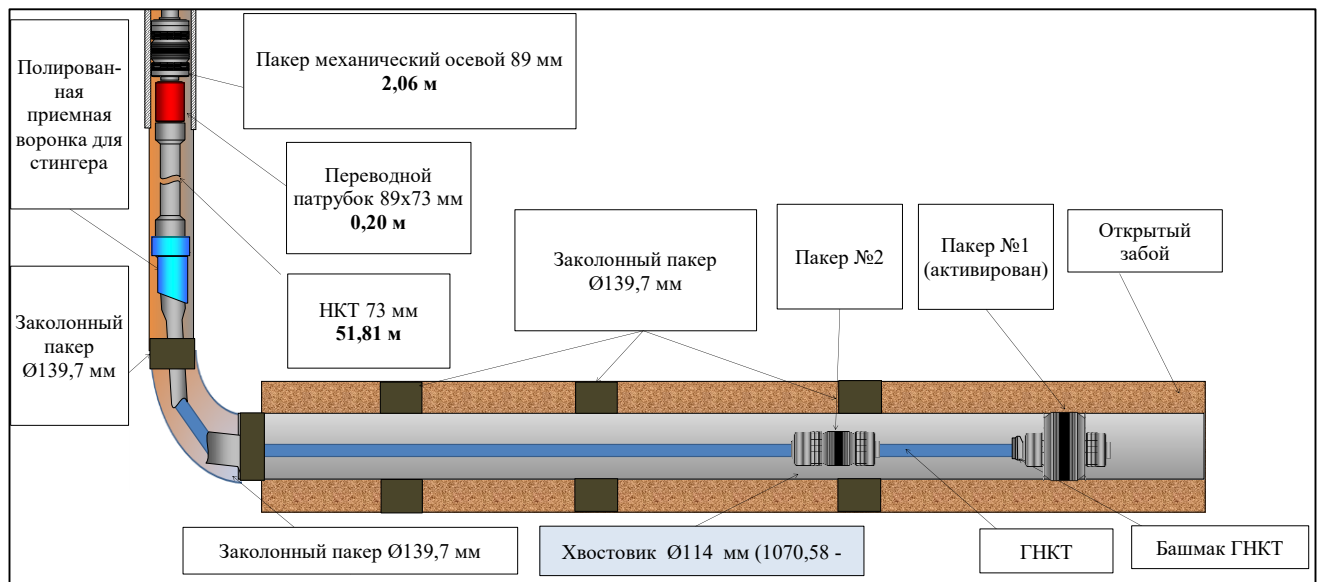


Рисунок 70 – Спуск ГНКТ с двумя пакерами в целевую зону обработки. Активация пакера №1
(составлено автором)

7. Отсоединяют коннектором пакер №1.

8. Поднимают башмак ГНКТ до начала зоны поглощения (интервала обработки) (рисунок 71).

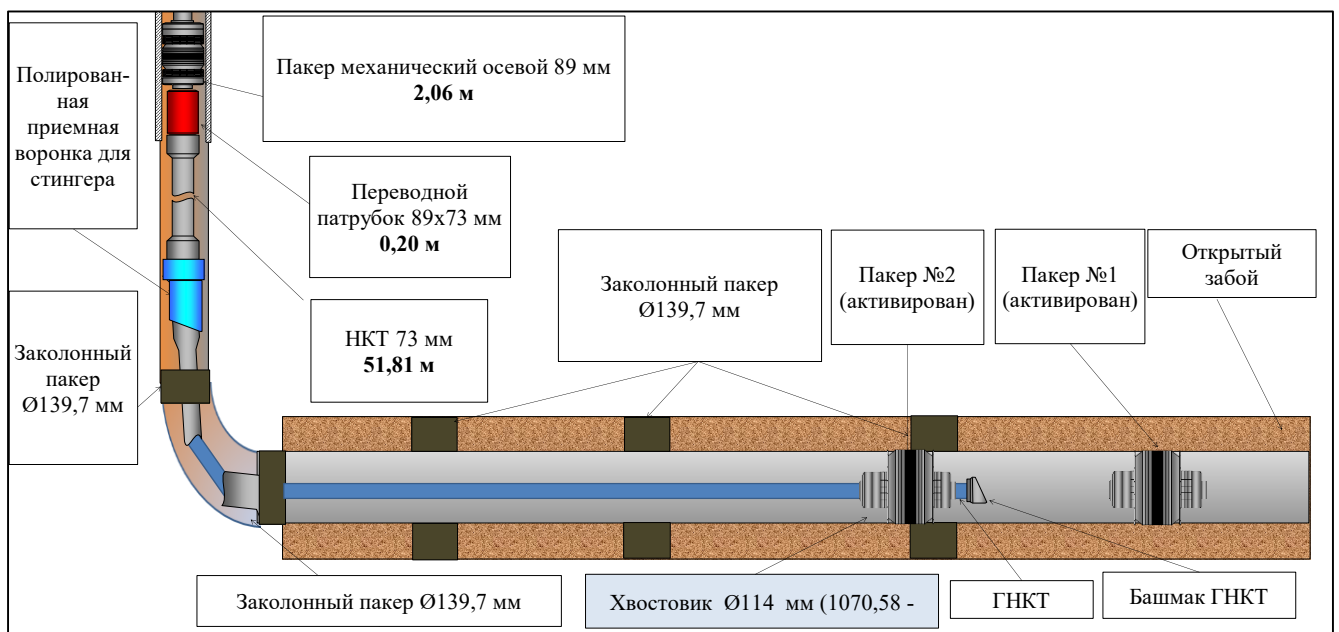


Рисунок 71 – Подъем башмака ГНКТ до целевого интервала обработки. Активация пакера №2
(составлено автором)

9. Активируют пакер №2. Проводят проверку пакера №2 на герметичность: опрессовка через затруб.

10. Предварительно стабильный ПДС готовят на устье посредством растворения сухого полимера высокомолекулярной массы в подтоварной или пресной воде. В другой смесительной емкости готовится диспергированный в воде катализаторный шлам. Два раствора дозируются в поток осреднительной емкости блока приготовления состава. Сухой порошок катализаторного

шлама имеет заданную гранулометрию относительно объекта применения. Для улучшенной седиментационной устойчивости рекомендуется использовать высокомолекулярные полимеры акрилового ряда. Далее подают разработанный ПДС, при чем рекомендуется постепенно наращивать содержание полимера и шлама в общем растворе во избежание высоких темпов роста давления. В случае отсутствия роста давления рекомендуется плавное увеличение содержания компонентов до расчетных, при плавном росте давления закачки рекомендуется сохранять заданное содержание химических реагентов. Закачка ПДС производится непрерывно без остановок. В случаях, низкой приемистости скважины с горизонтальным окончанием при внутрипластовой водоизоляции рекомендуется проведение кислотной обработки для включения в разработку среднепроницаемых пропластков и повышения приемистости скважины, при этом изолировав пяточную зону горизонтального ствола. Перед подачей ПДС в ГНКТ, подают буферную жидкость в количестве 0,5 м³. В качестве буферной жидкости рекомендуется использовать 0,1-0,5 мас. % раствор ПАА. Далее подают ПДС до ее полного заполнения фильтром-хвостовиком и полного вытеснения жидкости, находящейся в ГНКТ в пласт. Допускается комбинирование оторочек 0,1-0,5 мас. % полиакриламида с ПДС для создания условий улучшенного проникновения состава вглубь пласта и вовлечения ранее не дренируемых интервалов пласта, а также в качестве закрепляющей оторочки. Закрепляющая оторочка прокачивается единой в конце цикла закачки ПДС, и является рекомендуемой, но не обязательной.

11. После окончания закачки целевого объема ПДС, используется продавка буферной жидкостью в количестве внутреннего объема колтюбинговой трубы и объема внутри изолированного участка фильтра-хвостовика (рисунок 72).

