

Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти  
(ТатНИПИнефть) ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина

На правах рукописи



**ИНСАФОВ РИШАТ МИНШАГИТОВИЧ**

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ  
НЕФТИ С ПОВЫШЕННОЙ ВЯЗКОСТЬЮ ИЗ КАРБОНАТНЫХ  
КОЛЛЕКТОРОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ  
(НА ПРИМЕРЕ АЛЕКСЕЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)**

Специальность 2.8.4 – Разработка и эксплуатация нефтяных  
и газовых месторождений

**ДИССЕРТАЦИЯ**

на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель:  
доктор технических наук  
Бакиров Ильшат Мухаметович

Бугульма – 2021

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ.....</b>	<b>5</b>
<b>1 СОСТОЯНИЕ ИЗУЧЕННОСТИ ПРОБЛЕМЫ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ С ПОВЫШЕННОЙ ВЯЗКОСТЬЮ ЮЖНОГО СКЛОНА ЮЖНО- ТАТАРСКОГО СВОДА.....</b>	<b>12</b>
1.1 Обзор научных, экспериментальных и опытно-промышленных работ по извлечению нефти с повышенной вязкостью водогазовым воздействием.....	12
1.2 Краткая геолого-промысловая характеристика продуктивных пластов Алексеевского месторождения.....	14
1.3 Оценка текущего состояния разработки залежи нефти турнейского яруса Подгорного участка Алексеевского месторождения.....	23
Выводы к главе 1.....	32
<b>2 СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ИЗУЧЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ АЛЕКСЕЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....</b>	<b>34</b>
2.1 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов нижнего отдела каменноугольной системы по результатам лабораторных исследований керна, ГИС и ГДИС...	34
2.2 Оценка фильтрационных характеристик продуктивных пластов методом гидравлических единиц потока.....	43
2.3 Геолого-технологическое обоснование выбора участков залежей нефти с повышенной вязкостью для внедрения технологии водогазового воздействия.....	52
Выводы к главе 2.....	61

<b>3</b>	<b>ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ВОДОГАЗОВОЙ ТЕХНОЛОГИИ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ НА ПОДГОРНОМ УЧАСТКЕ АЛЕКСЕЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....</b>	<b>63</b>
3.1	Схема реализации технологии водогазового воздействия на пласты турнейского яруса Подгорного участка .....	63
3.2	Интенсификация отбора нефти из периферийной залежи водогазовыми технологиями.....	68
3.3	Локализация остаточных запасов с учетом зоны влияния и взаимовлияния нагнетательных скважин.....	73
3.4	Повышение охвата запасов нефти дренированием путем оптимизации выбора расположения нагнетательных скважин...	79
3.5	Фильтрационные исследования и оценка оптимальных коэффициентов вытеснения нефти .....	87
3.5.1	Лабораторные исследования по вытеснению нефти водой и водогазовым воздействием из карбонатных коллекторов турнейского яруса Алексеевского месторождения.....	87
3.5.2	Определение фактического коэффициента вытеснения по данным эксплуатации залежи нефти Подгорного участка Алексеевского месторождения.....	90
3.6	Влияние состава воды и газа на свойства водогазовой системы..	100
3.7	Регулирование и оптимизация ВГС для дальнейшего нагнетания в пласт.....	106
	Выводы к главе 3.....	113
<b>4</b>	<b>МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ СНИЖЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ С ПОВЫШЕННОЙ ВЯЗКОСТЬЮ АЛЕКСЕЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....</b>	<b>115</b>

4.1	Образование эмульсии при добыче нефти на Подгорном участке Алексеевского месторождения.....	115
4.2	Методические приемы изучения образования эмульсии в добываемой продукции скважин.....	121
4.3	Опыт обустройства узлов подъема продукции из скважин и сбора продукции со схемой размещения дозирующих установок.....	125
4.4	Эффективность применения различных реагентов при разделении добываемой продукции на фазы .....	131
	Выводы к главе 4.....	133
	<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....</b>	<b>135</b>
	<b>СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....</b>	<b>137</b>

## **ВВЕДЕНИЕ**

### **Актуальность темы исследования**

Выработка остаточных запасов нефти в высокопродуктивных нефтенасыщенных коллекторах требует совершенствования технологий разработки и добычи нефти категории трудноизвлекаемых. Особую актуальность данный вопрос приобретает при разработке неоднородных карбонатных коллекторов, насыщенных нефтью с повышенной вязкостью. В вышеописанных условиях для повышения нефтевытеснения водой применяют различные специальные физико-химические и другие технологии, например, добавление химических реагентов или применение тепловых методов. Однако более целесообразными и экономически выгодными оказались технологии водогазового воздействия (ВГВ), реализуемые в виде стационарного и нестационарного режима закачки в продуктивные пласты. Как показывает практика, для обеспечения интенсификации выработки остаточных запасов необходимо совершенствование схемы реализации и адаптация технологии ВГВ в зависимости от геологических и технологических факторов. Важный практический интерес данное направление приобретает на отдаленных (периферийных) разрабатываемых участках месторождения, расположенных на некотором расстоянии от узла подготовки водогазовой системы (ВГС).

Таким образом, повышение выработки остаточных запасов разрабатываемых периферийных участков залежей нефти с повышенной вязкостью технологией ВГВ с изучением геолого-физических характеристик и совершенствованием схемы закачки ВГС является задачей актуальной и востребованной. Решению этой задачи посвящена данная диссертационная работа.

### **Соответствие паспорту заявленной специальности**

Содержание диссертационной работы по области исследования соответствует паспорту специальности 2.8.4 – «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»:

- п.1 «Промыслово-геологическое (горно-геологическое) строение залежей и месторождений углеводородов и подземных хранилищ газа, пластовых

резервуаров и свойства насыщающих их флюидов с целью разработки научных основ геолого-информационного обеспечения ввода в промышленную эксплуатацию месторождений углеводородов и подземных хранилищ газа»;

- п.2 «Геолого-физические и физико-химические процессы, протекающие в пластовых резервуарах и окружающей геологической среде при извлечении из недр нефти и газа известными и создаваемыми вновь технологиями, и техническими средствами для создания научных основ эффективных систем разработки месторождений углеводородов и функционирования подземных хранилищ газа»;

- п.4 «Технологии и технические средства добычи и подготовки скважинной продукции, диагностика оборудования и промысловых сооружений, обеспечивающих добычу, сбор и промысловую подготовку нефти и газа к транспорту, на базе разработки научных основ ресурсосбережения и комплексного использования пластовой энергии и компонентов осваиваемых минеральных ресурсов».

### **Степень разработанности темы**

Большой вклад в теорию и практику разработки остаточных запасов с повышенной вязкостью технологией ВГВ на поздней стадии разработки внесли научные коллективы институтов ВНИИнефть (г. Москва), БашНИПИнефть (г. Уфа), СибНИИНП (г. Тюмень), ТатНИПИнефть (г. Бугульма), КогалымНИПИнефть (г. Когалым), а также такие ученые, как М.А. Айрапетян, Ю.В. Желтов, П.И. Забродин, Г.З. Ибрагимов, Б.И. Леви, А.Б. Тумасян, Н.И. Хисамутдинов, Р.В. Вафин. Впервые теоретическая основа фильтрации для вытеснения нефти газированной жидкостью в виде оторочек была дана Д.А. Эфросом, С.А. Кундиным, затем в этом направлении успешно работали В.Е. Андреев, Р.Р. Ибатуллин, Н.И. Хисамутдинов, Р.В. Вафин, И.В. Владимиров, Е.К. Коваленко, И.Л. Мархасин, М.М. Саттаров, Б.И. Леви, Ю.В. Желтов, И.Ф. Глузов и многие другие. Однако в данных работах не рассматривались вопросы решения технологических задач перевода залежи на ВГВ после заводнения с учетом детального изучения геологического строения и совершенствования схемы закачки. В связи с этим актуальным становится вопрос решения приготовления

ВГС на поверхностных установках смешивания газа и воды (бустерные установки) с дальнейшей закачкой в пласт в пределах периферийных участков залежей нефти на основе комплексного изучения геологического строения и показателей разработки.

### **Цель диссертационной работы**

Повышение выработки остаточных запасов из периферийных участков залежи нефти с повышенной вязкостью технологией водогазового воздействия на основе совершенствования схемы закачки водогазовой системы в пласты турнейского яруса.

### **Объект исследования**

Периферийная залежь нефти с повышенной вязкостью в карбонатных коллекторах нижнего отдела каменноугольной системы южного склона Южно-Татарского свода с высокой неоднородностью по фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС) Алексеевского месторождения.

### **Предмет исследования**

Обоснование применения усовершенствованной технологии ВГВ для повышения выработки запасов нефти с повышенной вязкостью из карбонатных коллекторов периферийной залежи Подгорного участка Алексеевского месторождения.

### **Задачи исследований**

Для достижения поставленной цели решались следующие **научные задачи**:

1. Изучение особенностей ФЕС продуктивных коллекторов пласта Турнейского яруса нижнего отдела каменноугольной системы Алексеевского месторождения на основе комплексного анализа петрофизических характеристик, определенных по результатам лабораторных исследований керна.
2. Комплексное изучение геолого-физических свойств, текущего состояния разработки периферийных залежей и совершенствование технологии ВГВ для извлечения запасов нефти с повышенной вязкостью.

3. Обобщение результатов экспериментальных исследований и технологических показателей разработки для оценки оптимальных коэффициентов вытеснения нефти при закачке ВГС.

4. Совершенствование схемы реализации технологии ВГВ на пласты турнейского яруса периферийной залежи Алексеевского месторождения.

5. Совершенствование технологии снижения энергетических потерь при сборе нефти с повышенной вязкостью для условий Алексеевского месторождения.

### **Научная новизна**

1. По выделенным группам коллекторов получены корреляционные зависимости «проницаемость-пористость» на основе кусочно-линейной аппроксимации функции распределения индикатора гидравлического типа коллектора, построенной по результатам лабораторных исследований керна, отобранного из продуктивных пластов нижнего отдела каменноугольной системы южного склона Южно-Татарского свода.

2. На основе экспериментальных исследований и обобщения технологических показателей разработки (промысловых данных) установлена зависимость изменения коэффициента вытеснения нефти от объемов прокачки при чередующейся закачке «сухого» и «жирного» газа в составе водогазовой системы, согласно которой с вводом «жирного» газа коэффициент вытеснения увеличивается на 4 % для пластов турнейского яруса Алексеевского месторождения.

3. Установлено, что комплексная схема нестационарной закачки водогазовой системы в пласт, при которой элементы заводнения формируются с учетом площадного распространения фильтрационно-емкостных свойств и повышенной плотности остаточных запасов, позволяет изменить направления фильтрационных потоков и повысить охват воздействием водогазовой технологией на 8 % для геолого-промысловых условий Алексеевского месторождения.

### **Теоретическая и практическая значимость работы**

1. Корреляционные зависимости «проницаемость-пористость» для каждой из выделенных групп коллекторов турнейского яруса.



2. Полученная аналитическая зависимость изменения коэффициента вытеснения нефти при чередующейся закачке «сухого» и «жирного» газа в составе ВГС.

3. Разработана методика геолого-технологического обоснования выбора участков залежей нефти с повышенной вязкостью в карбонатных отложениях для внедрения технологии ВГВ, основанная на детальном изучении семи геолого-физических и трех технологических показателей разработки, согласно которой установлено, что степень сходства периферийной и основной залежи Алексеевского месторождения составляет 92,8 %.

4. Схема закачки ВГС на периферийной залежи Алексеевского месторождения, основанная на переменной закачке по шести парам нагнетательных скважин.

5. Результаты диссертационной работы внедрены при разработке залежи нефти Подгорного участка Алексеевского нефтяного месторождения ЗАО «Алойл», что позволило дополнительно извлечь 1278 тонн нефти с экономическим эффектом в размере 2,3 млн. руб.

### **Методы решения поставленных задач**

Решение поставленных задач основывается на детальном изучении распределения фильтрационно-емкостных свойств и анализе текущего состояния разработки объекта исследования, использовании современных методов обработки исходной информации, обобщении результатов экспериментальных исследований и геолого-промысловых данных.

### **Защищаемые научные положения**

1. Способ автоматизированной кусочно-линейной аппроксимации значений функции распределения индикатора гидравлического типа коллектора позволяет выделить различные группы продуктивных пластов в условиях сложного геологического строения.

2. Разработанная методика геолого-технологического обоснования выбора участков залежей нефти с повышенной вязкостью позволяет повысить эффективность технологии ВГВ.

3. Полученная зависимость изменения коэффициента вытеснения нефти при чередующейся закачке «сухого» и «жирного» газа в составе ВГС повышает достоверность прогноза распределения подвижных запасов нефти.

4. Предложенная схема закачки ВГС на периферийной залежи путем организации переменной закачки рабочего нефтевытесняющего агента с разделением на пары нагнетательных скважин позволяет повысить охват воздействием водогазовой технологии.

### **Степень достоверности научных положений, выводов и рекомендаций**

Достоверность научных выводов и рекомендаций обоснована использованием методик и теоретических изысканий, сформулированных в исследованиях отечественных и зарубежных ученых. Достоверность численных и экспериментальных исследований обеспечена использованием современных методов сбора и обработки исходной геолого-промысловой информации, а также путем внедрения и использования полученных результатов на практике.

### **Апробация работы**

Основные результаты диссертационной работы докладывались и обсуждались на VII Молодежной научно-практической конференции ОАО "Татнефть", посвященной добыче трехмиллиардной тонны нефти в Республике Татарстан. 21-22 сентября 2007 г.; семинаре "Оптимизация добычи нефти. Практика применения технологий ОРЭ, ОРЗ и интеллектуальных скважин" 15-16 декабря 2009 г. (г. Уфа); научно-технических совещаниях НПО «Нефтегазтехнология» г. Уфа 2017-2018 гг. и ЗАО «Алойл»; IV Всероссийской молодежной научно-практической конференции по теме: «Геолого-геофизические исследования нефтегазовых пластов», Башкирский государственный университет г. Уфа (23.05.2019 г.).

### **Публикации**

Основные результаты диссертационной работы опубликованы в 12 научных трудах, в том числе 10 статей в ведущих рецензируемых научных журналах, рекомендованных ВАК при Министерстве науки и высшего образования Российской Федерации, из них одна статья опубликована самостоятельно.

**Структура и объем работы**

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения, списка литературы, включающего 102 наименования. Работа изложена на 148 страницах машинописного текста, содержит 66 рисунков и 24 таблицы.

## **ГЛАВА 1 СОСТОЯНИЕ ИЗУЧЕННОСТИ ПРОБЛЕМЫ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ С ПОВЫШЕННОЙ ВЯЗКОСТЬЮ ЮЖНОГО СКЛОНА ЮЖНО-ТАТАРСКОГО СВОДА**

### **1.1 Обзор научных, экспериментальных и опытно-промышленных работ по извлечению нефти с повышенной вязкостью водогазовым воздействием**

Опыт применения газовых и водогазовых технологий активно развивается как в России, так и за рубежом [1, 29, 39, 55, 61, 64, 95, 99, 100, 101]. Первые опыты с закачкой двуокиси углерода проводились в режиме смешивающегося вытеснения нефти [100]. Закачку углеводородного газа в пласт осуществляли путем утилизации попутного газа, который до этого сгорал на факеле. В результате чего добивались увеличения коэффициента вытеснения нефти.