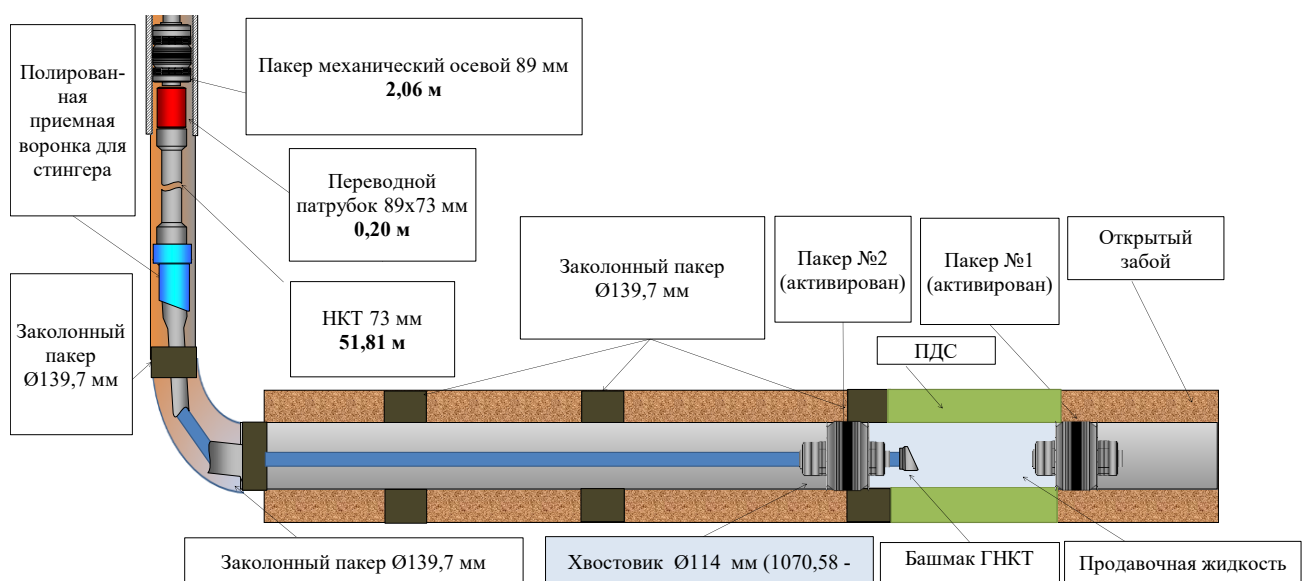


Рисунок 72 – Последовательная закачка ПДС и продавочной жидкости (составлено автором)

12. Деактивируют пакер №2. Затем ГНКТ спускают до пакера №1, соединяют его при помощи коннектора с ГНКТ и сразу поднимают на дневную поверхность до начала активного гелеобразования ПДС.

13. Систему скважина-пласт оставляют на выдержку на 24 ч. В зимнее время, во избежание замораживания, рекомендуется, заполнить коллектор от блока гребенок до скважины минерализованным раствором на время остановки скважины.

14. Далее проводят заключительные работы с запуском скважины в работу. Определяется приёмистость скважины. В качестве метода контроля за проведением водоизоляционных работ в скважинах с горизонтальным окончанием рекомендуется снятие индикаторных диаграмм нагнетательных скважин. Отклонение диаграммы от линейной (в сторону оси репрессии) между репрессией и осью расхода жидкости при повышении расхода закачиваемой воды, в том числе горячей, можно считать перераспределением потоков нагнетаемой в пласт воды за счет установки блокирующего агента и успешностью проведения технологии водоизоляционных работ.

Примечание: в случае аварийной ситуации, необходимо промыть скважину до выхода деструктора ПДС на дневную поверхность и повторить операции начиная с п. 9.

Расположение наземного оборудования для закачки в нагнетательные скважины полимер-дисперсного состава представлено на рисунке 73.

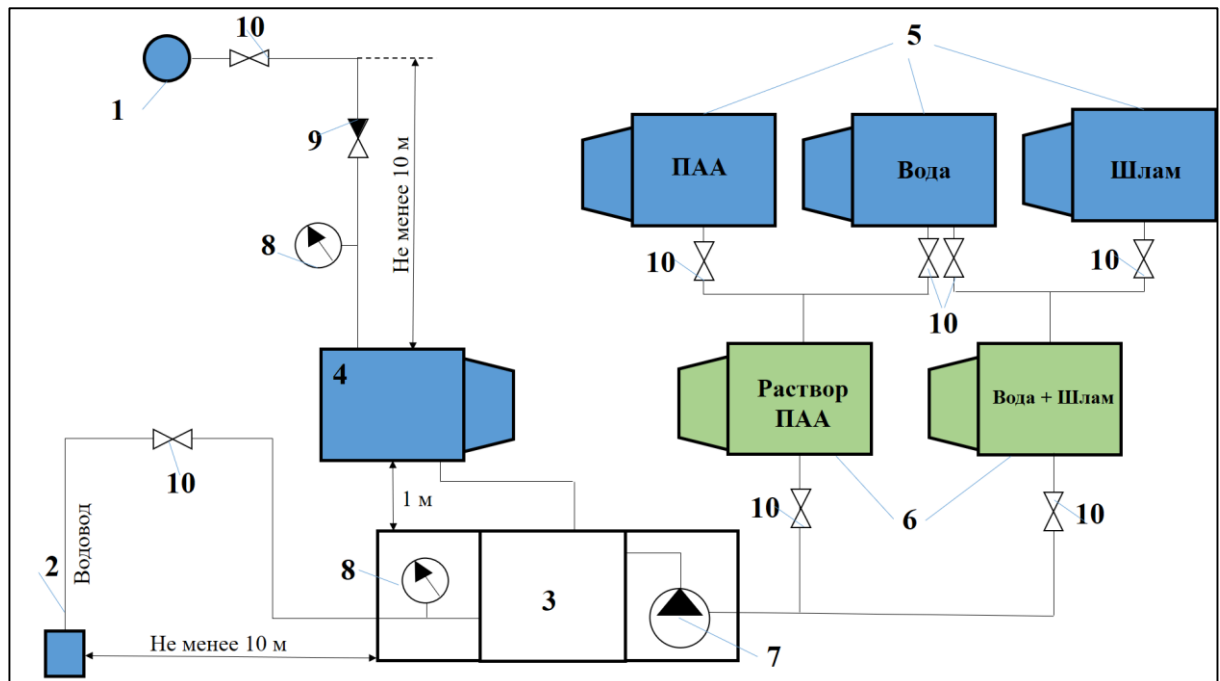


Рисунок 73 – Схема расстановки оборудования для закачки ПДС в нагнетательные скважины (составлено автором) 1 – обрабатываемая скважина; 2 – линия набора технической воды; 3 – установка приготовления специализированных жидкостей; 4 – насосный агрегат; 5 – автоцистерны; 6 – агрегат для приготовления раствора; 7 – дозировочный насос; 8 – манометр; 9 – обратный клапан; 10 – редуцирующая задвижка

4.4 Требования, предъявляемые к объекту применения технологии пароизоляционных работ

Разработанная технология потенциально может применяться на любой стадии разработки залежи СВН, разрабатываемой тепловыми методами, в частности при паротепловом воздействии через систему SAGD. На первой стадии разработки месторождения применение технологии актуально с целью увеличения безводного периода работы добывающих скважин; на второй стадии разработки применение технологии актуально для достижения проектных коэффициентов охвата залежи СВН паротепловым воздействием через систему скважин SAGD; на завершающих стадиях разработки месторождений технология может стать актуальной для снижения темпов падения добычи нефти и поддержания экономического предела рентабельности эксплуатации добывающих скважин.

Использование разработанного термостойкого полимерного состава возможно на неоднородных терригенных объектах при:

- при тепловом воздействии на залежь СВН водяным паром, отпускаемому при 250°C и степени сухости от 60 %;
- проницаемости горных пород $>100 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$;
- диаметр пор горной породы должен быть больше размера частиц шлама $d_{\text{частиц}} < d_{\text{пор}}$, в случае использования состава с добавлением катализаторного шлама. В этой связи выбор размера частиц катализаторного шлама в качестве наполнителя-сшивателя ПДС является опциональным;
- при минерализации пластовых вод не более 7 г/л.

Выбор скважины-кандидата осуществляется в результате проведенных гидродинамических и геофизических исследований с целью определения герметичности эксплуатационной колонны и НКТ, профиля приемистости интервалов горизонтального ствола, установления механизма обводнения ДС. Промыслово-геофизические работы проводятся на гибкой трубе с геофизическим кабелем для обеспечения возможности спуска приборов в горизонтальный ствол скважины. Исследование скважины с целью выявления причин обводнения рекомендуется проводить совместно с методами ретро-перспективного анализа. В случае, промышленных отложений СВН, где минерализация пластовых вод приближена к пресным, и проведение комплекса геофизических исследований по выявлению зон поглощения пластом закачиваемых флюидов становится затруднительным, рекомендуется снять температурный профиль нагнетательной скважины с выявлением зон максимального поглощения закачиваемого пара. Температурный профиль снимают для паронагнетательной скважины, выведенной на установившийся режим фильтрации и при остановке скважины на время остывания переходной зоны паровой камеры не более чем на 30 °C.

Объем закачиваемого состава определяется индивидуально для каждой скважины. Из расчета xPV цилиндрической области вокруг целевой зоны обработки (зон наибольшего поглощения) исследуемой нагнетательной скважины.