Впервые возможность использования газовых и водогазовых технологий в пределах России высказал Айрапетян М.А. [1]. Затем данное направление активно развивалось во ВНИИнефть (г.Москва) и БашНИПИнефть. При этом в качестве преобладающего нефтевытесняющего агента предпочтение отдавалось двуокиси углерода [8, 9, 74, 84, 94]. Также в работе [4] предлагалось использовать газ с целью создания эффективной технологии вторичного использования. Согласно данной работе [4] при отборе нефти на основе водогазовой репрессии произошло резкое увеличение притока нефти из пласта. В дальнейшем обобщение применения двуокиси углерода для вытеснения нефти из пласта было выполнено в трудах таких ученых, как Желтов Ю.В., Забродин П.И., Ибрагимов Г.З., Леви Б.И., Тумасян А.Б., Хисамутдинов Н.И. Однако данная технология вытеснения нефти с помощью  $\text{CO}_2$  не получила широкого внедрения из-за высокой стоимости и опасности с точки зрения техники безопасности.

В связи с этим развитие получила технология вытеснения нефти углеводородным газом. Эффективность данной технологии подтверждается работами специалистов Томского политехнического университета [10, 11],

которые получили положительные результаты в пределах юрских пластов Западной Сибири. При этом преодоление неопределенности при моделировании водогазового воздействия на пласт производилось инструментами нейронных сетей [10, 11].

На основе научных обоснований КогалымНИПИнефть по закачке ВГС в пласт проведены экспериментальные работы также на Самотлорском и Восточно-Перевальном месторождениях [5, 6, 16, 22].

В работах таких ученых, как Азис Х., Вафин Р.В., Владимиров И.В., Желтов Ю.В., Леви Б.И., Сеттари Э., Хисамутдинов Н.И. и другие [3, 35, 46, 47] для изучения и повышения эффективности воздействия водогазовой смесью на пласт были разработаны различные математические модели вытеснения нефти.

Так в работе [36] на основе математических расчетов решены и показаны примеры практического применения технологии водогазового воздействия с целью регулирования отборов вязкой нефти в неоднородных коллекторах.

Далее в работах [46, 47] на основе применения информационных технологий разработан научный подход проектирования водогазового воздействия. Данный подход позволяет учитывать различные геолого-технологические особенности продуктивных пластов, насыщенных вязкой нефтью.

С целью регулирования отборов вязкой нефти технологией водогазового воздействия также подробно рассмотрены вопросы стационарной и нестационарной закачки ВГС. Результаты данных исследований подробно показаны в работах [18, 24, 23, 30, 33, 34, 41, 50, 51, 53]. Также согласно работам [62, 63, 68, 71, 75, 76, 79, 85] для вытеснения вязкой нефти предложены технологии комбинированной закачки ВГС в виде нормированных оторочек. Причем комбинированную закачку ВГС предлагается осуществлять после традиционного (стандартного) заводнения [62, 63, 68, 71, 75, 76, 79, 85].

Данное предложение о применении водогазового воздействия на пласт после заводнения также подтверждается работами [28, 43, 34, 58, 60, 94]. Однако в данных работах не рассматривались вопросы решения технологических задач перевода на водогазовое воздействие после заводнения. В связи с этим актуальным

становится вопрос решения приготовления ВГС на поверхностных установках смешивания газа и воды (бустерные установки) с дальнейшей закачкой в пласт в пределах новых залежей нефти.

С другой стороны, согласно работам [14, 17, 19] для повышения эффективности извлечения остаточных запасов нефти необходимо изучение и уточнение особенностей геологического строения продуктивных пластов.

Таким образом, повышение выработки остаточных запасов разрабатываемых периферийных участков залежей нефти с повышенной вязкостью технологией ВГВ с изучением геолого-физических характеристик и совершенствованием схемы закачки ВГС является задачей актуальной и востребованной. Решению этой задачи посвящена данная диссертационная работа.

## **1.2 Краткая геолого-промысловая характеристика продуктивных пластов Алексеевского месторождения**

Алексеевское нефтяное месторождение приурочено к южному склону Южно-Татарского свода (ЮТС). Это предопределило общую нефтеносность вскрытого разреза: промышленные залежи нефти, выявленные в пределах Алексеевского, Фоминовского и Подгорного участков, приурочены к карбонатным отложениям турнейского яруса нижнего отдела каменноугольной системы, заволжского надгоризонта и данково-лебединского горизонта верхнего отдела девонской системы, а также к терригенным породам тульского, бобриковского горизонтов нижнего отдела каменноугольной системы и пашийского, муллинского, старооскольского (ардатовского) горизонтов верхнего и среднего отделов девонской системы.

Месторождение является многопластовым и сложным по геологическому строению, что обусловлено невыдержанностью толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов по площади и разрезу.

Всего на месторождении в восьми продуктивных пластах выявлено 128 залежей нефти, приуроченных к трем участкам: Алексеевскому, Фоминовскому и Подгорному.

Наибольшим по площади нефтеносности, по запасам углеводородов, накопленной и годовой добыче нефти является Алексеевский участок. Так по Алексеевскому участку добыто – 56,8 %, Фоминовскому – 17,0 %, Подгорному – 26,2 % от всей добычи нефти по месторождению.

Основным объектом разработки по запасам и накопленной добыче нефти на месторождении являются турнейские отложения, из которых получена наибольшая добыча нефти – 71,2 % от всей добычи по месторождению, из остальных отложений – 28,8 %, в т.ч. из тульско-бобриковских – 8,5 %, заволжских – 10,7 %, данково-лебедянских – 4,8 %, пашийских – 4,3 %, муллинских – 0,2 % и старооскольских – 0,5 %.

Распределение начальных извлекаемых и текущих извлекаемых запасов, а также накопленного отбора нефти по объектам разработки приведено на рисунке 1.1 по состоянию на дату изучения.

Из рисунка 1.1 видно, что текущие извлекаемые запасы месторождения приурочены к терригенным и карбонатным коллекторам. На дату изучения месторождения наиболее значительным объемом текущих извлекаемых запасов (ТИЗ) характеризуются продуктивные пласты нижнего отдела каменноугольной системы: терригенные отложения тульско-бобриковского горизонтов – 16 % и турнейского яруса – 45 %.

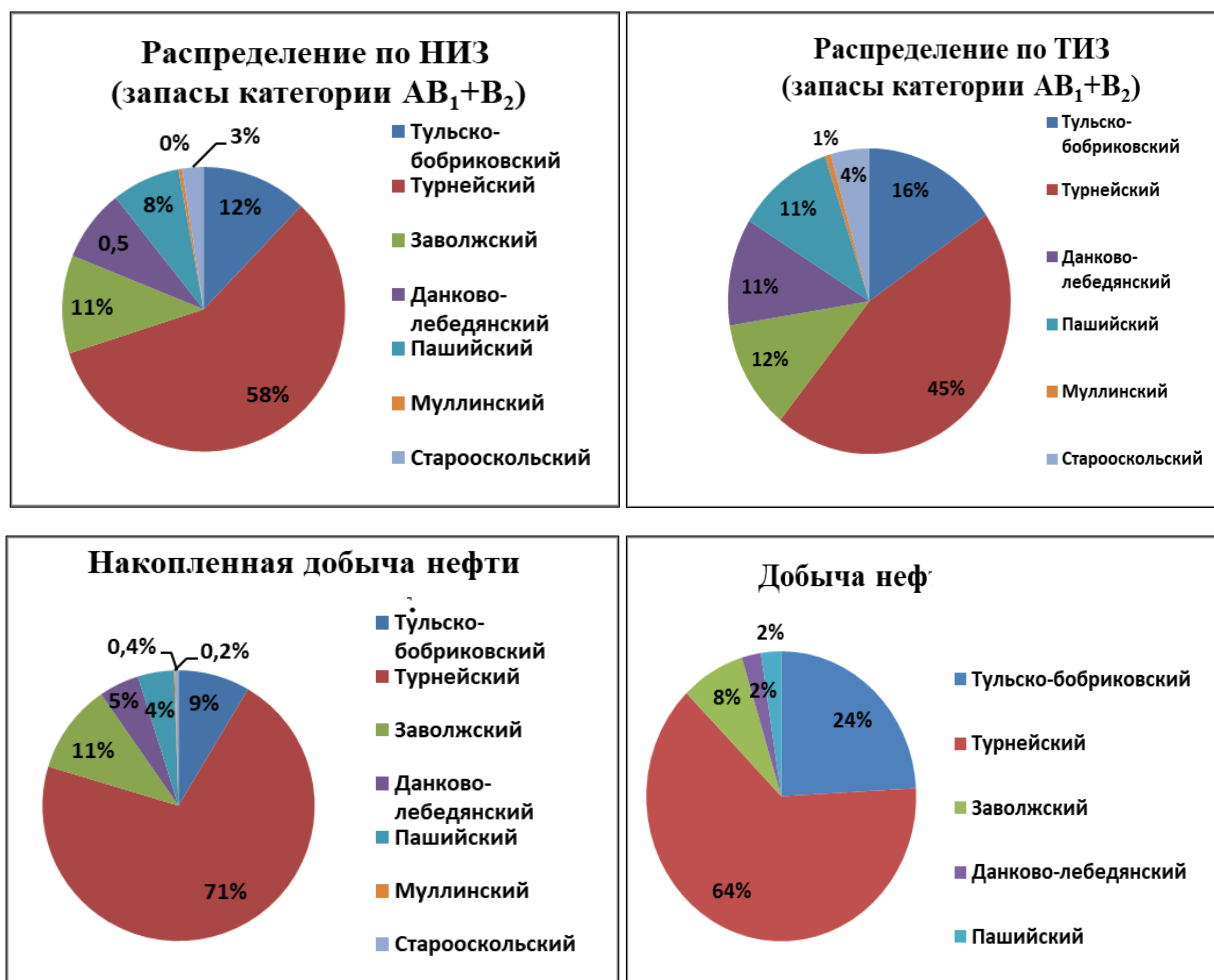


Рисунок 1.1 – Распределение запасов и добычи по продуктивным горизонтам Алексеевского месторождения

В связи с этим, дальнейшие исследования по повышению эффективности выработки остаточных запасов нефти с учетом геолого-физических свойств и технологических показателей разработки будут рассмотрены на примере продуктивных пластов нижнего отдела каменноугольной системы Алексеевского месторождения.

#### ***Тульско-бобриковский объект разработки***

Данный объект разработки включает в себя залежи нефти тульских и бобриковских горизонтов нижнего отдела каменноугольной системы.

Залежи нефти, выявленные в отложениях тульского горизонта, связаны с продуктивными пластами-коллекторами Стл-2 и Стл-1 (сверху-вниз). В литологическом отношении пласты-коллекторы представлены песчаниками и



алевролитами, в разной степени заглинизированными. В основном, встречается слияние пластов Стл-1 и Стл-2. Глубина залегания пласта в среднем составляет 1458 м. Общая толщина продуктивных пластов изменяется от 0,4 до 4,2 м, в среднем составляет 1,6 м. Пласт насчитывает один-два прослоя коллектора суммарной эффективной нефтенасыщенной толщиной – от 0,6 до 3,0 м. Коэффициент песчанистости, в среднем, составляет – 0,988 д.ед. (таблица 1.1).

Всего в тульских отложениях выявлено 11 залежей нефти. Залежи пластового сводового типа, зачастую характеризуются наличием литологических экранов вследствие фациальной изменчивости тульских отложения по латерали (рисунок 1.2). Этажи нефтеносности изменяются от 1,6 до 30,5 м, размеры – от 0,8×0,4 км до 2,5×1,0 км.

Залежи нефти бобриковского горизонта связаны с терригенным пластом-коллектором Сбр-2. В литологическом отношении пласт-коллектор представлен алевролитами серыми, тёмно-серыми, песчанистыми, прослоями до перехода в песчаники серые, алевритистые, неяснослоистые. Средняя глубина залегания пласта составляет 1465 м. Общая толщина пласта Сбр-2 изменяется от 0,6 до 4,2 м, в среднем составляет 1,3 м. Пласт насчитывает один, реже два прослоя коллектора эффективной нефтенасыщенной толщиной от 0,5 до 2,9 м. Коэффициент песчанистости, в среднем составляет – 0,813 д.ед. (таблица 1.1).

Всего в бобриковских отложениях установлено 13 залежей нефти. Залежи пластового сводового типа, литологически экранированные (рисунок 1.2). Этажи нефтеносности залежей нефти изменяются от 1,5 до 29,2 м, размеры – от 0,3×0,4 км до 2,6×0,7 км.

На дату изучения отбор от начальных извлекаемых запасов 45,7 % при средней обводненности продукции 27,6 %. Текущий коэффициент нефтеизвлечения – 0,168.

Основные технологические показатели и динамика разработки по тульско-бобриковскому объекту приведены на рисунке 1.3.

Скважины, введенные на тульско-бобриковский объект, эксплуатируются на естественном режиме. По геолого-промысловым данным существует наличие

связи с законтурной областью. За счет того, что залежи с литологическим ограничением и имеют частичную экранизацию по контуру, то пластовое давление снизилось относительно первоначального на 11 % по тульскому горизонту и на 17 % по бобриковскому горизонту.

Таким образом, для повышения эффективности разработки тульско-бобриковского объекта необходимы мероприятия по вводу скважин с целью увеличению охвата вытеснением, внедрение методов стимуляции работы скважин и ограничения водопритока.

Таблица 1.1 – Характеристика толщин и неоднородности продуктивных пластов нижнего отдела каменноугольной системы

Параметры	Показатели		Продуктивные пласты		
			тульский	бобриковский	турнейский
			Стл-2+1	Сбр-2	Скз-1+чр-1
Общая толщина, м	Среднее значение		1,6	1,3	41,3
	Коэффициент вариации, д.ед.		0,5585	0,5269	0,0244
	Интервал изменения, м	от	0,4	0,6	40
		до	4,2	4,2	49,2
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Среднее значение		1,3	1,3	11,1
	Коэффициент вариации, д.ед.		0,4437	0,4212	0,409
	Интервал изменения, м	от	0,6	0,5	0,6
		до	3,0	2,86	11,4
Эффективная водонасыщенная толщина, м	Среднее значение		1,4	1,5	15,4
	Коэффициент вариации, д.ед.		0,5999	0,5905	0,5848
	Интервал изменения, м	от	0,5	0,6	1,3
		до	4,1	4,2	40,9
Коэффициент песчанистости, д.ед.	Среднее значение		0,988	0,813	0,656
	Коэффициент вариации, д.ед.		0,056	0,2835	0,2597
	Интервал изменения, м	от	0,6	0,300	0,267
		до	1	1	1
Коэффициент расчлененности, д.ед.	Среднее значение		1,14	1,12	4,5
	Коэффициент вариации, д.ед.		0,3898	0,2841	0,8742
	Интервал изменения, м	от	1	1	1
		до	3	2	19

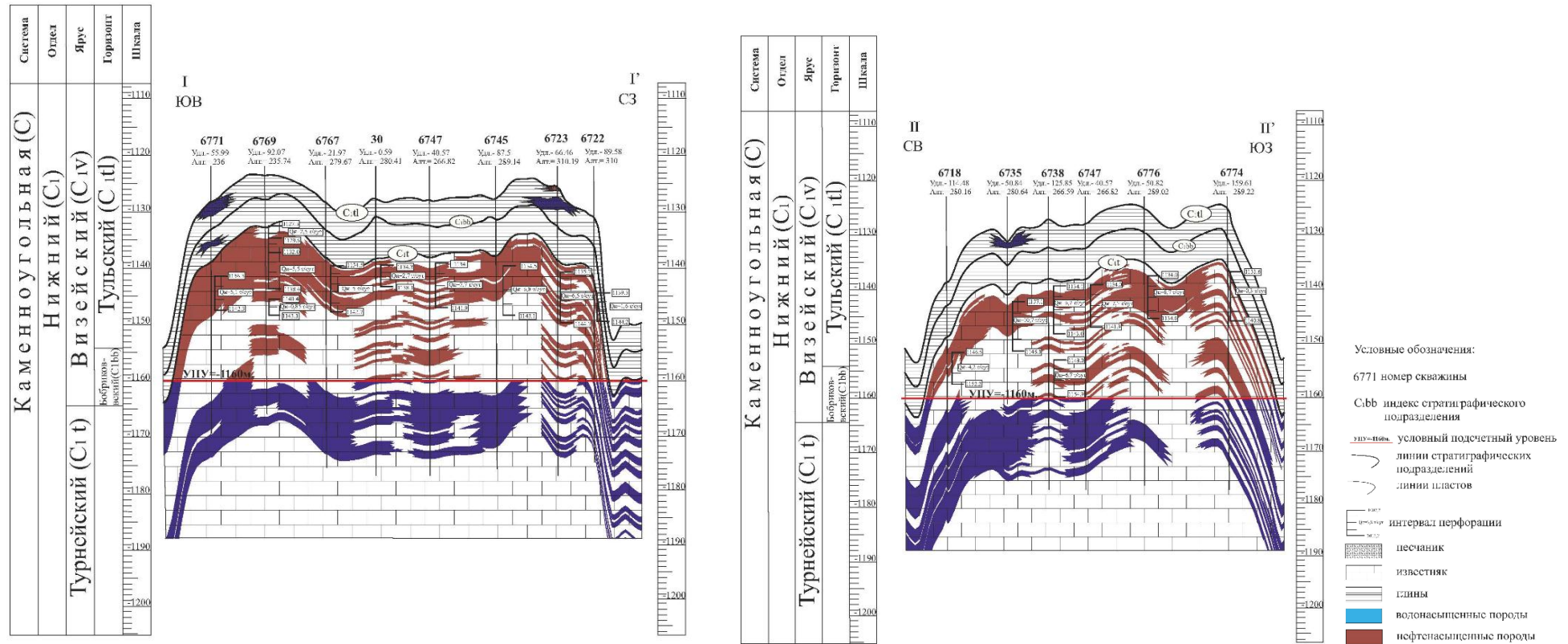


Рисунок 1.2 – Геологический профиль по продуктивным отложениям нижнего карбона Подгорного участка  
Алексеевского месторождения

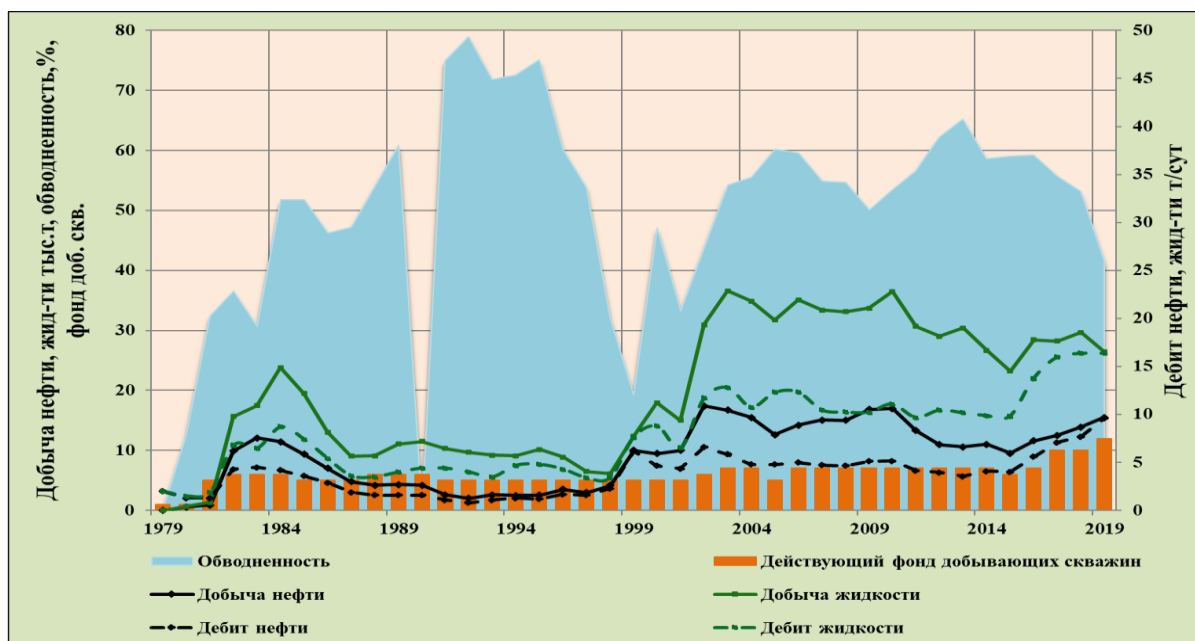


Рисунок 1.3 – Динамика основных показателей разработки тульско-бобриковского объекта

### *Турнейский объект разработки*

Залежи нефти, выявленные в отложениях турнейского яруса, связаны с продуктивными пластами-коллекторами кизеловского (пласт Скз-1) и верхней частью черепетского горизонтов (пласт Счр-1). В литологическом отношении пласты-коллекторы представлены карбонатными породами – известняками коричневыми, коричнево-серыми, участками доломитизированным, неравномерно нефтенасыщенными.

Пласты-коллекторы, по данным исследований керна [86, 87], характеризуются гидродинамической связью посредством системы трещин. Средняя глубина залегания пластов составляет 1476 м. В продуктивной части разреза турнейских карбонатов присутствует от 1 до 19 эффективных прослоев суммарной нефтенасыщенной толщиной от 0,6 до 11,4 м. Коэффициент песчанистости, в среднем, составляет 0,656 д.ед., расчлененность – 4,5 (таблица 1.1).

Всего в отложениях турнейского яруса установлено 17 залежей нефти. Учитывая, что в большинстве скважин вскрыты и нефтенасыщенные и

водонасыщенные толщины, залежи нефти турнейского яруса представляют собой массивные резервуары (массивного типа) (рисунок 1.2). Этаж нефтеносности изменяется от 1,1 до 37,9 м, размеры – от 0,4×0,5 км до 7,1×2,8 км.

Согласно вышенаписанному, турнейский объект является основным эксплуатационным объектом по запасам нефти (63 % от НИЗ), по объему проводимых ГТМ и по добыче нефти (71 % от всей добычи по месторождению). Из 17 залежей в эксплуатации находятся 15 залежей на трех участках месторождения.

На дату изучения отбор от начальных извлекаемых запасов 61,3 % при средней обводненности продукции 15,2 %. Текущий коэффициент нефтеизвлечения – 0,165.

Основные технологические показатели разработки турнейского объекта приведены на рисунке 1.4.

На турнейском объекте с 2003 года реализуется внедрение системы поддержания пластового давления (ППД). На дату исследования под закачкой находится 18 скважин, из них восемь введены с 2009 года на Подгорном участке, остальные 10 скважин освоены на Алексеевском участке за период 2003-2013 гг.

С 2006 года с целью определения эффективности разработки турнейских отложений проводятся опытно-промышленные работы по закачке ВГС на Алексеевском участке. Согласно промысловым данным повышение пластового давления отмечалось уже с 2008 года – в среднем 7,1 МПа (+7 %), в 2009 году – 7,7 МПа (+17 %). Среднегодовой дебит нефти окружающих скважин с начала внедрения мероприятия увеличился в 2008 году – до 4,3 т/сут (+12 %), в 2009 году – до 4,5 т/сут (+18 %). Ориентировочно извлекаемые запасы, вовлеченные закачкой ВГС на одной залежи, составляют 40,5 тыс.т.

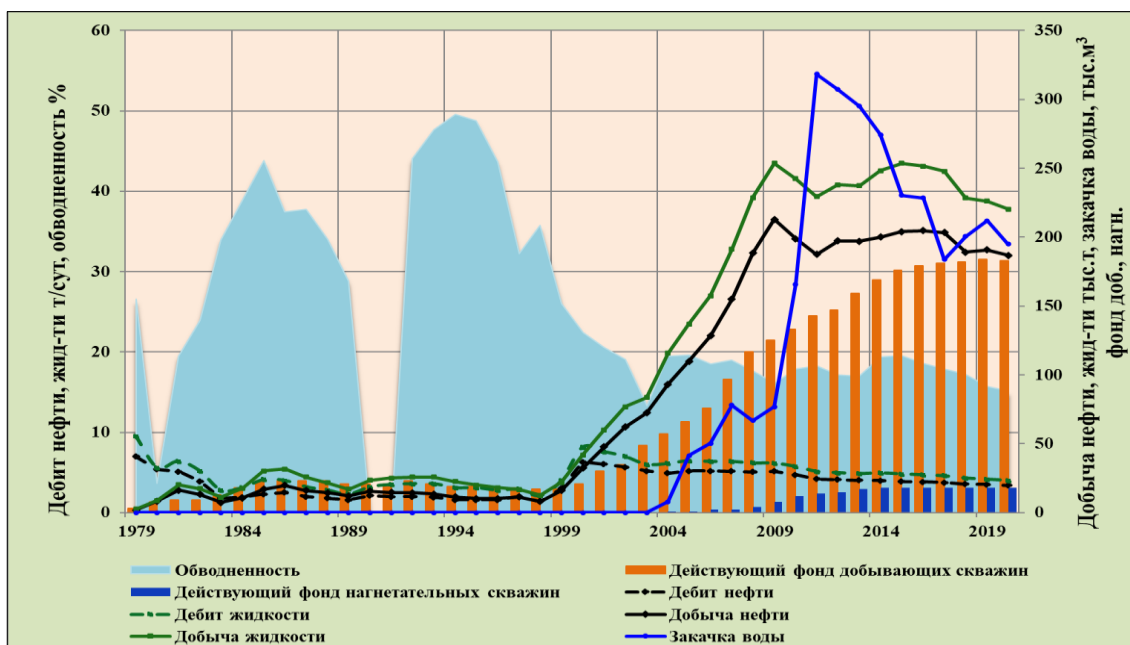


Рисунок 1.4 – Динамика основных показателей разработки турнейского объекта

Однако на Подгорном участке анализ динамики работы скважин свидетельствует о тенденции равномерного падения добычи нефти и жидкости, при этом обводненность добываемой продукции увеличилась.

В связи с этим с 2017 года на территории ДНС-260 ведется закачка ВГС во все нагнетательные скважины Подгорного участка. Стоит отметить, что благодаря внедрению ВГВ удалось достигнуть стабилизации уровней добычи и обводненности продукции в целом по участку.

Однако анализ заводнения показал, что эффект от закачки пластовой воды отмечается не в каждой окружающей добывающей скважине Подгорного участка и зависит от следующих факторов – от расстояния до нагнетательных скважин, объемов закачки воды, расположения добывающих скважин и распределения фильтрационных характеристик пластов-коллекторов.

Следовательно, для повышения эффективности системы ППД и влияния на работу добывающих скважин Подгорного участка необходимо изучение фильтрационных характеристик продуктивных пластов и совершенствование применяемой технологии ВГВ.

### **1.3 Оценка текущего состояния разработки залежи нефти турнейского яруса Подгорного участка Алексеевского месторождения**

Как показывает практика, своевременный ввод системы поддержания пластового давления (ППД) позволяет предотвратить ряд негативных процессов, приводящих к потере добычи нефти. Так на определенном этапе разработки нефтяных объектов возникает вопрос о необходимости совершенствования технологии добычи нефти. Особую актуальность данный вопрос приобретает на мелких залежах вязкой нефти. Это обусловлено тем, что такие залежи характеризуются малым фондом скважин и небольшой площадью нефтеносности. К тому же за счет вязкости необходимо правильно подобрать эффективную технологию вытеснения нефти.

Рассмотрим этот вопрос более подробно на примере освоения запасов нефти Подгорного участка Алексеевского месторождения.

Промышленная разработка Подгорного участка Алексеевского месторождения характеризуется определенной последовательностью и началась в июле 1978 года путем ввода скважин №№ 258 и 259 (рисунок 1.5). При освоении данных разведочных скважин были получены 8 т безводной нефти. По истории формирования фонда скважин Подгорного участка можно выделить 5 периодов:

1. Разведочное бурение – ввод единичных скважин в работу в период 1978-1983 гг. с целью уточнения геологического строения и оценки добычных возможностей залежи;
2. Разбуривание центральной части – ввод скважин в работу в период 2002-2004 гг.;
3. Разбуривание западной и восточной части – ввод скважин в работу в период 2005-2008 гг.;
4. Разбуривание северной части – ввод скважин в работу в период 2009-2014 гг.;
5. Формирование современного фонда скважин, ввод системы ППД.

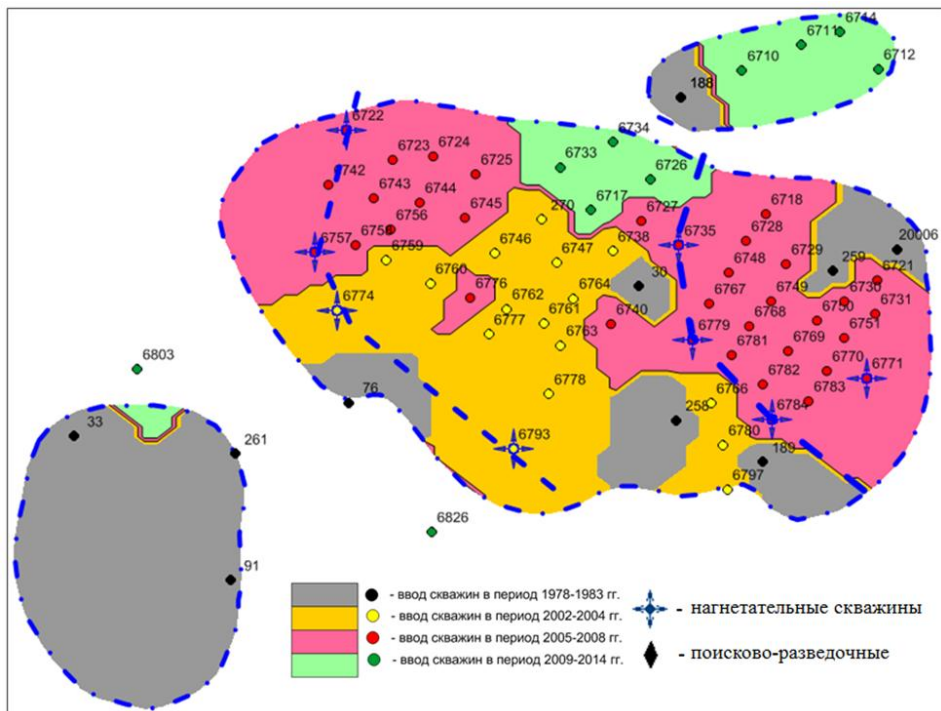


Рисунок 1.5 – Схема ввода скважин на залежи нефти турнейского яруса  
Подгорного участка

На рисунке 1.5 показано распределение скважин различных периодов бурения/ввода в пределах изучаемой залежи. Стоит отметить, что такое поэтапное рассмотрение освоение залежи позволяет выбрать наиболее эффективные варианты дальнейшей разработки с учетом особенностей геологического строения продуктивных пластов [68, 73, 94].

По состоянию на дату изучения сформирована система ППД, показанная на рисунке 1.6.