4.5 Технические материалы и средства, необходимые для проведения пароизоляционных работ на месторождениях сверхвязкой нефти

Потенциальное внедрение технологии с применением полимерного состава на основе поливинилового спирта возможно с использованием стандартного нефтепромыслового оборудования и техники. С целью дозирования сыпучих реагентов и приготовления разработанных полимерных составов необходимо использование специальных установок, имеющих дозаторы для сыпучих химических реагентов, а также вихревые активаторы и диспергаторы. При опускании температуры окружающей среды ниже 18,5 °С возможно замерзание ДМСО без потери своих заявленных физико-химических свойств. В этой связи, рекомендуется проводить пароизоляционные работы в весенне-летний сезон при температуре окружающей среды выше температуры замерзания. В случае невозможности проведения своими силами или сторонними организациями пароизоляционных работ в скважинах с горизонтальным окончанием в весенне-летний сезон рекомендуется использовать мобильные парогенераторы для превращения ДМСО в жидкое агрегатное состояние. С целью увеличения скорости затворения ПВС в ДМСО рекомендуется использование мобильных парогенераторных установок.

При наличии на месторождении специализированного склада для хранения реагентов, в случае реализации технологии пароизоляционных работ на основе ПВС с добавлением катализаторного шлама, необходимо обеспечить условия осушки воздуха с целью избежать рисков его слеживания из-за влаги. Слеживание приводит к увеличению доли воды в полимерном составе, что снижает активность содержащегося в нем компонентов. Необходимо избегать рисков впитывания влаги из воздуха поливинилового спирта, который может в данных условиях превратиться в гель. При проведении закачки составов для пароизоляционных работ силами сторонних (нефтесервисных) компаний необходимо обеспечить поставку и дозирование катализаторного шлама без контакта с воздухом. Актуально использовать адсорбционные осушители воздуха для хранения сыпучих реагентов на временных и постоянных складах.

Разработанный полимерный состав для пароизоляционных работ на основе поливинилового спирта с добавлением ацетата хрома включает в себя следующие реагенты и товарные продукты, их содержащие:

- поливиниловый спирт «16/1» – 1-20 мас. %, выпускаемый по ГОСТ 10779-78;
- диметилсульфоксид – 40-78 мас. %, выпускаемый по ТУ 2635-114-44493179-08;

- ацетат хрома трехвалентного с содержанием 49,3-51,9 % – 0,5-4 мас. %, выпускаемая по ГОСТ 4328-77;

- вода – остальное, дистиллированная, пресная или подтоварная.

Разработанный полимерный состав для пароизоляционных работ на основе поливинилового спирта с добавлением катализаторного шлама отходов промпредприятий включает в себя следующие реагенты и товарный продукты, их содержащие:

- поливиниловый спирт «16/1» – 1-20 мас. %, выпускаемый по ГОСТ 10779-78;

- диметилсульфоксид – 20-83,13 мас. %, выпускаемый по ТУ 2635-114-44493179-08;

- катализаторный шлам сектора добычи и переработки минерального сырья с содержанием 69-73 % оксида алюминия, 10-14 % оксида хрома III – от 5,5 до 0,01 мас. %, является техногенным отходом алюмохромового катализатора при мокрой очистке газов дегидрирования углеводородного сырья для получения мономеров в производстве синтетических каучуков;

- вода – остальное, дистиллированная, пресная или подтоварная.

4.6 Технологический процесс закачки разработанного термостойкого полимерного состава на основе поливинилового спирта в рамках пароизоляционных работ

Технологический процесс закачки разработанного термостойкого полимерного состава осуществляют следующими предложенными вариантами.

1. Способ закачки в пласт разработанных термостойких составов через нагнетательные скважины системы SAGD с горизонтальным окончанием, оборудованных фильтром-хвостовиком, аналогичный изложенному в п. 4.3.

2. Способ закачки в пласт разработанных полимерных составов через систему дополнительно-разбуриваемых вертикальных или наклонно-направленных нагнетательных скважин, гидродинамически-связанных с исследуемыми НС системы SAGD.

Предлагаемый способ №2 осуществляется следующим образом.

1. С помощью буровых установок типа УРБ (установка разведочного бурения) бурят вертикальные скважины на минимальном расстоянии от паронагнетательной скважины. Подачу водяного пара в паронагнетательную скважину на время бурения останавливают. Добывающая скважина системы SAGD работает на отбор. Выбор количества скважин (1-4 ед.) зависит от объема обрабатываемой полимерным составом зоны. Спускают обсадную колонну и цементируют скважину. Согласно РД «Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин» и «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» ожидание затвердевания цемента (ОЗЦ) составляет не менее 24 часов. Опрессовывают обсадную колонну. Спускают в скважину НКТ. Собирают фонтанную арматуру. Далее опрессовывают скважину.

2. Проводят подготовительные работы по сбору наземного оборудования для приготовления одной из разработанных ТПС. Готовят выбранный полимерный состав.

3. Перед закачкой состава опрессовывают трубное пространство. Закачивают разработанный ТПС в пробуренную скважину. По завершению закачки закрывают устье скважины. При необходимости, в качестве продавки полимерного состава используют раствор 0,1-0,5 мас. % ПАА в количестве внутреннего объема НКТ. В качестве продавки могут быть использованы наиболее доступные слабоконцентрированные растворы полимеров, которые подвергаются деградации при 250 °С.

4. Запускают в работу паронагнетательную скважину. По ее скважинным датчикам температуры или с помощью оптоволокну, контролируют вывод скважины на режим: на всем участке горизонтального ствола должна установиться температура закачиваемого пара. Далее, термометрией определяют интервалы приемистости паронагнетательной скважины: скважину останавливают до снижения температуры в переходной зоне (конденсата) не более чем на 30 °С и по зонам наибольшего поглощения тепла оценивают эффективность пароизоляционных работ.

5. После проведения пароизоляционных работ пробуренные скважины используют при необходимости в качестве проведения повторных обработок или в качестве паронагнетательных.

4.7 Выводы по Главе 4

1. Обоснована технология закачки в нагнетательные скважины с горизонтальным окончанием, оборудованных фильтром-хвостовиком, полимер-дисперсного состава для водоизоляционных работ в неоднородных терригенных коллекторах на месторождениях ВВН при вытеснении нефти горячей водой.

2. Предложен способ пароизоляционных работ, заключающийся в закачке разработанного термостойкого полимерного состава на основе поливинилового спирта с добавлением хромсодержащих агентов через систему дополнительно-разбуренных нагнетательных скважин, гидродинамически-связанных с целевой паронагнетательной скважиной системы SAGD.

3. Обоснована технология закачки термостойкого полимерного состава для пароизоляционных работ в неоднородных терригенных коллекторах на месторождениях СВН при тепловом воздействии на пласт-коллектор водяным паром.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертации содержится решение актуальной задачи по повышению степени извлечения высоковязкой и сверхвязкой нефти на месторождениях с неоднородными терригенными коллекторами, разрабатываемых тепловыми методами.

По результатам диссертационного исследования были сделаны основные выводы:

1. При скважинной добыче высоковязких и сверхвязких нефтей с использованием закачки в продуктивный пласт теплоносителей в виде горячей воды или пара одними из основных осложняющих факторов являются опережающее обводнение скважинной продукции и прорывы нагнетаемого в пласт пара к забоям добывающих скважин. При этом основными механизмами обводнения можно назвать: прорывы нагнетаемой в пласт горячей воды по высокопроницаемым зонам и каналам ввиду неоднородности коллекторских свойств по проницаемости; неэффективный расход пара в пяточную и центральную зону нагнетательной скважины при парогравитационном дренировании (SAGD) из-за неоднородности коллекторских свойств по проницаемости. Пар, конденсируясь превращается в воду, что приводит к чрезмерному объему добываемой воды. В этой связи актуальной научно-практической задачей является разработка и усовершенствование технологий паро- и водоизоляционных работ на месторождениях ВВН и СВН.

2. Современные технологии борьбы с преждевременным обводнением наиболее широко представлены воздействием на пласт составами на основе синтетических полимеров с добавлением сшивателей. Акцентируя внимание на их низких термостабилизирующих свойствах, механической деструкции на высоких скоростях сдвига и химической деструкции в присутствии солей жесткости, разработка и внедрение составов, обладающих улучшенными физико-химическими свойствами, является актуальной.

3. Обоснована методика проведения лабораторных исследований, позволяющая оценивать физико-химические, реологические и фильтрационные свойства разработанных паро- и водоизоляционных составов в условиях их применения для месторождений ВВН и СВН.