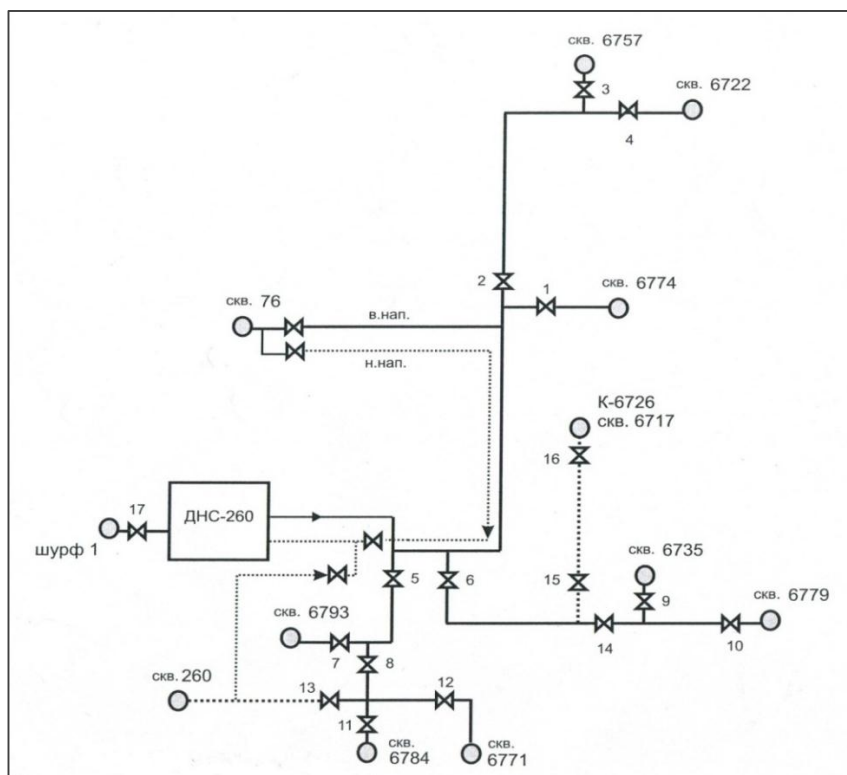


Рисунок 1.6 – Принципиальная технологическая схема системы ППД

На рисунке 1.7 показана динамика добычи нефти различных периодов бурения скважин. Из рисунка 1.7 видно, что самыми продуктивными являются второй и третий периоды, характеризующиеся наибольшим количеством ввода новых скважин.

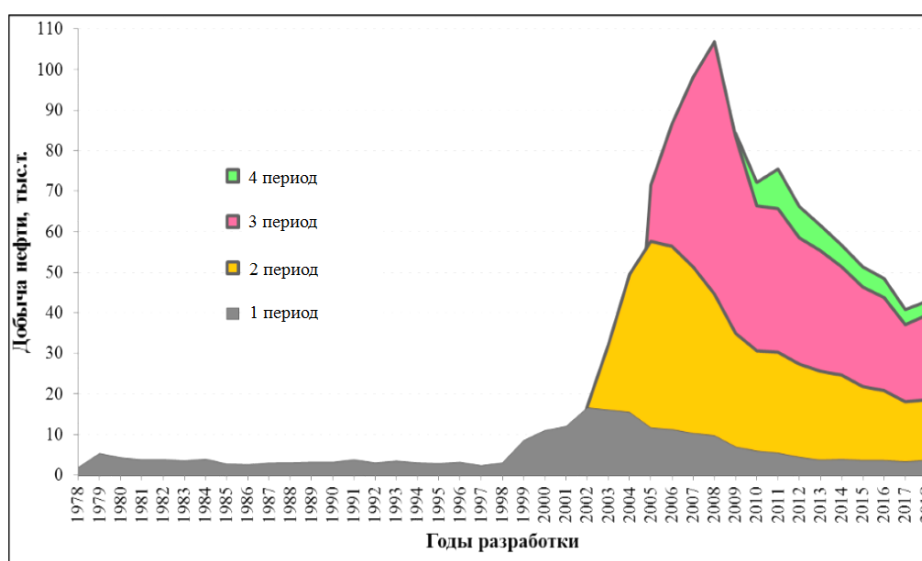


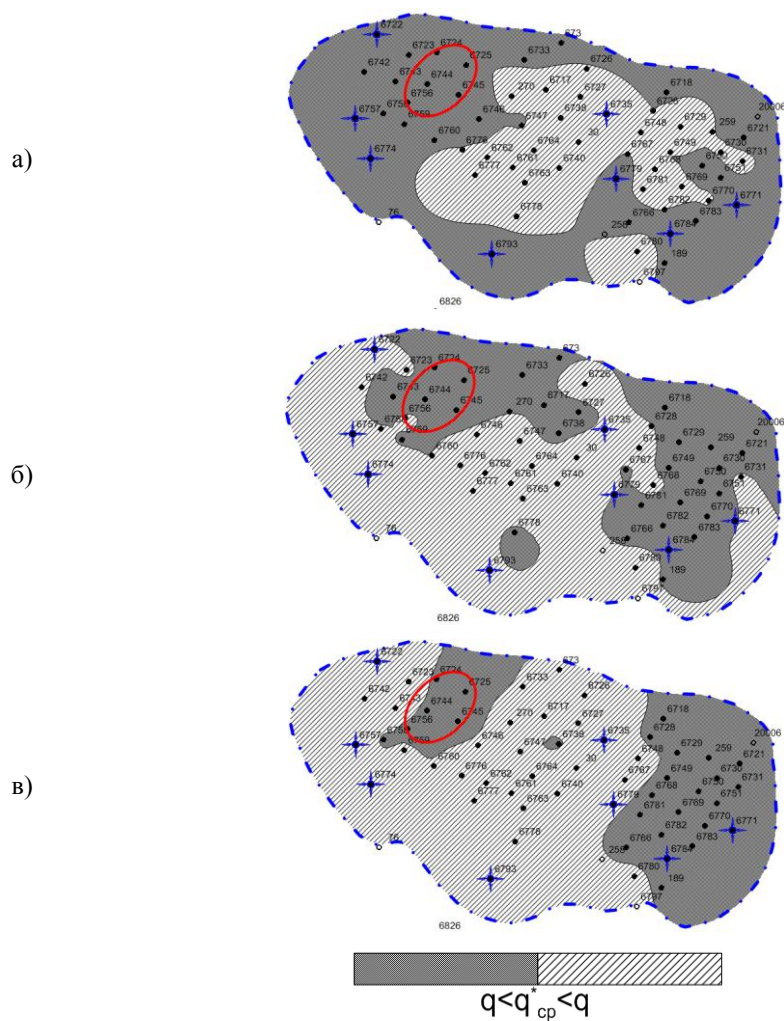
Рисунок 1.7 – Динамика добычи нефти различных периодов бурения скважин

В период с 1978 по 2008 гг. залежь разрабатывалась на естественном режиме. В связи с чем в 2008 г. отмечалось незначительное снижение дебитов нефти (в виду истощения пластовой энергии). Так в 2009 году было принято решение о внедрении системы ППД. Заводнение было организовано с приконтурной западной части залежи путем перевода под закачку скважин №№ 6722 (03.2009 г.), 6757 (03.2009 г.), 6774 (04.2009 г.), 6793 (10.2009 г.). Далее в 2010-2012 гг. в результате перевода под закачку добывающих скважин №№ 6735, 6779, 6784 и 6771 произошло поперечное разрезание залежи на два блока (рисунок 1.5).

Для оценки эффективности системы ППД построены карты площадного распространения среднего дебита нефти скважин до и после заводнения залежи (рисунок 1.8). Как видно из данного рисунка 1.8(а), до внедрения системы ППД добывающие скважины в центральной части работали с дебитом выше среднего. Скважины, расположенные ближе к контуру нефтеносности, характеризуются дебитами ниже средних значений, что свидетельствует о недостаточной подпитке краевыми водами (аквифера) и о низкой гидродинамической связи.

После ввода системы ППД в пределах изучаемой залежи произошли существенные изменения в добыче по скважинам первого ряда (рисунок 1.8(б)). Отмечается существенный рост дебита нефти от закачки воды в скважины приконтурного ряда (№№ 6722, 6757, 6774). При этом по реагирующим скважинам разрезающего ряда радикальных изменений в добыче нефти не отмечается.

На рисунке 1.8(в) показано распределение среднего дебита нефти добывающих скважин через 5 лет от начала заводнения. Как видно из данного рисунка эффективность заводнения после 5 лет снижается и дебиты нефти добывающих скважин становятся ниже средних значений.



$q^*_{cp}$  – средний дебит нефти по добывающим скважинам на данный этап разработки

Рисунок 1.8 – Карта среднего дебита нефти добывающих скважин

а) до заводнения; б) после заводнения; в) через 5 лет от начала заводнения

Кроме того, на картах рисунка 1.8 прослеживается, что в районах скважин №№ 6744, 6725 6756 (выделены красным контуром) преобладают зоны низких значений дебитов как в период естественного режима, так и после ввода системы ППД. Это объясняется низкой проницаемостью и повышенной неоднородностью продуктивных пластов изучаемой залежи (рисунок 1.9).

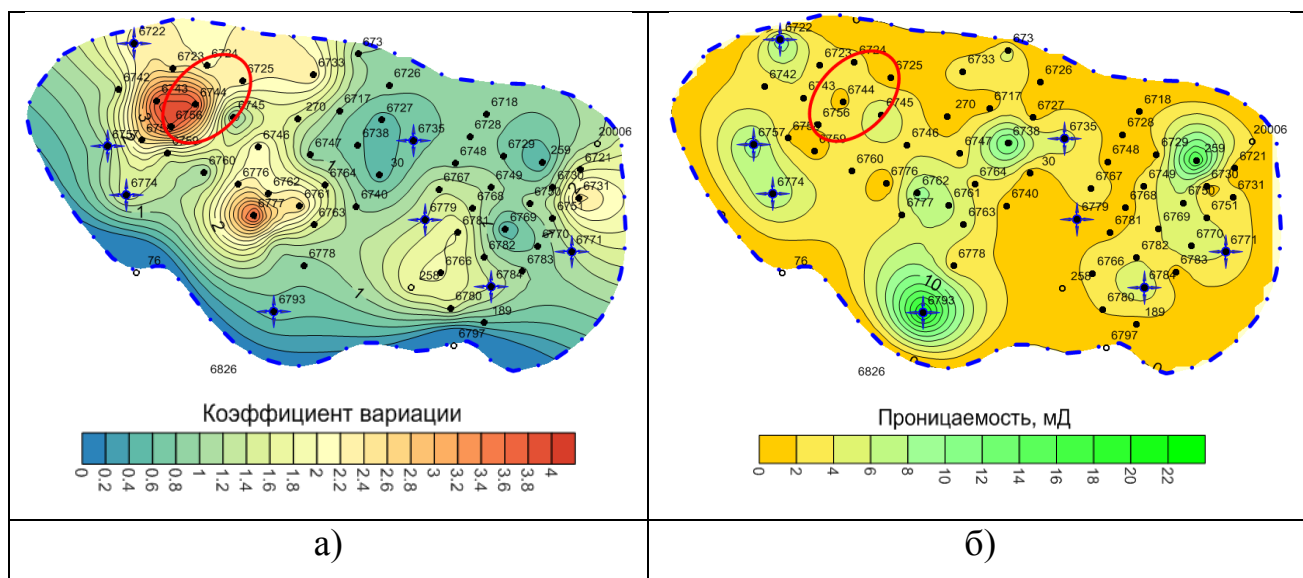


Рисунок 1.9 – Карта результирующей неоднородности (а) и проницаемости (б) продуктивных пластов залежи нефти турнейского яруса Подгорного участка

Повышенная неоднородность продуктивных пластов является предпосылкой для апробации на изучаемой залежи технологии нестационарного воздействия. Следует отметить, что в период 2009-2011 гг. закачка воды происходила в стационарном режиме. Затем (с ноября 2011 г) закачка осуществлялась в циклическом режиме. График изменения средней приемистости по скважинам приконтурного и разрезающего ряда представлен на рисунке 1.10.

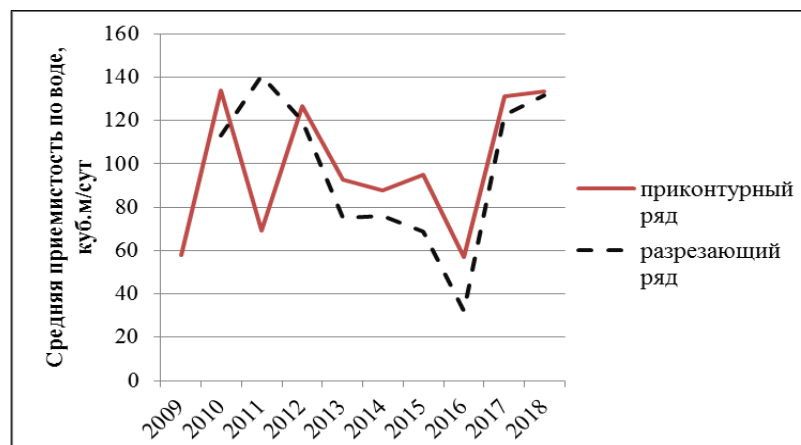


Рисунок 1.10 – Средняя приемистость по скважинам приконтурного и разрезающего ряда

Далее для более детального анализа эффективности системы заводнения Подгорного участка рассмотрим отдельные очаги закачки приконтурного и разрезающего ряда нагнетательных скважин.

По реагирующим скважинам первого ряда приконтурного заводнения отмечается быстрый отклик на начало закачки воды. Через пять месяцев добыча нефти по данной группе скважин увеличивается (рисунок 1.11(а)). По скважинам второго ряда, которые по эксплуатации характеризуются большей продуктивностью, отклик на закачку воды наблюдается после одного года непрерывного воздействия на пласт. Затем динамика добычи нефти по обеим группам добывающих скважин постепенно снижается.

Рассматривая эффективность системы ППД, важно обратить внимание на характер обводнения добывающих скважин (рисунок 1.11(б)). Динамика изменения графиков обводненности свидетельствуют о постепенном увеличении водной фазы в составе добываемой продукции скважин. По первому ряду реагирующих скважин обводненность начинает увеличиваться через три года от начала заводнения. По второму ряду – сначала отмечается некоторое снижение обводненности, и лишь спустя 5 лет происходит постепенное увеличение обводненности добываемой продукции.