4. Обоснована технология водоизоляционных работ на месторождениях ВВН, разрабатываемых вытеснением горячей водой 120 °С, которая заключается в закачке разработанного полимер-дисперсного состава на основе полимера амида акриловой кислоты с добавлением катализаторного шлама в качестве блокирующей высокопроницаемые зоны и каналы оторочки геля. Результаты проведенных фильтрационных исследований на насыпных моделях керна указывают на высокую водоизолирующую способность разработанного состава (прирост КИН на 7 %...34 %, ОФС составил 9,40...96,51).

5. Обоснована технология пароизоляционных работ на месторождениях СВН, разрабатываемых системой паронагнетательных скважин SAGD, которая заключается в

использовании ПВС с добавлением ацетата хрома или катализаторного шлама в качестве блокирующей высокопроницаемые каналы и зоны оторочки образуемого геля. Предложенные полимерные составы с ацетатом хрома и катализаторным шламом способны перераспределять потоки нагнетаемого пара в низкопроницаемую часть, обеспечивая при этом прирост КИН на 12 %...28 % и 41 %...49 % соответственно.

Перспективы дальнейшего развития темы диссертационного исследования связаны с расширением области применения технологий, улучшением проникающей и изолирующей способности разработанных полимерных составов за счет добавления регулятора гелеобразования.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- API – American Petroleum Institute (Американский Нефтяной Институт);
- ATBS – 2-Acrylamido-2-methylpropanesulfonic acid (мономер акриламидной-трет-бутилсульфоновой кислоты);
- CHOPS – cold heavy oil production (метод «холодной» добычи нефти с песком);
- DMA – Dimethylacetamide (диметилацетамид);
- DVB – Divinylbenzene (дивинилбензол);
- ES-SAGD – Expanding Solvent SAGD (парогравитационный дренаж с закачкой растворителей);
- FAWAG – Foam Assisted Water Altering Gas (пенное заводнение с чередующейся закачкой воды и газа);
- HT-PPG – High temperature prepared particle gel (высоко-температуроустойчивый предварительно сшитый гель);
- NaSS – Sodium 4-styrenesulfonate (натриевая соль 4-стиролсульфоновой кислоты);
- NVP – N-Vinylpyrrolidone (н-винил-пирролидон);
- PV – pore volume (поровый объем);
- SAGD – Steam Assisted Gravity Drainage (парогравитационный дренаж);
- SAP – Solvent Aided Process (совместная закачка пара и растворителя);
- SAS – Steam Alternating Solvent (чередующаяся закачка пара и растворителя);
- THAI – Toe-to-Heel Air Injection (внутрипластовое горение от носка к пятке);
- WAG – Water Alternating Gas (чередующаяся закачка воды и газа);
- АСПО – асфальто-смоло-парафиновые отложения;
- авто-ГРП – автоматический гидроразрыв пласта;
- АО – акционерное общество;
- А.о. – абсолютная отметка;
- ВВГ – влажное внутрипластовое горение;
- ВВН – высоковязкая нефть;
- ВГ – внутрипластовое горение;
- ВИР – водоизоляционные работы;
- ВИНК – вертикально интегрированная нефтяная компания;
- ВНК – водонефтяной контакт;
- ВПП – выравнивание профиля приемистости;
- ГГДМ – геолого-гидродинамическое моделирование;
- ГНК – газонефтяной контакт;
- ГНКТ – гибкая насосно-компрессорная труба;
- ГОС – гелеобразующий состав;

ГПАА – гидролизированный полиакриламид;
ГРП – гидроразрыв пласта;
ГС – скважина с горизонтальным окончанием;
ГТМ – геолого-технические мероприятия;
ГФХ – геолого-физические характеристики;
ДДН – дополнительно добытая нефть;
ДС – добывающая скважина;
ДМСО – диметилсульфоксид;
ЖС – жидкое стекло;
ИК – инфракрасная (спектроскопия);
ИХН СО РАН – Институт Химии Нефти Сибирского Отделения Российской Академии Наук;
КИН – коэффициент извлечения нефти;
КРС – капитальный ремонт скважин;
КУДР – кустовая установка дозирования реагентов;
ММ – молекулярная масса;
МУН – методы увеличения нефтеотдачи;
НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение;
НГП – нефтегазоносная провинция;
НГДУ - нефтегазодобывающее управление;
НДД – налог на добавленную стоимость;
НДПИ – налог на добычу полезных ископаемых;
НИЗ – начальные извлекаемые запасы;
НК – нефтяная компания;
НК РФ – налоговый кодекс Российской Федерации;
НКТ – насосно-компрессорная труба;
НС – нагнетательная скважина;
НПАВ – неионогенное поверхностно-активное вещество;
ОВП – ограничение водопритока;
ОИЗ – остаточные извлекаемые запасы;
ОПР – опытно-промышленные работы;
ООО – общество с ограниченной ответственностью;
ОФС – остаточный фактор сопротивления;
ПАА – полиакриламид;
ПАВ – поверхностно-активные вещества;
ПАО – публичное акционерное общество;

ПАВ-ПЗ – полимерное заводнение с использованием поверхностно-активных веществ;
ПБ – природный битум;
ПВА – поливинилацетат;
ПВС – поливиниловый спирт;
ПГД – парогравитационный дренаж;
ПДНС – предельное динамическое напряжение сдвига;
ПДС – полимер-дисперсная система;
ПГИ – промыслово-геофизические исследования;
ПДС – полимер-дисперсные составы;
ПЗ – полимерное заводнение;
ПЗП – призабойная зона пласта;
ПИР – пароизоляционные работы;
ПНО – паронефтяное отношение;
ПОТ – потокоотклоняющие технологии;
ППД – поддержание пластового давления;
ПТВ – паротепловое воздействие;
ПЦО – пароциклические обработки скважин;
РФ – Российская Федерация;
СВН – сверхвязкая нефть;
СНС – статическое напряжение сдвига;
СССР – Союз Советских Социалистических Республик;
США – Соединенные Штаты Америки
ТПВ – термополимерное воздействие;
ТПС – термополимерный состав;
ТРИЗ – трудноизвлекаемые запасы;
УВ – углеводороды;
УРБ – установка разведочного бурения;
ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;
ФС – фактор сопротивления;
ФХМУН – физико-химические методы увеличения нефтеотдачи;
ЦА – цементируочный агрегат;
ЦВТПВ – циклическое внутрипластовое термополимерное воздействие;
Щелочь-ПАВ-ПЗ – щелочно-ПАВ-полимерное заводнение.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алтунина, Л. К. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов / Л. К. Алтунина, В. А. Кувшинов // Вестник Санкт-Петербургского университета. Физика и химия. – 2013. – Т. 2. – С. 46-76.
2. Антониади, Д. Г. Настольная книга по термическим методам добычи нефти. / Д. Г. Антониади, А. Р. Гарушев, В. Г. Ишханов. – Краснодар : «Советская Кубань», 2000. – 464 с.
3. Багманова, С. В. Геология Волго-Уральской нефтегазоносной провинции: учебное пособие / С. В. Багманова, А. С. Степанов, А. В. Коломец, М. П. Трифонова. – Оренбург : гос. ун-т. – Оренбург : ОГУ, 2019. – 127 с.
4. Бартон, Д. Карбоновые кислоты и их производные / Д. Бартон, У. Д. Оллис // Общая органическая химия / ред. Н. К. Кочеткова. – М., 1981. – С. 736.
5. Белошапка, И. Е. Совершенствование пароциклического воздействия с применением растворителя на битуминозную нефть : специальность 25.00.17 "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений" : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Белошапка Иван Евгеньевич, 2019. – 124 с.
6. Богомольный, Е. И. Интенсификация добычи высоковязких парафинистых нефтей из карбонатных коллекторов месторождений Удмуртии. / Е. И. Богомольный. – Москва-Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2003. – 272 с.
7. Борхович, С. Ю. Термополимерные технологии разработки сложнопостроенных месторождений вязких и высоковязких нефтей в карбонатных коллекторах / С. Ю. Борхович, Д. К. Холмогорова, Е. С. Васильева, А. С. Яцковская // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – Т. 11, № 2. – С. 95-104.
8. Газизов, А. Ш. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения движения вод в пластах / А. Ш. Газизов. – М : ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. – 285 с.
9. Ганеева, З. М. Исследование и применение силикатных микрогелевых систем для увеличения нефтеизвлечения : специальность 25.00.17 "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений" : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Ганеева Зильфира Мунаваровна. – Бугульма, 2013. – 132 с.
10. Гимаев, И. Х. Совершенствование технологии добычи природного битума (на примере мордово-кармальского месторождения): специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата тех / И. Х. Гимаев. – 2014. – 24 с.
11. Дурягин, В. Н. Обоснование технологии ограничения водопритока для нефтяных месторождений с трещинно-поровым типом коллектора : специальность 25.00.17 "Разработка и

эксплуатация нефтяных и газовых месторождений" : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Дурягин Виктор Николаевич. – Санкт-Петербург, 2015. – 132 с.