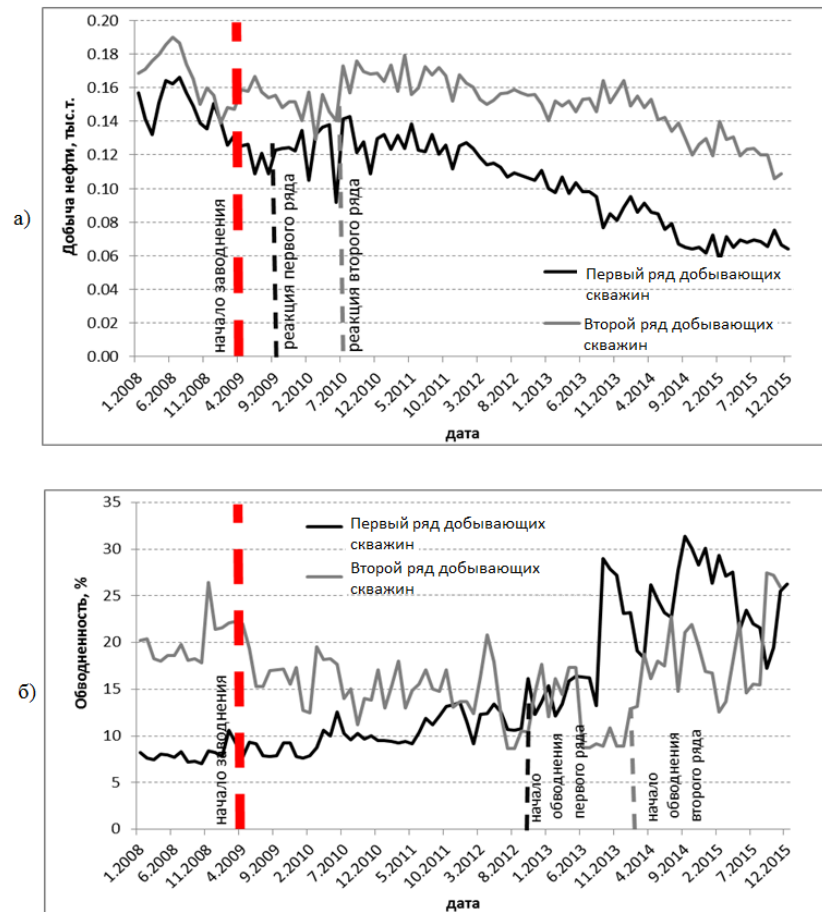


Рисунок 1.11 – Динамика средней добычи нефти (а) и обводненности (б) по добывающим скважинам приконтурного ряда нагнетательных скважин

Динамика средней добычи нефти и обводненности по реагирующим скважинам разрезающего ряда нагнетательных скважин приведена на рисунке 1.12. По скважинам первого и второго ряда добывающих скважин до внедрения системы ППД наблюдается устойчивая тенденция падения отборов нефти (рисунок 1.12(а)). Как видно из данных графиков, ввод системы ППД предотвратил снижение добычи нефти, незначительно увеличил отборы нефти и на достаточно продолжительное время стабилизировал динамику добычи нефти (в основном по первому ряду добывающих скважин). Стоит отметить, что по двум выделенным группам реагирующих скважин существенного различия во времени отклика по добыче нефти на ввод системы ППД не наблюдается.

График изменения средней обводненности носит неоднозначный характер (рисунок 1.12(б)). По скважинам второго ряда происходит рост обводненности еще до начала закачки воды. По первому ряду добывающих скважин отмечается постепенное нарастание водной фазы в составе добываемой продукции.

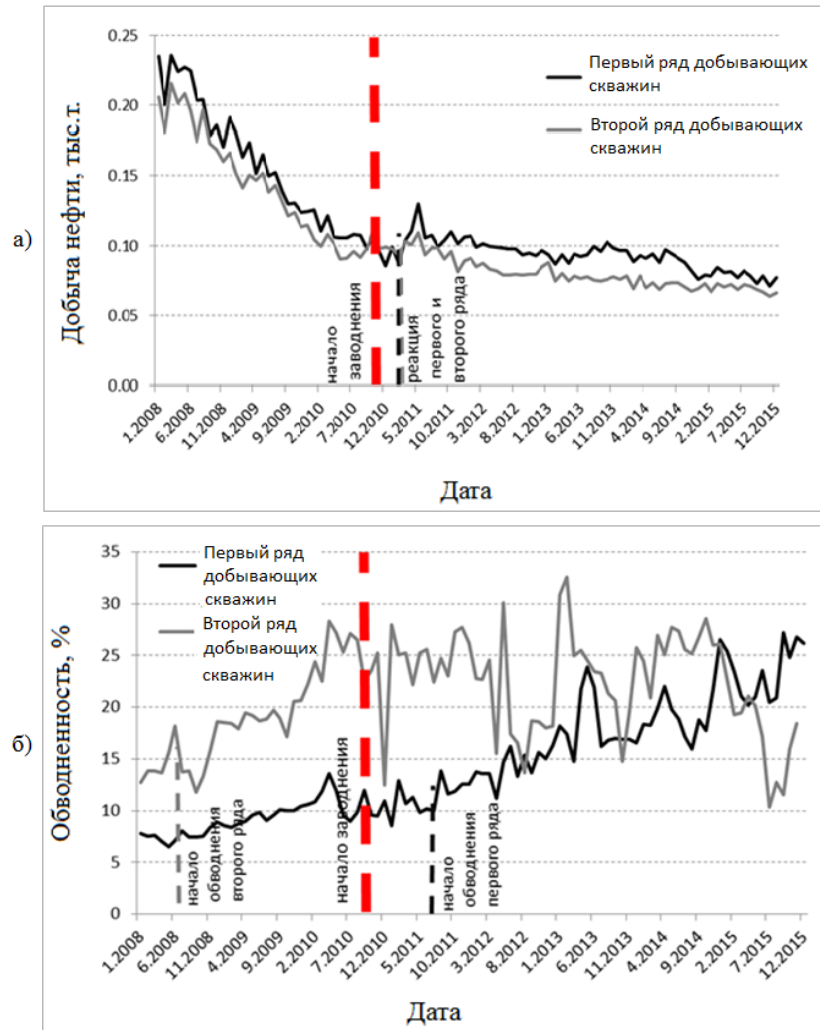


Рисунок 1.12 – Динамика средней добычи нефти (а) и обводненности (б) по добывающим скважинам разрезающего ряда нагнетательных скважин

Таким образом, формирование системы ППД на залежи нефти турнейского яруса Подгорного участка Алексеевского месторождения привело к образованию двух блоков. При этом приконтурное заводнение для

условий данного объекта исследования является более эффективным в отличии от заводнения залежи разрезающим рядом нагнетательных скважин.

Проведенный анализ показал, внедрение заводнения на залежи нефти Подгорного участка позволил повысить отборы нефти по скважинам, приуроченным к приконтурной зоне, и приостановить падение добычи по скважинам разрезающего блока. Однако, через 5 лет эффективность заводнения снизилась. Учитывая результаты внедрения системы ППД и наличие повышенной плотности остаточных запасов нефти, на залежи Подгорного участка было принято решение в дальнейшем использовать технологии повышения коэффициента извлечения нефти.

Таким образом, в результате детальной оценки текущего состояния разработки залежи нефти турнейского яруса Подгорного участка Алексеевского месторождения можно сделать следующие выводы:

1. Поэтапное разбуривание и ввод скважин с разрезанием на отдельные блоки показало высокую эффективность разработки залежи нефти турнейского яруса Подгорного участка Алексеевского месторождения, хотя и без существенной интенсификации вытеснения нефти.

2. Совместное применение стационарного и нестационарного заводнения путем деления на отдельные блоки привело к некоторому увеличению отбора нефти и снижению роста обводненности добываемой продукции скважин.

3. Учитывая горно-геологические условия залегания продуктивных пластов турнейского яруса Подгорного участка и опыт внедрения водогазовых технологий на Алексеевском участке было принято решение о применении технологии водогазового воздействия в пределах изучаемого объекта исследования.

### **Выводы к главе 1**

В результате анализа научных, экспериментальных и опытно-промышленных работ по извлечению нефти водогазовым воздействием, а



также детального изучения геолого-физических свойств и технологических показателей разработки продуктивных пластов Подгорного участка Алексеевского месторождения показано, что для совершенствования технологии разработки и добычи нефти с повышенной вязкостью из карбонатных коллекторов необходимо:

1. Изучение особенностей ФЕС коллекторов продуктивных пластов нижнего отдела каменноугольной системы южного склона ЮТС на основе комплексного анализа петрофизических характеристик, определенных по результатам лабораторных исследований керна.

2. Детальное изучение геолого-физических свойств, текущего состояния разработки периферийных залежей и определение перспективной технологии извлечения запасов нефти с повышенной вязкостью.

3. Обобщение результатов экспериментальных исследований и технологических показателей разработки для оценки оптимальных коэффициентов вытеснения нефти при закачке ВГС.

4. Совершенствование схемы реализации технологии ВГВ на пласты турнейского яруса периферийной залежи Алексеевского месторождения.

5. Совершенствование технологий снижения энергетических потерь при разработке и добыче нефти с повышенной вязкостью для условий Алексеевского месторождения.

## ГЛАВА 2 СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ИЗУЧЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ АЛЕКСЕЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

### 2.1 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов нижнего отдела каменноугольной системы по результатам лабораторных исследований керна, ГИС и ГДИС

Как показывает практика, физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов имеет существенное, нередко определяющее влияние на полноту вытеснения нефти из продуктивных пластов в скважину и на численное значение коэффициентов охвата, вытеснения и нефтеизвлечения. Следовательно, учет и оценка данных характеристик крайне востребованы для рационального проектирования и анализа состояния разработки, а также при формировании эффективных ГТМ.

Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов тульско-бобриковского и турнейского объектов разработки изучена по данным лабораторных исследований керна, ГИС и ГДИС.

Объем лабораторных исследований керна представлен стандартными и специальными исследованиями. Количество определений открытой пористости, проницаемости, остаточной водонасыщенности и плотности приведено в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Освещенность керном продуктивных отложений

Горизонт	Количество определений, шт.			
	$K_p$	$K_{пр}$	$K_{во}$	$\delta_p$
Тульский	50	9	42	-
Бобриковский	7	5	5	-
Кизеловский+Черепетский	538	460	307	459

Комплекс ГИС в процессе бурения является достаточно полным и позволил провести как литологическое расчленение разреза, выделить пласты-коллекторы, так и количественную оценку коллекторов – определение эффективной нефтенасыщенной толщины, пористости и нефтенасыщенности.

Проведение ГДИС позволило:

- осуществить контроль за изменением фильтрационных и энергетических свойств пласта;
- оценить качество вскрытия продуктивных пластов;
- эффективность применения методов увеличения нефтеотдачи и стимуляции призабойной зоны скважин;
- уточнить геологическую модель объекта.

### ***Тульский горизонт***

По лабораторным исследованиям пласты сложены алевролитами серыми, тёмно-серыми, песчанистыми, с прослоями песчаников серых, слабых.

Алевриты по данным гранулометрического анализа глинистые, слабо песчанистые. Алевритовая фракция составляет 60 %, песчаная – 16,3 %, пелитовая – 22,7 %.

Породы пористые. Структура порового пространства межзерновая. Поры изометричной формы, размером 0,01-0,1 мм. Распределены они равномерно, большинство из них открытые.

Песчаники по данным гранулометрического анализа алевритистые, слабо глинистые. На 70,7 % они сложены псаммитовой фракцией. Алевритовая фракция составляет 27,01 %, глинистая – 2,29 %.

Породы пористые с межзерновой структурой порового пространства. Поры изометричной формы, размером 0,1-0,2 мм. Распределены они равномерно. Соединяются между собой тонкими микроканальцами или путём слияния.

Низкая пористость характерна для песчаников с карбонатным цементом, где поры почти целиком выполнены цементирующей массой.

В целом, по лабораторным данным среднее значение пористости составляет 0,21 д.ед. по 50 определениям в двух скважинах, газопроницаемости –  $136,5 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> по 9 определениям в двух скважинах. Это характеризует породы пласт как высокочемкие, высокочпроницаемые.

Остаточная водонасыщенность определена по 42 определениям в двух скважинах, составляет, в среднем, 0,248 д.ед.

По данным ГИС пористость, проницаемость и начальная нефтенасыщенность определены по 40 скважинам (44 определения). Значения пористости и нефтенасыщенности составили – 0,212 д.ед., и 0,763 д.ед. соответственно, проницаемости –  $279,3 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

По ГДИС выполнен расчет проницаемости по 11 исследованиям в четырех скважинах, среднее значение составляет  $407 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

### ***Бобриковский горизонт***

По лабораторным исследованиям пласт Сбр-2 представлен алевролитами серыми, тёмно-серыми, песчанистыми, прослоями до перехода в песчаники серые, алевроитистые, неяснослоистые.

Алевролиты по данным гранулометрического анализа слабо песчанистые, глинистые. На 64,2 % они сложены алевролитовой (0,01-0,1 мм) фракцией. Песчаная фракция составляет 12,8 %, пелитовая – 23 %.

В сложении пород принимают участие зерна кварца угловатой, резко угловато-окатанной формы. Упаковка зёрен свободная, ориентировка беспорядочная. Зерна корродированы.

Породы пористые. Структура порового пространства межзерновая. Размер пор 0,01-0,15 мм, форма изометричная, распределение равномерное. Соединяются поры преимущественно путём слияния, на отдельных участках они изолированы.

Песчаники по данным гранулометрического анализа алевроитистые, слабо глинистые. На 67,4 % они сложены псаммитовой (0,1-0,23 мм) фракцией. Алевроитовая фракция составляет 25,7 %, глинистая – 6,9 %.

Породы пористые. Структура порового пространства межзерновая. Поры изометричной формы, размером 0,1-0,2 мм. Распределены они равномерно. Сообщаются поры при помощи соединительных микроканалцев, реже путём слияния.

В целом по лабораторным данным среднее значение пористости составляет 0,19 д.ед. по семи определениям в одной скважине, газопроницаемости –  $322,0 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> по пяти определениям в одной скважине. Это характеризует коллектор как среднеемкий, высокопроницаемый.

Остаточная водонасыщенность определена по пяти определениям в одной скважине, составляет, в среднем, 0,082 д.ед.

По данным ГИС пористость, проницаемость и начальная нефтенасыщенность определены в 42 скважинах (50 определений). Значения пористости и нефтенасыщенности составили – 0,197 д.ед., и 0,819 д.ед., соответственно, проницаемости –  $283,2 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

По ГДИС выполнен расчет проницаемости по 17 исследованиям в четырех скважинах, среднее значение составляет  $192 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

### ***Турнейский ярус***

По лабораторным исследованиям пласт Скз-1+чр-1 представлен в основном известняками коричневыми, коричневого-серыми, участками доломитизированными, неравномерно нефтенасыщенными.

Под микроскопом среди известняков установлены четыре структурные разности:

- известняки комковатые
- известняки сгустково-комковатые
- известняки мелко-детритовые
- известняки кристаллические

Комковатые известняки в разрезе яруса являются преобладающими для его верхней части (пласт Скз-1). Они составляют 34,4 % всех исследованных образцов.

Сгустково-комковатые известняки в разрезе встречаются в качестве отдельных, довольно мощных прослоев и составляют 26,1 % всех исследуемых образцов. Они также характерны для верхней части яруса.

Мелкодетритовые известняки в разрезе толщи имеют подчинённое значение и составляют 12,1 % всех исследуемых образцов. Сложены они (65-70 %) органогенным детритом, представленным гранулированными водорослями, редкими фораминиферами, обломками остракод.

Среди возможных стадияльных и вторичных наложенных изменений, фиксируемых в известняках турнейского яруса и определяющих структуру пустотного пространства пород, а также характер их флюидонасыщенности в изученном разрезе отмечаются:

- перекристаллизация кальцита, слагающего органические остатки;
- фитогенной природы;
- окремнение;
- выщелачивание и перекристаллизация микрита (пелитоморфно-тонкозернистого кальцита), играющего роль цемента в биокластовых зооморфных известняках;
- доломитизация;
- сульфатизация.

Рассматриваемые известняки по структуре пустотного пространства матрицы относятся к низкопоровым коллекторам. Тип коллектора – порово-трещинный.

По лабораторным данным среднее значение пористости составляет 0,103 д. ед. по 538 определениям в 16 скважинах, газопроницаемости –  $9,6 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> по 460 определениям в 13 скважинах.

Остаточная водонасыщенность определена по 307 определениям в девяти скважинах, составляет, в среднем, 0,362 д.ед.

По данным ГИС пористость, проницаемость и начальная нефтенасыщенность определены в 233 скважинах (1167 определений).

Значения пористости и нефтенасыщенности составили – 0,119 д.ед., и 0,737 д.ед., соответственно, проницаемости –  $4,485 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

По ГДИС выполнен расчет проницаемости по 69 исследованиям в 57 скважинах, среднее значение составляет  $33 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

Сопоставление ФЕС по различным методам исследований для изучаемых продуктивных пластов нижнего отдела каменноугольной системы приведены в таблицах 2.2-2.4. Из данных таблиц видно, что изучаемые отложения характеризуются различными средними значениями и широким диапазоном изменений ФЕС по лабораторным исследованиям керна, ГИС и ГДИС.