12. Зарипов, А. Т. Анализ эффективности технологий добычи сверхвязкой нефти для условий месторождений ПАО «Татнефть» / А. Т. Зарипов, Д. К. Шайхутдинов, Р. И. Хафизов, Я. В. Захаров // Территория «Нефтегаз». – 2016. – Т. 7. – № 8. – С. 42-50.

13. Зуев, А. Нефтегаз России в 2023 году / А. Зуев // ТЭК России. – 2023. – Т. 2. – № 1118.

14. Зуев, А. Прирост запасов нефти и газа в России / А. Зуев // ТЭК России. – 2024. – Т. 4. – № 1249.

15. Ибатуллин, Р. Р. Технологические процессы разработки нефтяных месторождений. / Р. Р. Ибатуллин. – 2-е изд.,. – Москва : «Нефтяное хозяйство», 2019. – 234 с.

16. Ибатуллин, Р. Р. Расчет возможности гидравлического разрыва покрышки при пароциклическом воздействии на Ашальчинском месторождении природных битумов / Р. Р. Ибатуллин, А.В. Насыбуллин, О.В. Салимов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – Т. 4. – С. 94-97.

17. Иванова, М. М. Промыслово-геологические особенности Русского газонефтяного месторождения / М. М. Иванова, И. С. Гутман, Е. П. Титунин // Геология нефти и газа. – 1989. – Т. 8.

18. Киреев, И. И. Интенсификация добычи высоковязкой нефти / И. И. Киреев, П. В. Рошин, С. В. Демин // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2020. – Т. 4. – № 100. – С. 88-91.

19. Куклин, А. И. Совершенствование разработки залежей высоковязких нефтей в трещинно-каверно-поровых коллекторах : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Куклин Андрей Игоревич. – Санкт-Петербург, 2014. – 211 с.

20. Маскет, М. Физические основы технологии добычи нефти / М. Маскет. – М : Ижевск, Институт компьютерных исследований, 2004. – 608 с.

21. Мукаев, Р. Х. Опыт разработки пермо-карбоновой залежи сверхвязкой нефти Усинского месторождения. – 2018. URL: https://oil-industry.net/SD_Prezent/2018/09/2_14_PXМукаев.pdf (дата обращения: 14.11.2021).

22. Муслимов, Р. Х. Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее: учебное пособие / Р. Х. Муслимов. – Казань : «Фэн» Академии наук РТ, 2014. – 798 с.

23. Нуреева, Н. С. Особенности разработки залежей сверхвязкой нефти западного склона Южно-Татарского свода / Н. С. Нуреева, Е. А. Аглиуллина, О. В. Петрова, Э. Э. Шишкина // Территория «Нефтегаз». – 2016. – Т. 10. – С. 64-69.

24. Патент № 2374425 Российская Федерация, МПК E21B 33/00 (2006.01). Способ обработки продуктивного пласта водоизолирующей композицией. Заявка № 2008125804/03:

заявл. 24.06.2008: опубл. 27.11.2009 / Х. И. Акчурин, Г. С. Дубинский, Т. Г. Кононова, А. В. Чезлова; заявитель/патентообладатель Открытое акционерное общество "Азимут". – 9с.

25. Патент № 2639339 Российская Федерация, МПК С09К 8/88 (2006.01); СПК С09К 8/887 (2017/02), Y10S 507/903 (2017/02); Y10S 507/935 (2017.02). Полимерный состав для регулирования разработки нефтяных и газовых месторождений. Заявка № 2016148909: заявл. 13.12.2016: опубл. 21.12.2017 / Р. Н. Фахретдинов, Г. Х. Якименко, Д. Ф. Селимов ; заявитель/патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью Многопрофильная Компания "ХимСервисИнжиниринг" ООО МПК "ХимСервисИнжиниринг". – 5с.

26. Патент № 2793057 Российская Федерация, МПК С09К 8/512 (2006.01), E21В 33/138 (2006.01); СПК С09К 8/512 (2022/08), E21В 33/138 (2022/08). Полимерный состав для внутрискластовой водоизоляции терригенных коллекторов. Заявка № 2022125245: заявл. 27.09.2022: опубл. 28.03.2023 / И.Р. Раупов, Ю.А. Сытник; заявитель/патентообладатель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Санкт-Петербургский горный университет". – 11с.

27. Патент № 2811109 Российская Федерация, МПК С09К 8/508 (2006.01); СПК С09К 8/508 (2023.08). Полимерный состав для водоизоляционных работ. Заявка № 2023114811: заявл. 06.06.2023: опубл. 11.01.2024 / И.Р. Раупов, М.К. Рогачев, **Ю.А. Сытник**; заявитель/патентообладатель федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II". – 10с.

28. Патент № 2815111 Российская Федерация, МПК С09К 8/508 (2006.01), E21В 33/138 (2006.01); СПК С09К 8/508 (2023/08), E21В 33/138 (2023.08). Полимер-дисперсный состав для увеличения охвата неоднородного нефтяного пласта заводнением. Заявка № 2023119852: заявл. 27.07.2023: опубл. 11.03.2024 / И.Р. Раупов, **Ю.А. Сытник**; заявитель/патентообладатель федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II". – 8с.

29. Раупов, И. Р. Разработка седиментационно-устойчивого полимерного состава на основе промышленного отхода / И. Р. Раупов, **Ю. А. Сытник**, Д. В. Ильин [и др.] // Нефтяная провинция. – 2025. – № 1(41). – С. 204-226. – DOI:10.25689/NP.2025.1.204-226.

30. Раупов, И. Р. Технология внутрискластовой водоизоляции терригенных коллекторов с применением полимерных составов и оптического метода контроля за процессом : специальность 25.00.17 "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений" : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Раупов Инзир Рамилович. – Санкт-Петербург, 2016. – 143 с.

31. Раупов, И. Р. Повышение нефтеотдачи пласта на месторождениях высоковязкой и сверхвязкой нефти Современное состояние технологий / И. Р. Раупов, **Ю. А. Сытник** // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2022. – № 7 (127). – С. 14-22. EDN: KCLSGI
32. Раупов, И. Р. Температуроустойчивые составы на основе биополимеров для повышения эффективности разработки месторождений высоковязкой и сверхвязкой нефти / И. Р. Раупов, **Ю. А. Сытник** // Инженер-нефтяник. – 2023. – № 1. – С. 10-15. EDN: ZCOCMM
33. Рогачев, М. К. Лабораторные исследования физико-химических свойств гелеобразующих композиций на основе алюмосиликатного реагента для технологии повышения нефтеотдачи пластов / М. К. Рогачев, Н. С. Ленченков, Л. Е. Ленченкова // Нефтегазовое дело. – 2009. – Т. 7. – № 1. – С. 167-171.
34. Румянцева, Е. А. Оптимизация параметров потокоотклоняющих технологий увеличения нефтеотдачи пластов с применением гелеобразующих композиций : специальность 25.00.17 "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений" : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Румянцева Елена Александровна. – Уфа, 2004. – 170 с.
35. Ткаченко, Е. И. К вопросу освоения сеноманских залежей высоковязкой нефти / Е. И. Ткаченко, А. А. Чусовитин, Д. В. Грандов [и др.] // Недропользование XXI век. – 2019. – Т. 5. – № 81. – С. 91-95.
36. Ткаченко, Е. И. Участок опытно-промышленных работ как залог успеха эффективного освоения месторождений с трудноизвлекаемыми запасами / Е. И. Ткаченко, А. С. Широков, Д. В. Грандов [и др.] // Экспозиция Нефть Газ. – 2021. – Т. 1. – С. 19-22.
37. Тома, А. Основы полимерного заводнения / А. Тома; ред. Под ред. И. Н. Кольцова. – СПб : «Профессия», 2019. – 240 с.
38. Филимонова, И. В. Нефтегазовый комплекс России - 2020 / И. В. Филимонова, В. Ю. Немов, И. В. Проворная // Нефтяная промышленность - 2020: долгосрочные тенденции и современное состояние / ред. под ред. А.Э. Конторовича. – Новосибирск : Ин-т нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 2021. – 88 с.
39. Хайретдинов, Н. Ш. Осадкогелеобразующие технологии воздействия на пласты с целью увеличения нефтеотдачи и снижения обводненности добываемой продукции: Учеб.пособие. / Н. Ш. Хайретдинов. – Уфа : УГНТУ, 2000. – 149 с.
40. Хафизов, Р. И. Исследование процессов разработки залежей сверхвязкой нефти с применением тепловых методов воздействия в условиях влияния газа на основе термогидродинамического моделирования : специальность 25.00.17 "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений" : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Хафизов Руслан Ильдарович. – Бугульма, 2018. – 126 с.

41. Хисамов, Р. С. Увеличение охвата продуктивных пластов воздействием / Р. С. Хисамов, А. А. Газизов, А. Ш. Газизов. – М : ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. – 568 с.
42. Шайхутдинов, Д. К. Совершенствование системы разработки залежей сверхвязкой нефти Республики Татарстан в условиях высокой неоднородности нефтенасыщенного пласта : специальность 25.00.17 "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений" : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Шайхутдинов Дамир Камилевич. – Бугульма, 2018. – 161 с.
43. Шарифов, А. Р. Обоснование технологии интенсификации добычи сверхвязкой нефти из трещинно-поровых карбонатных коллекторов : специальность 25.00.17 "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений" : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Шарифов Анар Рабилович. – Санкт-Петербург, 2021. – 22 с.
44. Шахмеликьян, М. Г. Анализ эффективности технологии термополимерного воздействия на пласт на месторождениях с высоковязкими нефтями на примере Мишкинского нефтяного месторождения / М. Г. Шахмеликьян, И. С. Матвеева // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2018. – Т. 1. – № 4. – С. 25.
45. Ado, M. R. A detailed approach to up-scaling of the Toe-to-Heel Air Injection (THAI) In-Situ Combustion enhanced heavy oil recovery process / M. R. Ado // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – Т. 187. – DOI:10.1016/j.petrol.2019.106740.
46. Ado, M. R. Comparisons of predictive ability of THAI in situ combustion process models with pre-defined fuel against that having fuel deposited based on Arrhenius kinetics parameters / M. R. Ado // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – DOI:10.1016/j.petrol.2021.109716.
47. Ajumobi, O. O. Upgrading oil sand bitumen under superheated steam over ceria-based nanocomposite catalysts / O. O. Ajumobi, O. Muraza, H. Kondoh [и др.] // Applied Energy. – 2018. – Т. 218. – С. 1-9. – DOI:10.1016/j.apenergy.2018.02.161.
48. Al-Muayri, M. T. Experimental Investigation of Expanding Solvent Steam Assisted Gravity Drainage using Multicomponent Solvents (Unpublished doctoral thesis). University of Calgary / M. T. Al-Muayri. – Calgary : University of Calgary, 2012. – undefined-262 с.
49. Almukhametova, E.M., Thermal Cyclic Impact On Formation On The Example Of Gremikhinskoye Oil Field / E. M. Almukhametova, D. I. Fattakhov, A. A. Fayzullin, S. R. Marupov // Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products. – 2018. – № 4. – С. 27. – DOI:10.17122/ntj-oil-2018-4-27-31.
50. Altunina, L. K. Physical-chemical and complex EOR/IOR technologies for the Permian-Carboniferous deposit of heavy oil of the Usinskoye oil field / L. K. Altunina, V. A. Kuvshinov, I. V.

Kuvshinov [и др.] // *Neftyanoe khozyaystvo - Oil Industry*. – 2017. – № 7. – С. 26-29. – DOI:10.24887/0028-2448-2017-7-26-29.

51. Amanam, U. U. Analysis of the effects of copper nanoparticles on in-situ combustion of extra heavy-crude oil / U. U. Amanam, A. R. Kavscek // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2017. – Т. 152. – DOI:10.1016/j.petrol.2017.02.018.

52. Ameli, F. Polymer flooding / F. Ameli, S. Moghadam, S. Shahmarvand // *Chemical Methods*. – Elsevier, 2022. – С. 33-94. – DOI:10.1016/B978-0-12-821931-7.00003-1.

53. Amirianshoja, T. A comparative study of surfactant adsorption by clay minerals / T. Amirianshoja, R. Junin, A. Kamal Idris, O. Rahmani // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2013. – Т. 101. – С. 21-27. – DOI:10.1016/j.petrol.2012.10.002.

54. Andrianov, A. Immiscible Foam for Enhancing Oil Recovery: Bulk and Porous Media Experiments / A. Andrianov, R. Farajzadeh, M. Mahmoodi Nick [и др.] // *Industrial & Engineering Chemistry Research*. – 2012. – Т. 51. – № 5. – С. 2214-2226. – DOI:10.1021/ie201872.

55. Angeles, M. J. A review of experimental procedures for heavy oil hydrocracking with dispersed catalyst / M. J. Angeles, C. Leyva, J. Ancheyta, S. Ramírez // *Catalysis Today*. – 2014. – Т. 220-222. – С. 274-294. – DOI:10.1016/j.cattod.2013.08.016.

56. Bai, B. A comprehensive review of polyacrylamide polymer gels for conformance control / B. Bai, J. Zhou, M. Yin // *Petroleum Exploration and Development*. – 2015. – Т. 42. – № 4. – С. 525-532. – DOI:10.1016/S1876-3804(15)30045-8.

57. Barabanov, V. L. A. The study of rheological heterogeneity of the liquid systems in the instance of the water-swollen dispersed gels of polyacrylamide / V. L. Barabanov, V. B. Dem'yanovsky, D. A. Kaushansky // *Actual Problems of Oil and Gas*. – 2016. – № 13. – DOI:10.29222/ipng.2078-5712.2016-13.art4.

58. Bondarenko, A. A. Increasing Efficiency of Solvent Assisted Cyclic Steam Stimulation of the Bottomhole Formation Zone of a Carbonate Reservoir using Aquathermolysis Catalysts / A. A. Bondarenko, M. K. Rogachev, A. R. Sharifov, D. V. Mardashov // *International Journal of Engineering*. – 2025. – Т. 38. – № 4. – С. 758-766. – DOI:10.5829/ije.2025.38.04a.08.

59. Brown, A. R. Upgrading of heavy oil by dispersed biogenic magnetite catalysts / A. R. Brown, A. Hart, V. S. Coker [и др.] // *Fuel*. – 2016. – Т. 185. – С. 442-448. – DOI:10.1016/j.fuel.2016.08.015.

60. Chen, X. A laboratory approach to enhance oil recovery factor in a low permeable reservoir by active carbonated water injection / X. Chen, A. Paprouski, M. Elveny [и др.] // *Energy Reports*. – 2021. – Т. 7. – С. 3149-3155. – DOI:10.1016/j.egyr.2021.05.043.

61. Dautova, E. M. Influence of Reservoir Pressure Dynamics on the Current State of the Gremikhinskoye Field Development / E. M. Dautova, O. E. Kochneva // Вестник Пермского университета. Геология. – 2018. – Т. 17. – № 1. – С. 75-83. – DOI:10.17072/psu.geol.17.1.75.
62. Delamaide, E. Pelican Lake Field: First Successful Application of Polymer Flooding in a Heavy Oil Reservoir / E. Delamaide, A. Zaitoun, G. Renard, R. Tabary // SPE Enhanced Oil Recovery Conference. – SPE, 2013. – DOI:10.2118/165234-MS.
63. Delamaide, E. Investigation on the Impact of Voidage Replacement Ratio and Other Parameters on the Performances of Polymer Flood in Heavy Oil Based on Field Data / E. Delamaide // Day 3 Fri, May 19, 2017. – SPE, 2017. – DOI:10.2118/185574-MS.
64. Delamaide, E. Pelican Lake: Learning from the Largest Polymer Flood Expansion in a Heavy Oil Field / E. Delamaide // IOR 2021. – European Association of Geoscientists & Engineers, 2021. – DOI:10.3997/2214-4609.202133017.
65. Gbadamosi, A. O. An overview of chemical enhanced oil recovery: recent advances and prospects / A. O. Gbadamosi, R. Junin, M. A. Manan [и др.] // International Nano Letters. – 2019. – Т. 9. – № 3. – С. 171-202. – DOI:10.1007/s40089-019-0272-8.
66. Gornov, D. A. On the Possibility to Reduce the Need in Reagents When Injecting Heated Water and Thickened Polyacrylamide Aqueous Solutions in High-Viscous Oil Fields / D. . Gornov, A. . Osokin, K. V. Pchela, G. G. Gilaev // Neft. Gas. Novacii. – 2024. – Т. 6. – № 282. – С. 34-42.
67. Guo, H. A Novel Alkaline/Surfactant/Foam Enhanced Oil Recovery Process / H. Guo, P. L. J. Zitha, R. Faber, M. Buijse // SPE Journal. – 2012. – Т. 17. – № 04. – С. 1186-1195. – DOI:10.2118/145043-PA.
68. Guo, K. In-situ heavy and extra-heavy oil recovery: A review / K. Guo, H. Li, Z. Yu // Fuel. – 2022. – DOI:10.1016 / j . fuel.2016. 08. 047.
69. Ilyasov, I. Results of the First Polymer Flooding Pilot at East-Messoyakhskoe Oil Field / I. Ilyasov, A. Gudzh, A. Podkorytov [и др.] // Day 3 Wed, October 28, 2020. – SPE, 2020. – DOI:10.2118/201822-MS.
70. Ilyasov, I. Results of the Second Polymer Flooding Pilot at East-Messoyakhskoe Oil Field and Future Plans / I. Ilyasov, N. Glushchenko // IOR 2021. – European Association of Geoscientists & Engineers, 2021. – С. 1-10. – DOI:10.3997/2214-4609.202133019.
71. Ilyushin, Y. Application of Systems Analysis Methods to Construct a Virtual Model of the Field / Y. Ilyushin, V. Nosova, A. Krauze // Energies. – 2025. – Т. 18. – № 4. – С. 1012. – DOI:10.3390/en18041012.
72. Ilyushin, Y. V. Development of Mathematical Model for Forecasting the Production Rate / Y. V. Ilyushin, V. A. Nosova // International Journal of Engineering. – 2025. – Т. 38. – № 8. – С. 1749-1757. – DOI:10.5829/ije.2025.38.08b.02.