Таблица 2.2 – Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности продуктивных отложений тульского горизонта

Тульский горизонт (пласт Стл-2+Стл-1)				
Вид исследований	Наименование	Проницаемость, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	Пористость, д.ед.	Коэффициент ост.водон./нач. нефтен., д.ед.
1	2	3	4	5
кern	Количество скважин, шт	2	3	2/-
	Количество определений, шт	9	50	42/-
	Среднее значение	<b>136,5</b>	0,210	0,248/-
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,835	0,104	0,437/-
	Интервал изменения	<b>1,6-547,0</b>	0,121-0,255	0,051-0,499/-
ГИС	Количество скважин, шт	40	40	40
	Количество определений, шт	44	44	-/44
	Среднее значение	<b>279,3</b>	0,212	-/0,763
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,862	0,148	0,102
	Интервал изменения	<b>4,4-1355,8</b>	0,121-0,28	-/0,604-0,909
ГДИС	Количество скважин, шт	4		
	Количество определений, шт	11		
	Среднее значение	<b>407</b>		
	Коэффициент вариации, д.ед.	2,42		
	Интервал изменения	<b>3,0-3488,0</b>		
Принятые значения		279,3	0,21	0,76



Таблица 2.3 – Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности продуктивных отложений бобриковского горизонта

Бобриковский горизонт (пласт Сбр-2)				
Вид исследования	Наименование	Проницаемость, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	Пористость, д.ед.	Коэффициент ост.водон./нач.нефтен., д.ед.
1	2	3	4	5
кern	Количество скважин, шт	1	1	1/-
	Количество определений, шт	5	7	5/-
	Среднее значение	<b>322,0</b>	0,190	0,082/-
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,743	0,107	0,493/-
	Интервал изменения	<b>181,1-541,2</b>	0,140-0,233	0,074-0,128/-
ГИС	Количество скважин, шт	42	42	-/42
	Количество определений, шт	50	50	-/50
	Среднее значение	<b>283,2</b>	0,197	-/0,819
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,893	0,163	0,087
	Интервал изменения	<b>4,4-868,1</b>	0,121-0,262	0,609-0,924
ГДИС	Количество скважин, шт	4		
	Количество определений, шт	17		
	Среднее значение	<b>192,1</b>		
	Коэффициент вариации, д.ед.	1,520		
	Интервал изменения	<b>4,2-1236,3</b>		
Принятые значения		283,2	0,20	0,82

Таблица 2.4 – Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности продуктивных отложений турнейского яруса

Турнейский ярус (пласт Скз+чр-1)				
Вид исследований	Наименование	Проницаемость, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	Пористость, д.ед.	Коэффициент ост.водон./нач.нефтен., д.ед.
1	2	3	4	5
кern	Количество скважин, шт	13	16	10
	Количество определений, шт	460	538	307
	Среднее значение	<b>9,6</b>	0,103	0,362
	Коэффициент вариации, д.ед.	1,540	0,3217	0,408/-
	Интервал изменения	<b>0,01-172,8</b>	0,001-0,222	0,133-0,899/-
ГИС	Количество скважин, шт	233	233	-/233
	Количество определений, шт	1167	1167	-/1167
	Среднее значение	<b>4,485</b>	0,119	-/0,737
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,924	0,119	-/0,125
	Интервал изменения	0,634-28,572	0,09-0,169	-/0,50-0,94
ГДИС	Количество скважин, шт	57		
	Количество определений, шт	69		
	Среднее значение	<b>33,0</b>		
	Коэффициент вариации, д.ед.	1,420		
	Интервал изменения	<b>0,5-106,2</b>		
Принятые значения		33,0	0,12	0,74

## **2.2 Оценка фильтрационных характеристик продуктивных пластов методом гидравлических единиц потока**

Одним из наиболее значимых факторов, существенно влияющих на эффективность разработки нефтяных месторождений, является неоднородность продуктивных пластов по фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС). Следовательно, разработка и совершенствование методов оценки данной неоднородности с последующим учетом при трехмерном геолого-гидродинамическом моделировании крайне востребованы для рационального проектирования и анализа состояния разработки, а также формирования эффективной программы ГТМ [93, 80, 81, 36, 38, 37, 102].

В предыдущем разделе 2.1 было показано, что Алексеевское месторождение является сложным по геологическому строению. Это обусловлено невыдержанностью толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов по площади и разрезу. Также согласно результатам исследования керна, ГИС и ГДИС отмечено, что изучаемые породы-коллекторы характеризуются высокой литологической изменчивостью и низкой согласованностью между проницаемостью и пористостью. Например, из рисунка 2.1 видно, что разброс проницаемости для одного и того же значения пористости составляет несколько порядков. Следовательно, коэффициент корреляции между проницаемостью и пористостью достаточно низкий и составляет 0,4211 д.ед.

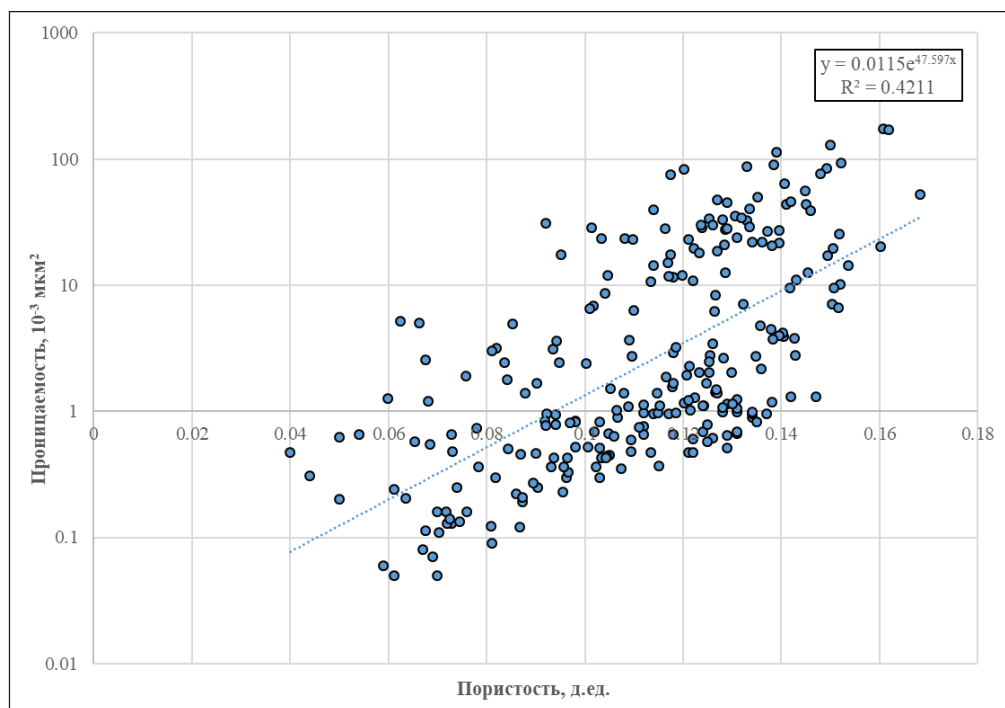


Рисунок 2.1 – Зависимость «проницаемость-пористость» по результатам исследований керна

Таким образом, в вышеописанных условиях применение традиционного способа оценки проницаемости, основанный на вычислении через пористость по формуле корреляционной зависимости, будет содержать значительные погрешности и неточности [37, 66, 59, 98]. Это связано с тем, что получаемый результат будет иметь вид сглаженного распределения проницаемости и не будет учитывать наблюдаемый разброс экспериментальных данных [66, 59, 98].

Для решения данной проблемы при анализе и прогнозе ФЕС продуктивных пластов предлагается концепция гидравлических типов коллектора. Как показывает практика, данная концепция позволяет в разрезе продуктивных пластов выделить и классифицировать породы со схожими характеристиками порового пространства [66, 59, 98].

Согласно данному подходу предполагается существование нескольких характерных типов коллекторов, сформировавшихся в подобных седиментационных и диагенетических условиях, имеющих близкую

геометрию пор и физико-химические свойства породы. Для каждого из таких типов коллектора существуют характерные взаимосвязи между статистическими (пористость, распределение пор по размерам) и динамическими параметрами (абсолютная и фазовые проницаемости, функция капиллярного давления).

Таким образом, гидравлическая единица коллектора определяется как представительный элементарный объем породы, внутри которого геологические и петрофизические свойства, влияющие на фильтрацию жидкости, взаимно согласованы и предсказуемо отличны от других типов коллекторов [66, 59, 98].

При этом пространственная распространенность гидравлических единиц коллектора не всегда может совпадать с литологическими или фациальными зонами распространения пород-коллекторов. Это обусловлено тем, что ФЕС пород определяются седиментационными условиями и влиянием последующих диагенетических процессов. Во многих случаях один тип коллектора может образоваться в различных фациальных условиях и наоборот, в пределах одной фации присутствуют несколько гидравлических типов коллектора.

Так, выделение гидравлической единицы потока HFU (Hydraulic Flow Units) базируется на расчете индикатора гидравлического типа коллектора FZI (Flow Zone Indicator) [66, 59, 98]:

$$FZI = \frac{0.0314 \sqrt{\frac{K_{пр}}{K_{п}}}}{\frac{K_{п}}{1 - K_{п}}}, \quad (2.1)$$

где  $K_{пр}$  – абсолютная газопроницаемость по воздуху,  $10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>;

$K_{п}$  – открытая пористость, д.ед.

Как показывает практика, путем построения функции распределения FZI по точкам перегиба можно выделить отдельные прямолинейные участки, характеризующие различные группы коллекторов. Обычно данную процедуру выполняют вручную (экспертным способом) без соблюдения какой-либо математической строгости [66, 59, 98]. В связи с чем при выделении различных групп коллекторов возможно наличие ошибок и погрешностей, связанных ручным способом обработки функции распределения FZI.

Так, в данном разделе предлагается автоматизированный способ выделения различных групп коллектора путем кусочно-линейной аппроксимации функции распределения FZI для условий залегания Алексеевского месторождения.

Данный способ описывается следующей последовательностью действий:

1. Рассчитывается параметр FZI по формуле (2.1) на основе результатов лабораторных исследований керна.
2. На основе расчетов в п.1 строится функция распределения FZI, которая будет являться исходной кривой для кусочно-линейной аппроксимации.
3. Рассчитывается плотность распределения параметра FZI (дифференциальная функция распределения).
4. Производится поиск максимума дифференциальной функции распределения (плотности распределения), рассчитанной в п.3. Данное значение, соответствующее максимуму дифференциальной функции распределения, будет являться первой точкой для кусочно-линейной аппроксимации исходной, построенной в п.2.
5. Выполняется расчет невязки между исходной кривой (п.2) и соответствующими участками кусочно-линейной функции (п.4). Участки, характеризующиеся максимальным значением невязки, используются для нахождения остальных точек линеаризации.

6. В выбранном участке исходной функции (в п.5) находится максимальное значение производной. По данному значению определяется следующая точка для линеаризации. Пункты 5 и 6 повторяются до тех пор, пока общая невязка кусочно-линейной функции не будет удовлетворять необходимым требованиям аппроксимации (рисунок 2.2).

7. Далее по прямолинейным участкам выделяются различные группы коллекторов HFU (рисунок 2.3). Причем каждый из выделенных групп коллекторов включает в себя определенный диапазон значений FZI,  $K_p$ ,  $K_{пр}$  (таблица 2.5).

8. Для каждой из выделенных групп коллекторов HFU строится корреляционная зависимость «проницаемость-пористость» (рисунок 2.4).

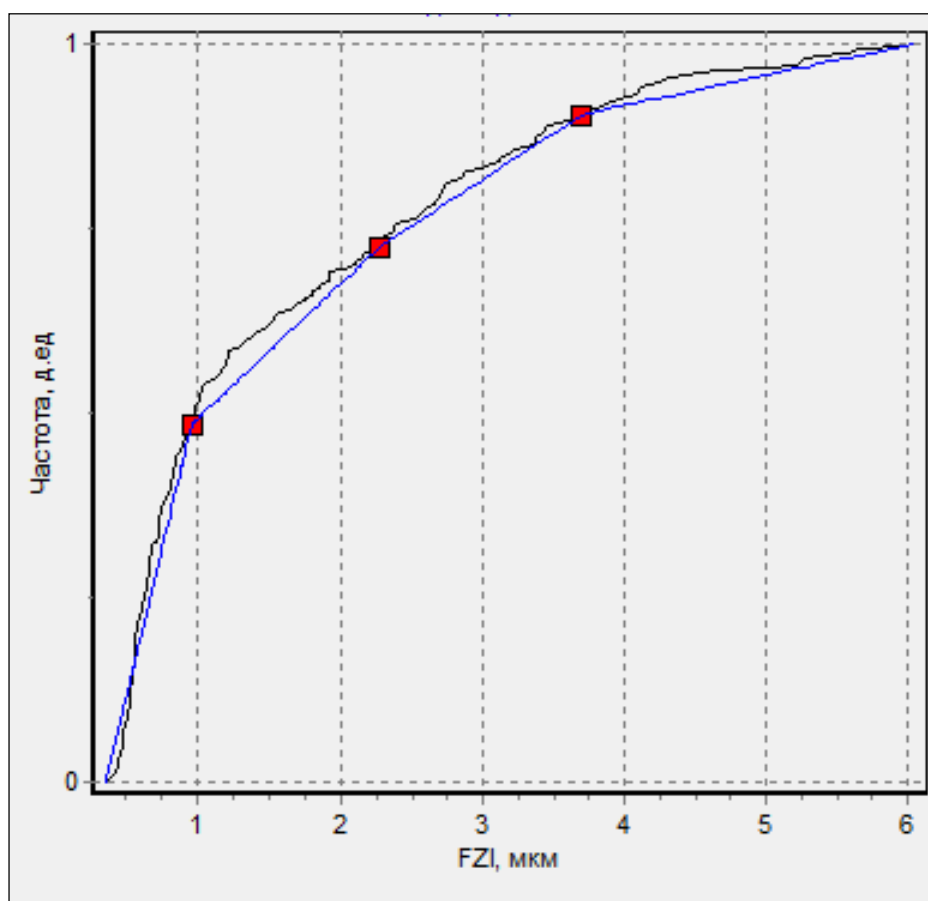


Рисунок 2.2 – Кусочно-линейная аппроксимация кривой функции распределения индикатора гидравлического типа коллектора FZI

Таблица 2.5 – Результаты выделения различных групп коллекторов турнейского яруса Алексеевского месторождения

HFU	Минимальное значение FZI, мкм	Максимальное значение FZI, мкм	Среднее значение FZI, мкм	Средняя $K_{п}$ , д.ед.	Средняя $K_{пр}$ , $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	Количество точек, шт
1	2	3	4	5	6	7
1	0,352	0,955	0,635	0,106	0,757	122
2	0,955	2,271	1,470	0,111	4,924	60
3	2,272	3,697	2,903	0,123	24,517	45
4	3,699	6,044	4,631	0,129	65,764	24