73. Jin, J. Coreflooding and Pore-Scale Visualization of Foamed Gel Flowed in Porous Network Media / J. Jin, Y. Wang, M. Wei [и др.] // *Journal of Dispersion Science and Technology*. – 2016. – Т. 37. – № 10. – С. 1436-1443. – DOI:10.1080/01932691.2015.1111146.
74. Koning, E. J. L. Evaluation of a Pilot Polymer Flood in the Marmul Field, Oman / E. J. L. Koning, E. Mentzer, J. Heemskerk // *All Days*. – SPE, 1988. – DOI:10.2118/18092-MS.
75. Kostina, A. Numerical analysis of a caprock integrity during oil production by steam-assisted gravity drainage method / A. Kostina, M. Zhelnin, O. Plekhov // *Frattura ed Integrità Strutturale*. – 2019. – Т. 13. – № 49. – С. 302-313. – DOI:10.3221/IGF-ESIS.49.30.
76. Kumar, P. Field Implementation of Mangala Polymer Flood: Initial Challenges, Mitigation and Management / P. Kumar, R. Raj, N. Koduru [и др.] // *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia*. – SPE, 2016. – DOI:10.2118/179820-MS.
77. Lai, N. Research on the Properties of Natural Gas Foamed Gel as a Profile Control and an Oil Displacement Agent in Strong Heterogeneous Reservoirs / N. Lai, L. Yuan, W. Li [и др.] // *Energy & Fuels*. – 2021. – Т. 35. – № 9. – С. 7738-7755. – DOI:10.1021/acs.energyfuels.0c04338.
78. Li, S. Experimental investigation of nitrogen-assisted SAGD in heavy-oil reservoirs: A two-dimensional visual analysis / S. Li, T. Yu, Z. Li, K. Zhang // *Fuel*. – 2019. – Т. 257. – С. 116013. – DOI:10.1016/j.fuel.2019.116013.
79. Mardashov, D. V. Influence of Clay Content in Reservoir Rocks on Efficiency of Killing Production Wells / D. V. Mardashov, M. N. Limanov, N. A. Onegov [и др.] // *International Journal of Engineering*. – 2025. – Т. 38. – № 1. – С. 78-85. – DOI:10.5829/ije.2025.38.01a.08.
80. Morozyuk, O. A. Experimental confirmation of the performance of high-viscosity oil extraction method / O. A. Morozyuk, A. V. Kochetov, A. A. Zagorovsky [и др.] // *Neftyanoe khozyaystvo - Oil Industry*. – 2023. – № 4. – С. 66-70. – DOI:10.24887/0028-2448-2023-4-66-70.
81. Mukhamatdinov, I. I. Optimization of thermal steam treatment technology applied to Strelovskoye field using aquathermolysis catalysts / I. I. Mukhamatdinov, M. O. N. Ali, R. E. Mukhamatdinova [и др.] // *Fuel*. – 2024. – Т. 359. – С. 130389. – DOI:10.1016/j.fuel.2023.130389.
82. Navarrete, R. C. New Bio-Polymers for Drilling, Drill-in, Completions, Spacer Fluids and Coiled Tubing Applications / R. C. Navarrete, J. M. Seheult, M. D. Coffey // *All Days*. – SPE, 2000. – DOI:10.2118/62790-MS.
83. Podoprigora, D. The Comprehensive Overview of Large-Volume Surfactant Slugs Injection for Enhancing Oil Recovery: Status and the Outlook / D. Podoprigora, R. Byazrov, J. Sytnik // *Energies*. – 2022. – Т. 15. – № 21. – С. 8300. – DOI:10.3390/en15218300.
84. Podoprigora, D. Surfactant-Polymer Formulation for Chemical Flooding in Oil Reservoirs / D. Podoprigora, M. Rogachev, R. Byazrov // *Energies*. – 2025. – Т. 18. – № 7. – С. 1814. – DOI:10.3390/en18071814.

85. Pu, W. A comprehensive review of polysaccharide biopolymers for enhanced oil recovery (EOR) from flask to field / W. Pu, C. Shen, B. Wei [и др.] // *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*. – 2018. – Т. 61. – С. 1-11. – DOI:10.1016/j.jiec.2017.12.034.
86. Pyagay, I. Method for Decontamination of Toxic Aluminochrome Catalyst Sludge by Reduction of Hexavalent Chromium / I. Pyagay, O. Zubkova, M. Zubakina, V. Sizyakov // *Inorganics*. – 2023. – Т. 11. – № 7. – С. 284. – DOI: 10.3390/inorganics11070284.
87. Raupov, I. Design of a Polymer Composition for the Conformance Control in Heterogeneous Reservoirs / I. Raupov, M. Rogachev, **J. Sytnik** // *Energies*. – 2023. – Vol. 16, № 1. – p. 515. – DOI: 10.3390/en16010515.
88. Raupov, I. Overview of Modern Methods and Technologies for the Well Production of High- and Extra-High-Viscous Oil / I. Raupov, **J. Sytnik** // *Energies*. – 2025. – Vol. 18, № 6. – p. 1498. – DOI: 10.3390/en18061498.
89. Saleh, L. D. Data Analysis and Updated Screening Criteria for Polymer Flooding Based on Oilfield Data / L. D. Saleh, M. Wei, B. Bai // *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. – 2014. – Т. 17. – № 01. – С. 15-25. – DOI:10.2118/168220-PA.
90. Salunkhe, B. Ultra-high temperature resistant preformed particle gels for enhanced oil recovery / B. Salunkhe, T. Schuman, A. Al Brahim, B. Bai // *Chemical Engineering Journal*. – 2021. – Т. 426. – С. 130712. – DOI:10.1016/j.cej.2021.130712.
91. Seright, R. S. Discussion and Reply to «Advances in Polymer Flooding and Alkaline/Surfactant/Polymer Processes as Developed and Applied in the People's Republic of China» / R. S. Seright, H. L. Chang, Z. Q. Zhang [и др.] // *Journal of Petroleum Technology*. – 2006. – Т. 58. – № 05. – С. 80-81. – DOI:10.2118/0506-0080-JPT.
92. Seright, R. S. A Comparison of Polymer Flooding With In-Depth Profile Modification University of North Dakota / R. S. Seright, Z. Guoyin // *SPE*. – 2011.
93. Shah, A. A review of novel techniques for heavy oil and bitumen extraction and upgrading / A. Shah, R. Fishwick, J. Wood [и др.] // *Energy & Environmental Science*. – 2010. – Т. 3. – № 6. – С. 700. – DOI:10.1039/b918960b.
94. Sharma, J. In-situ combustion in Bellevue field in Louisiana – History, current state and future strategies / J. Sharma, J. Dean, F. Aljaberi, N. Altememee // *Fuel*. – 2021. – Т. 284. – С. 118992. – DOI:10.1016/j.fuel.2020.118992.
95. Sheikina, M. A. Features of high-viscous oil production and treatment / M. A. Sheikina, S. A. Bulgakov // *Oilfield Engineering*. – 2022. – № 11. – С. 51-56. – DOI:10.33285/0207-2351-2022-11(647)-51-56.
96. Skauge, T. Nano-Sized Particles for EOR / T. Skauge, S. Hetland, K. Spildo, A. Skauge // *SPE Improved Oil Recovery Symposium*. – SPE, 2010. – DOI:10.2118/129933-MS.