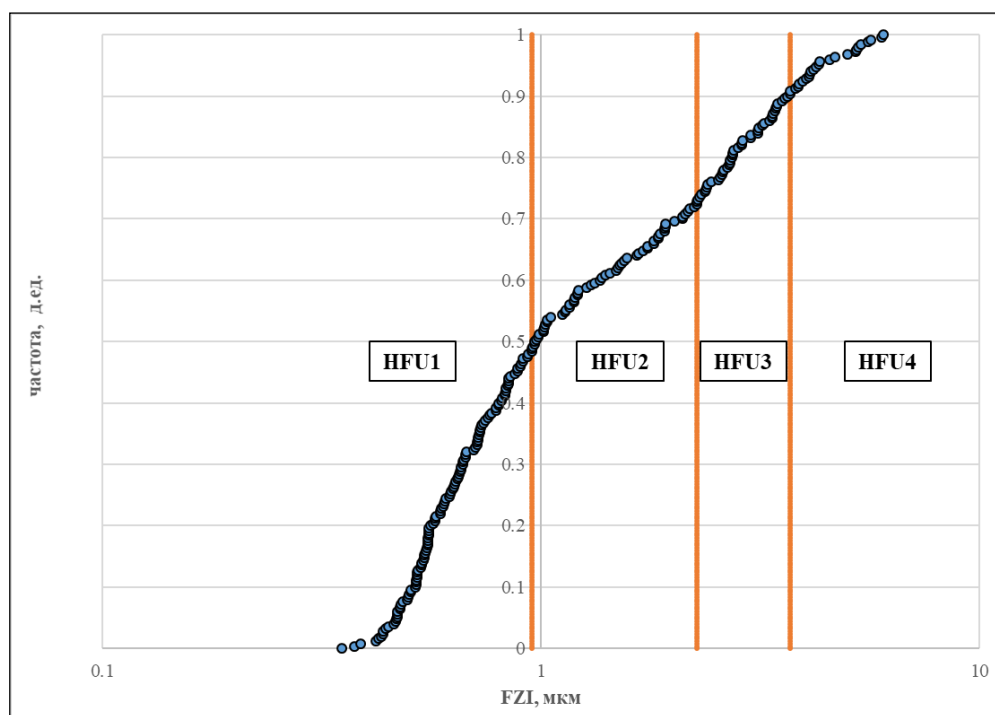


Рисунок 2.3 – Функция распределения FZI в полулогарифмических координатах



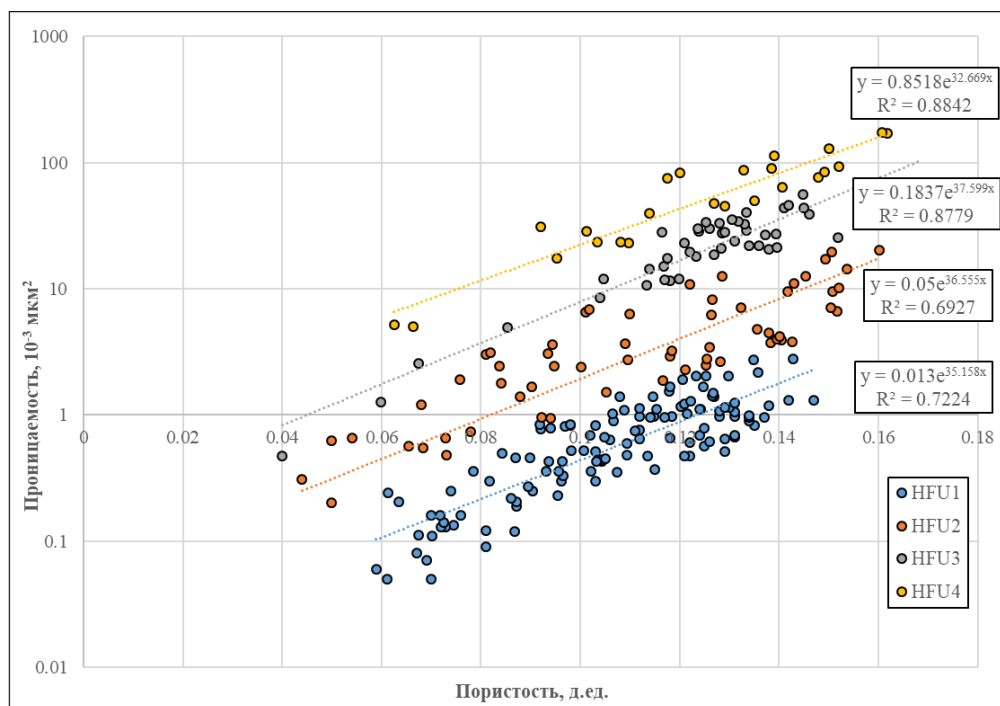


Рисунок 2.4 – Зависимость «проницаемость-пористость» по различным классам коллекторов турнейского яруса Алексеевского месторождения

Таким образом, в результате использования автоматизированного способа кусочно-линейной аппроксимации кривой функции распределения FZI в пределах изучаемого объекта исследования выделены 4 различные группы коллекторов, характеризующихся различным набором и диапазоном изменения параметров FZI,  $K_p$ ,  $K_{пр}$ . Для каждой группы коллектора построены корреляционные зависимости «проницаемость-пористость», характеризующиеся малым разбросом точек и достаточно высокими коэффициентами корреляции. Стоит отметить, что использование полученных результатов позволяет более точно спрогнозировать распространение фильтрационных характеристик продуктивных пластов сложного геологического строения, что особенно актуально при формировании эффективных ГТМ, направленных на доизвлечение остаточных запасов нефти.

Также путем использования предложенного способа были обработаны результаты лабораторных исследований керна терригенных отложений

тульско-бобриковских отложений соседних месторождений. Полученные результаты показаны в таблице 2.6 и на рисунке 2.5.

Таблица 2.6 – Результаты выделения различных групп коллекторов тульско-бобриковских отложений соседних месторождений ЮТС

HFU	Минимальное значение FZI, мкм	Максимальное значение FZI, мкм	Среднее значение FZI, мкм	Средняя Кп, д.ед.	Средняя Кпр, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	Количество точек, шт
1	2	3	4	5	6	7
1	0.058	2.341	1.275	0.148	16.587	127
2	2.341	3.947	3.156	0.194	159.770	94
3	3.947	6.074	4.948	0.217	548.890	109
4	6.074	7.129	6.533	0.221	928.232	38
5	7.129	10.990	8.791	0.235	2123.991	80

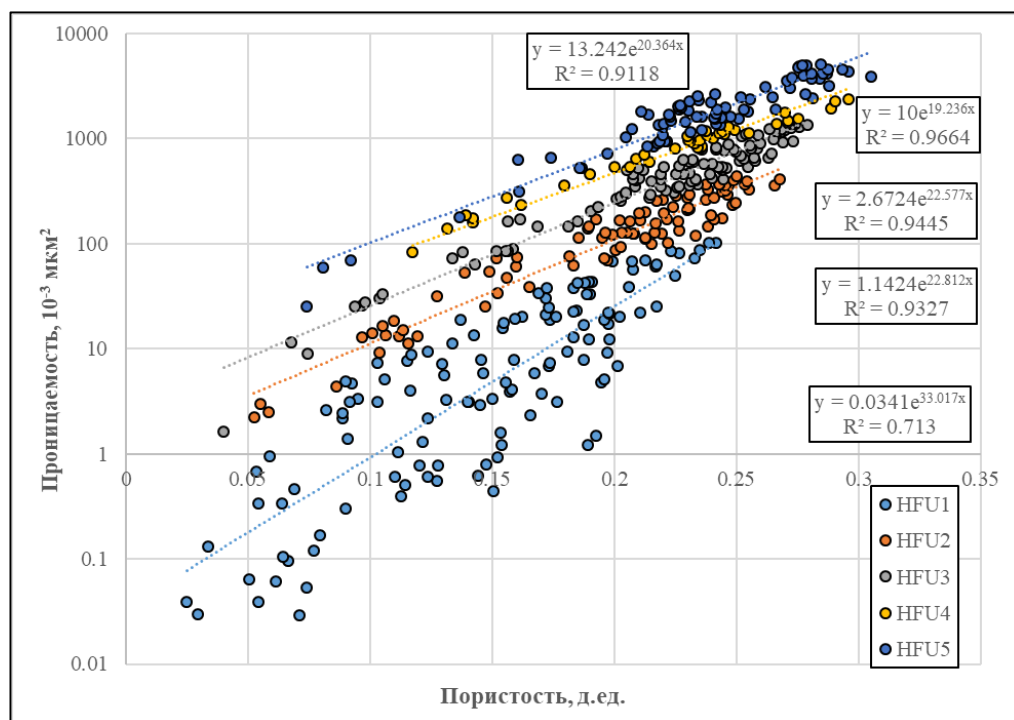


Рисунок 2.5 – Зависимость «проницаемость-пористость» по различным классам коллекторов тульско-бобриковских отложений соседних месторождений ЮТС

В работе [13] для дифференциации неоднородных коллекторов по фильтрационным свойствам предложен и обоснован аналогичный показатель – индекс перколяции. В отличие от работы [13] данный разработанный способ отличается следующим:

1. Выделение различных групп коллекторов производится по характерным точкам перегибов кривой дифференциальной функции распределения.
2. Обработка выполняется в автоматизированном режиме. Причем каждый из выделенных групп коллекторов может включать в себя определенный диапазон значений  $FZI$ ,  $K_n$ ,  $K_{пр}$  в зависимости от условий залегания изучаемых объектов исследования.

Для дальнейшего применения полученных результатов на практике необходимо решение таких задач, как определение корреляционных связей параметра  $FZI$  с различными литологическими, петрофизическими, гранулометрическими свойствами; а также геофизическими и гидродинамическими параметрами. Например, на рисунке 2.6 приведена зависимость  $FZI$  от диаметра эквивалентных поровых каналов согласно результатам лабораторных исследований керна.

Стоит отметить, что корреляционные связи  $FZI$  с различными свойствами и параметрами пласта, возможно использовать в качестве трендовых зависимостей при построении трехмерных геолого-гидродинамических моделей.

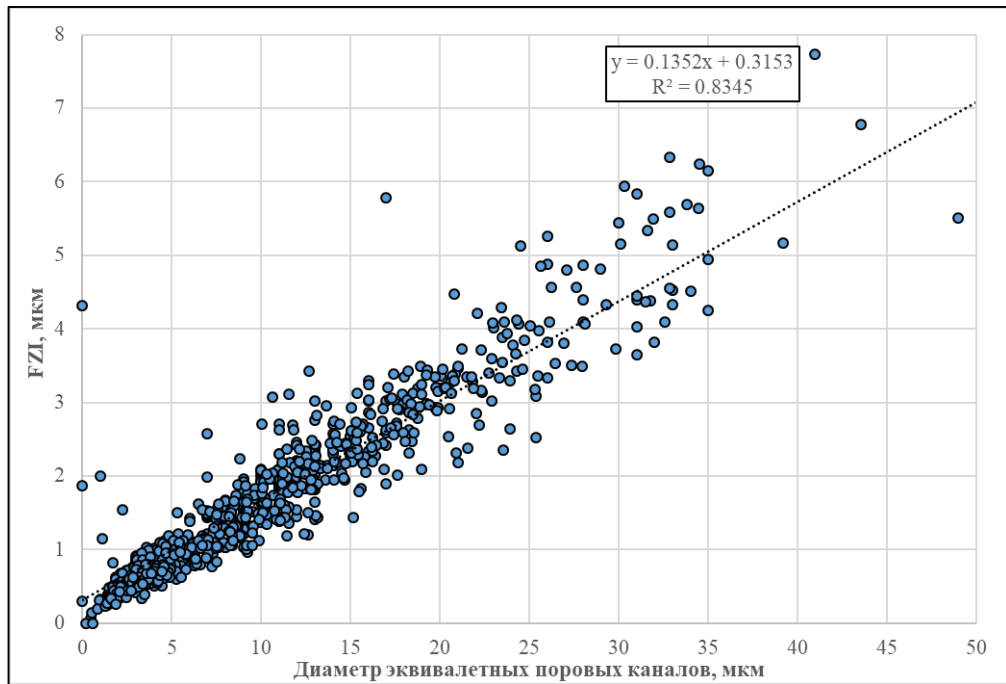


Рисунок 2.6 – Зависимость FZI от диаметра эквивалентных поровых каналов по результатам лабораторных исследований керна

### 2.3 Геолого-технологическое обоснование выбора участков залежей нефти с повышенной вязкостью для внедрения технологии водогазового воздействия

Как показывает практика, обобщение и анализ использования конкретных технологий извлечения нефти на одних объектах (базовых) позволяет с высокой эффективностью рекомендовать их внедрение на других участках залежи (периферийных). Как правило, это достигается путем детального изучения геолого-физических свойств и технологических показателей разработки продуктивных пластов.

Как уже было отмечено в главе 1, учитывая положительный опыт внедрения водогазовых технологий на Алексеевском участке, было принято решение о применении данной технологии и в пределах Подгорного участка Алексеевского месторождения. Причем высокая степень эффективности использования и внедрения водогазовых технологий на Алексеевском участке позволяет сделать определенные выводы и основные предложения подготовки

объектов для внедрения технологии ВГВ в промысловых условиях Подгорного участка [6, 32, 43]. Стоит отметить, что в данном разделе Алексеевский участок является базовым, Подгорный участок – периферийным.

Таким образом, в качестве одним из основных рекомендаций для внедрения и расширения технологии ВГВ на Алексеевском месторождении является использование периферийных залежей. При этом определение периферийной залежи можно сформулировать в следующем виде. **Периферийная (локальная) залежь – это обособленное, насыщенное углеводородами, геологическое тело достаточно крупных размеров, из которого не обеспечивается полнота извлечения нефти до потенциально возможного уровня без углубления и расширения научно-технологических основ.**

Другими словами, периферийная залежь – это удаленная часть месторождения, не имеющая единой гидродинамической связи с основной (базовой) залежью объекта разработки, и отличная по своим геологическим свойствам и технологическим показателям эксплуатации скважин.

Важно отметить представление о понятии степени сходства периферийной залежи с базовым (основным) участком месторождения. Как правило, залежи, приуроченные к разновозрастным отложениям и единому тектоническому элементу, могут иметь различные значения и диапазоны изменения ФЕС. В первую очередь это связано влиянием различных литолого-фациальных условий образования продуктивных пластов и вмещающих пород. В таких условиях данные объекты будут характеризоваться различными технологическими показателями разработки. Следовательно, для повышения выработки остаточных запасов из периферийных участков залежи вязкой нефти технологией ВГВ необходимо детальное сопоставление геолого-физических свойств и технологических показателей разработки с базовым участком месторождения, в пределах которого успешно применяется и реализуется данная технология.

Рассмотрим подробно данный вопрос на примере Алексеевского и Подгорного участков Алексеевского месторождения (рисунок 2.7).

В качестве базового примем участок залежи в районе скв. № 117 Алексеевского участка. Периферийная залежь – Подгорный участок. Далее более подробно рассмотрим геолого-технологические характеристики и оценим степень сходства (таблицы 2.7 и 2.8).

На рисунке 2.8 представлены карты разработки по состоянию на дату изучения объекта исследования.

Учитывая, что залежь Подгорного участка образовалась одновременно с основной залежью Алексеевского месторождения, то свойства нефти и компонентные составы газа схожи и приняты как единые (таблица 2.7).

Основные физические параметры нефти следующие. Давление составляет в среднем 4,01 МПа. Объемный коэффициент – 1,05. Газовый фактор равен 18,3 м<sup>3</sup>/т. Вязкость – 15,5 мПа·с. Плотность сепарированной нефти равна 870 кг/м<sup>3</sup>.

В составе растворенного в нефти газа при однократном разгазировании содержится азота – 21,59 %, метана – 23,5 % и этана – 17,28 %.

Нефть турнейского яруса тяжелая, повышенной вязкости, сернистая, парафинистая.

Содержание смол в нефти – 22,2 %, что указывает на смолистый характер.