97. Skauge, A. A Review of waf field experience / A. Skauge, J. A. Stensen // 1st International Conference and Exhibition Modern Challenges in Oil Recovery. – Moscow, Russia : Gubkin University, 2003. – C. 11.
98. Sorbie, K. S. Polymer-Improved Oil Recovery / K. S. Sorbie. – Dordrecht : Springer Netherlands, 1991.
99. Sun, C. Recent Advances of Surfactant-Polymer (SP) Flooding Enhanced Oil Recovery Field Tests in China / C. Sun, H. Guo, Y. Li, K. Song // *Geofluids*. – 2020. – T. 2020. – C. 1-16. – DOI:10.1155/2020/8286706.
100. Sun, X. The application of geomechanical SAGD dilation startup in a Xinjiang oil field heavy-oil reservoir / X. Sun, B. Xu, G. Qian, B. Li // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2021. – T. 196. – C. 107670. – DOI:10.1016/j.petrol.2020.107670.
101. Thomas, A. Why is it so Difficult to Predict Polymer Injectivity in Chemical Oil Recovery Processes? / A. Thomas, M. A. Giddins, R. Wilton // IOR 2019 – 20th European Symposium on Improved Oil Recovery. – European Association of Geoscientists & Engineers, 2019. – C. 1-25. – DOI:10.3997/2214-4609.201900114.
102. Tkachenko, E. I. Pilot area as a key to successful development of hard-to-recover reserves / E. I. Tkachenko, A. S. Shirokov, D. V. Grandov [и др.] // *Exposition Oil Gas*. – 2021. – № 1. – C. 19-22. – DOI:10.24412/2076-6785-2021-1-19-22.
103. Toro, M. Initiation of a surfactant-polymer flooding project at PJSC Tatneft: from laboratory studies to test injection. / M. Toro, M. Khisametdinov, D. Nuriev [и др.] // IOR 2021. – European Association of Geoscientists & Engineers, 2021. – C. 1-15. – DOI:10.3997/2214-4609.202133147.
104. Usmanov, S. Efficiency estimation of super-viscous oil recovery by in-situ catalytic upgrading in cyclic steam stimulation: from laboratory screening to numerical simulation / S. A. Usmanov, S. A. Usmanov, I. F. Minkhanov [и др.] // *Georesursy*. – 2023. – T. 25. – № 4. – C. 106-114. – DOI:10.18599/grs.2023.4.7.
105. Vasilyev, V. V. The search for new solutions for Russkoe field development optimization / V. V. Vasilyev, N. N. Ivantsov, K. G. Lapin [и др.] // *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. – 2018. – T. 4. – № 4. – C. 46-52. – DOI:10.30713/2413-5011-2018-4-46-52.
106. Wang, B. Plugging properties and profile control effects of crosslinked polyacrylamide microspheres / B. Wang, M. Lin, J. Guo [и др.] // *Journal of Applied Polymer Science*. – 2016. – T. 133. – № 30. – DOI:10.1002/app.43666.
107. Wang, J. Numerical simulation of preformed particle gel flooding for enhancing oil recovery / J. Wang, H. Liu, Z. Wang [и др.] // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2013. – T. 112. – C. 248-257. – DOI:10.1016/j.petrol.2013.11.011.

108. Watson, A. An Interim Case Study of an Alkaline-Surfactant-Polymer Flood in the Mooney Field, Alberta, Canada / A. Watson, G. A. Trahan, W. Sorensen // *All Days*. – SPE, 2014. – DOI:10.2118/169154-MS.
109. Wever, D. A. Z. Polymers for enhanced oil recovery: A paradigm for structure–property relationship in aqueous solution / D. A. Z. Wever, F. Picchioni, A. A. Broekhuis // *Progress in Polymer Science*. – 2011. – Т. 36. – № 11. – С. 1558-1628. – DOI:10.1016/j.progpolymsci.2011.05.006.
110. Wiśniewska, M. Impact of anionic polyacrylamide on stability and surface properties of the Al₂O₃–polymer solution system at different temperatures / M. Wiśniewska, S. Chibowski, T. Urban [и др.] // *Colloid and Polymer Science*. – 2016. – Т. 294. – № 9. – С. 1511-1517. – DOI:10.1007/s00396-016-3906-7.
111. Yuan, C. Applications of Enhanced Oil Recovery Techniques of Heavy Crudes / C. Yuan, M. A. Varfolomeev, M. V. Kok [и др.] // *Catalytic In-Situ Upgrading of Heavy and Extra-Heavy Crude Oils*. – Wiley, 2023. – С. 153-167. – DOI:10.1002/9781119871507.ch3.
112. Zhao, F. A review on upgrading and viscosity reduction of heavy oil and bitumen by underground catalytic cracking / F. Zhao, Y. Liu, N. Lu [и др.] // *Energy Reports*. – 2021. – Т. 7. – С. 4249-4272. – DOI:10.1016/j.egyр.2021.06.094.
113. Zhu, D. Polymer Gel Systems for Water Management in High-Temperature Petroleum Reservoirs: A Chemical Review / D. Zhu, B. Bai, J. Hou // *Energy & Fuels*. – 2017. – Т. 31. – № 12. – DOI:10.1021/acs.energyfuels.7b02897.
114. Zinoveev, D. V. Global recycling experience of red mud - a review. Part i: pyrometallurgical methods / D. V. Zinoveev, P. I. Grudinskii, V. G. Dyubanov [и др.] // *Izvestiya. Ferrous Metallurgy*. – 2018. – Т. 61. – № 11. – С. 843-858. – DOI:10.17073/0368-0797-2018-11-843-858.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Патент на изобретение № 2811109



ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Патент на изобретение № 2815111



ПРИЛОЖЕНИЕ В

Акт внедрения (ООО «ПМ-ГРУПП»)



**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ПМ-ГРУПП»
(ООО «ПМ-ГРУПП»)**

450097, Республика Башкортостан, г. Уфа, улица Заводская, дом 15/2, пом. 3,
Тел. +7 (981) 888-03-30, E-mail: info@pmg-global.com, Сайт: www.pmg-global.com
ИНН 0278161949, КПП 027801001, ОГРН 1090280029751, ОКПО 61177072

УТВЕРЖДАЮ

Директор ООО «ПМ-ГРУПП»

Исаяев Е.М.

«04» _____ 06 _____ 2024 г.



АКТ

**о внедрении (использовании) результатов кандидатской диссертационной работы
Сытник Юлии Андреевны на тему «Обоснование технологий паро- и водоизоляционных
работ на месторождениях высоковязкой и сверхвязкой нефти с применением
термостойких полимерных составов» по научной специальности 2.8.4. «Разработка и
эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»**

Рабочая комиссия в составе:

Председатель: Исаяев Е.М. (Директор, к.э.н.)

Члены комиссии: Ткаченко А.В. (Главный инженер), Арабов Д.В. (Руководитель направления по развитию проектов ПНП и ИДН); Галимов В.В. (Ведущий специалист отдела ПНП и ИДН), Ермолин Д.С. (Специалист отдела ПНП и ИДН).

составили настоящий акт о том, что результаты диссертации на тему «Обоснование технологий паро- и водоизоляционных работ на месторождениях высоковязкой и сверхвязкой нефти с применением термостойких полимерных составов», представленной на соискание ученой степени кандидата наук, использованы в деятельности ООО «ПМ-ГРУПП» при реализации работ в рамках физико-химических методов увеличения нефтеотдачи пластов.

Основные результаты работы: разработаны высокотемпературоустойчивые составы для водоизоляционных работ на месторождениях высоковязкой нефти, в том числе на основе отходов сектора переработки минерального сырья.

Материалы и результаты работы использованы:

1) При формировании и актуализации методических рекомендаций компании «Методические рекомендации по лабораторным исследованиям основных свойств полимерных составов для водоизоляционных работ, проводимых в высокотемпературных условиях».

2) При проведении инженерно-технологического обслуживания на месторождениях высоковязкой нефти при реализации водоизоляционных работ в высокотемпературных условиях.

Использование указанных результатов позволит улучшить качество лабораторных исследований полимерных составов для водоизоляционных работ, увеличить охват пласта воздействием.

Председатель комиссии:

Директор, к.э.н.

Исаев Е.М.

Члены комиссии:

Главный инженер

Ткаченко А.В.

Руководитель направления
по развитию проектов ПНП и ИДН

Арабов Д.В.

Ведущий специалист отдела ПНП и ИДН

Галимов В.В.

Специалист отдела ПНП и ИДН

Ермолин Д.С.