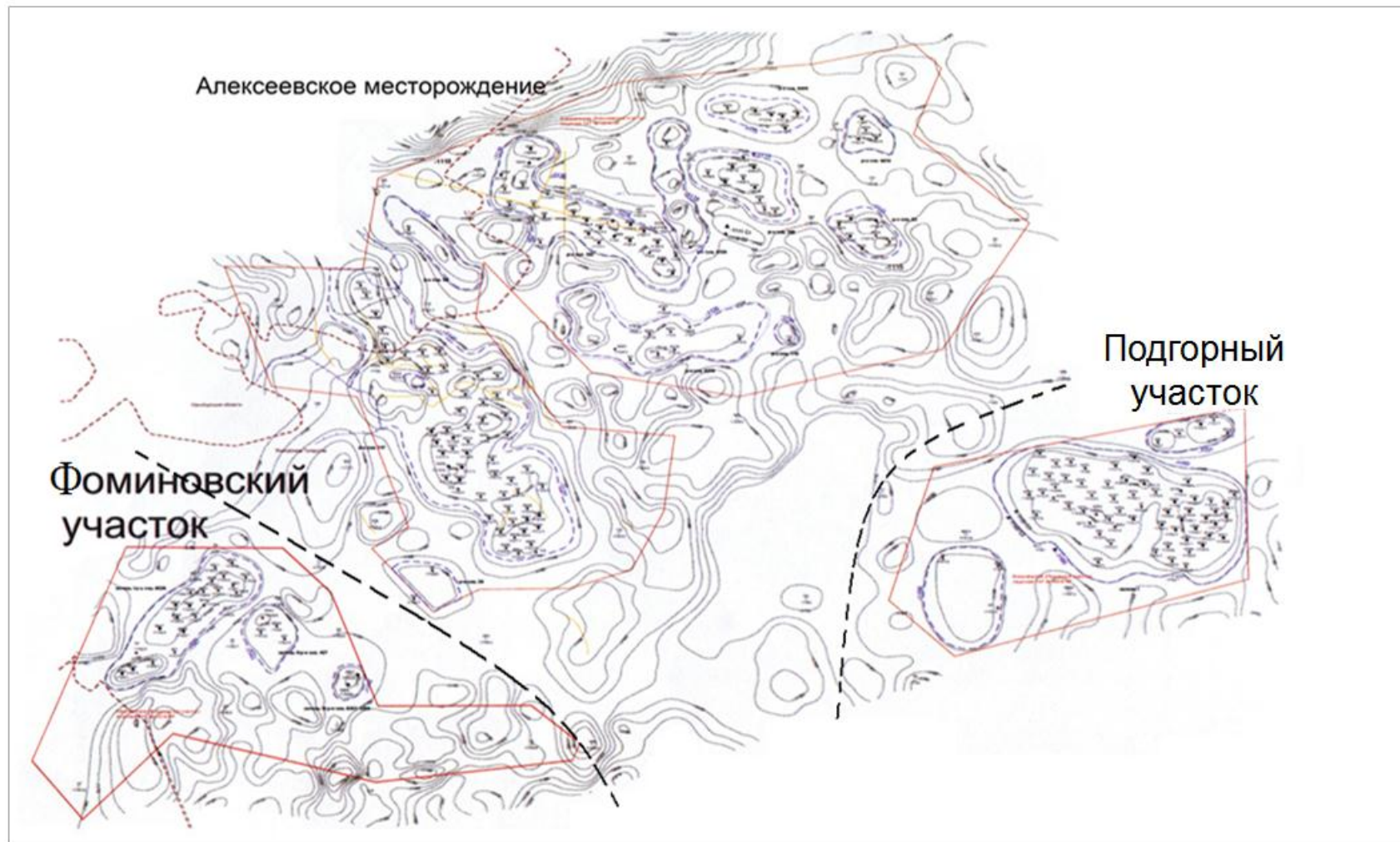
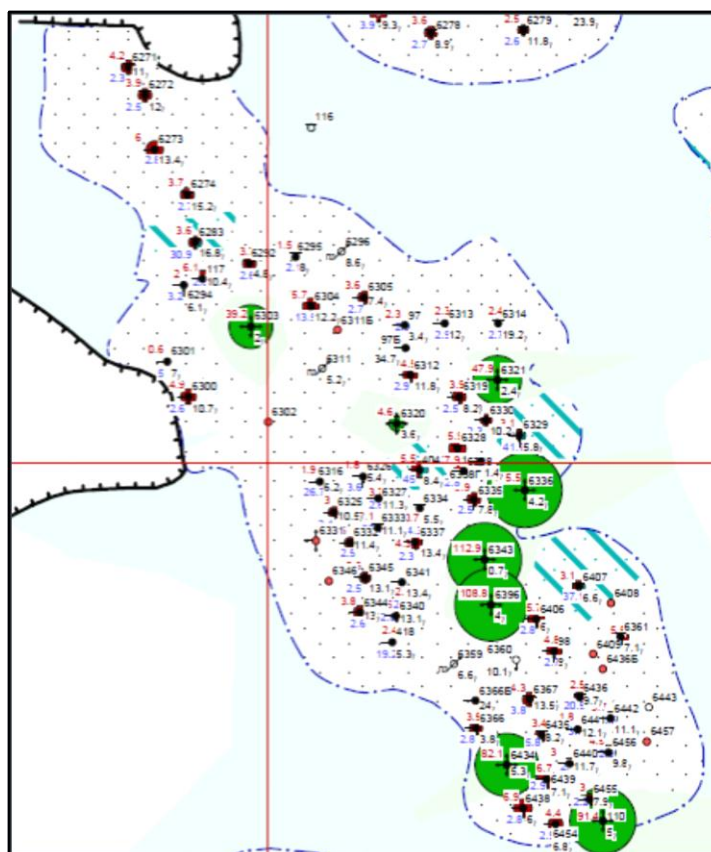
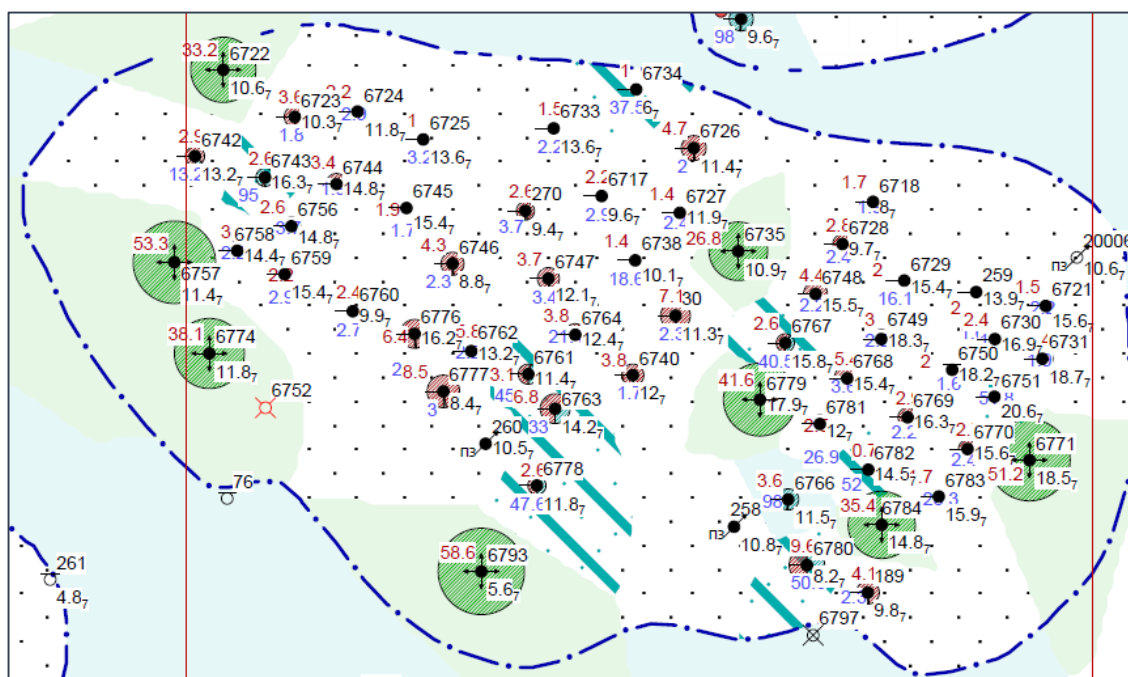


Рисунок 2.7 – Схема расположения основного (базового объекта) и периферийных залежей (участков)





а



б

Рисунок 2.8 – Фрагмент карты разработки кизеловского горизонта залежи в районе скв. 117 Алексеевского (а) и Подгорного (б) участков Алексеевского месторождения



Таблица 2.7 – Компонентный состав нефтяного газа (при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях)

Наименование		Кизеловский	Заволжский	Данково-лебединский	Пашийский
	Сероводород	0,04	0,02	0,02	0,02
	Углекислый газ	1,05	1,96	1,25	0,40
	Азот + редкие	21,84	14,24	19,70	16,75
	в том числе:				
	Гелий	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.
	Метан	41,54	21,85	26,80	46,70
	Этан	16,29	22,43	14,10	15,52
	Пропан	11,08	24,68	22,30	11,08
	и-Бутан	1,73	2,80	3,00	2,02
	н-Бутан	3,90	7,34	7,80	4,24
	и-Пентан	1,42	2,09	2,23	1,54
	н-Пентан	0,61	1,60	1,90	1,00
	Гексан + высшие	0,50	0,99	0,90	0,73
Молекулярная масса		37,52	38,77	37,97	27,97
Плотность газа, кг/м <sup>3</sup>		1,56	1,612	1,579	1,163

Таблица 2.8 – Сопоставление геолого-физических и технологических параметров залежей нефти турнейского яруса по основной залежи (район скв. 117 Алексеевского участка) и по Подгорному участку Алексеевского месторождения

Параметры	Алексеевский участок, залежь в районе скв. 117	Подгорный участок
Тип залежи	Массивный	Массивный
Тип коллектора	Карбонатный	Карбонатный
Зона	ВНЗ	ВНЗ
Площадь нефтегазоносности, тыс. м <sup>2</sup>	10480	10333
Начальные геологические запасы нефти, тыс. т.	4936	6036
Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс. т.	1234	1510
Начальные геологические запасы газа, растворенного в нефти, млн м <sup>3</sup>	92	138
Начальные извлекаемые запасы газа, растворенного в нефти, млн м <sup>3</sup>	23	35
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	6,4	8,2
Коэффициент пористости, доли ед.	0,12	0,12
Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	0,74	0,72
Коэффициент проницаемости, мкм <sup>2</sup>	0,180	0,0276
Среднее пластовое давление в зоне отбора, МПа	6,1	4,7
Среднее забойное давление, МПа	3,4	2,8
Газосодержание пластовой нефти, м <sup>3</sup> /т	18,5	22,9
Плотность нефти в пластовых условиях, г/см <sup>3</sup>	0.870	0.878
Абсолютная отметка ВНК, м	-1137,0-1147,0	-1150,5-1160,0
Средний дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	3,8	3,55
Средний дебит нефти, т/сут	3,16	2,6
Обводненность, %	9,1	17,1
Плотность сетки скважин, 10 <sup>4</sup> м <sup>2</sup> /скв.	15.1	16.9
Соотношение $N_{\text{наг.}}/N_{\text{доб.}}$	0.125	0.138
Применяемые методы	ВГВ в циклике	ВГВ в циклике

Согласно работам [69, 73, 79], в которых определяется сходство геологических свойств и технологических показателей разработки, выделим 10 параметров, характеризующих степень сходства изучаемых залежей. При сопоставлении индекс А соответствует Алексеевскому участку (базовый), индекс П – Подгорный участок:

$$1. \text{ Соотношение площадей нефтегазоносности } m_1 = \frac{S^A}{S^П};$$

2. Соотношение коэффициентов пористости  $m_2 = \frac{m^A}{m^П}$ ;
3. Соотношение начальных геологических запасов нефти  $m_3 = \frac{Q^A}{Q^П}$ ;
4. Соотношение начальных извлекаемых запасов нефти  $m_4 = \frac{Q_{и}^A}{Q_{и}^П}$ ;
5. Соотношение эффективных нефтенасыщенных толщин  $m_5 = \frac{H_{эф}^A}{H_{эф}^П}$ ;
6. Соотношение коэффициентов нефтенасыщенности  $m_6 = \frac{S_H^A}{S_H^П}$ ;
7. Соотношения газосодержания  $m_7 = \frac{\Gamma^A}{\Gamma^П}$ ;
8. Соотношение дебитов жидкости  $m_8 = \frac{q^A}{q^П}$ ;
9. Соотношение ПСС  $m_9 = \frac{ПСС^A}{ПСС^П}$ ;
10. Соотношение количества нагнетательных и добывающих скважин  $m_{10} = \frac{\gamma^A}{\gamma^П}$ ;
11. Соотношение вязкостей нефти в пластовых условиях  $m_{11} = \frac{\mu^A}{\mu^П}$ .

Отметим, что первые семь параметров представляют собой сходство по геолого-физической характеристике, а остальные три – по технологии применяемой системы разработки.

Полученные значения вышеперечисленных соотношений показаны в таблице 2.9. По результатам количественного исследования видно, что степень сходства основной залежи и периферийного участка достаточно высокая и составляет 0,928 д.ед.

Таким образом, рассматриваемые залежи обладают высокой степенью сходства по геологическому строению и технологическим показателям. Следовательно, можно судить о возможности применения технологии вытеснения нефти периферийного участка по технологии основной залежи месторождения.

Таблица 2.9 – Степень сходства периферийной залежи с основным участком Алексеевского месторождения

Параметры	Критерий	Величина, отн.ед.	Степень сходства
Площадь нефтегазоносности	$m_1 = \frac{S^A}{S^П}$	1,01	высокая
Пористость	$m_2 = \frac{m^A}{m^П}$	1,00	высокая
Начальные геологические запасы нефти	$m_3 = \frac{Q^A}{Q^П}$	0,82	высокая
Начальные извлекаемые запасы нефти в сопоставляемых объемах и площади	$m_4 = \frac{Q_{и}^A}{Q_{и}^П}$	0,82	высокая
Эффективные нефтенасыщенные толщины	$m_5 = \frac{H_{эф}^A}{H_{эф}^П}$	0,78	высокая
Коэффициенты нефтенасыщенности пласта	$m_6 = \frac{S_H^A}{S_H^П}$	1,03	высокая
Газосодержание пластовой нефти	$m_7 = \frac{\Gamma^A}{\Gamma^П}$	0,81	высокая
Дебиты жидкости	$m_8 = \frac{q^A}{q^П}$	1,07	высокая
Плотность сетки скважин	$m_9 = \frac{ПСС^A}{ПСС^П}$	0,89	высокая
Количество добывающих и нагнетательных скважин	$m_{10} = \frac{Y^A}{Y^П}$	0,91	высокая
Вязкости нефти в пластовых условиях	$m_{11} = \frac{\mu^A}{\mu^П}$	1,00	высокая
	<b>Среднее</b>	<b>0,928</b>	<b>высокая</b>

При этом следует отметить, что за десятилетний период внедрения технологии ВГВ на Алексеевском месторождении накоплен практический опыт как по технологиям, так и по техническим средствам, позволяющих достичь положительного эффекта. Кроме того, за годы эксплуатации

технология ВГВ претерпела множество модернизаций, особенно, в части использования плунжерно-клапанной системы для нагнетания ВГС в пласт. Практический опыт создания оптимального режима работы нагнетательных скважин позволяет рекомендовать данный подход и на скважины периферийной залежи, что позволит достичь еще более высоких показателей повышения нефтеотдачи пластов. Подробная схема реализации данной технологии показана в работе [24], в которой доказаны основные выводы и рекомендации о возможности перевода залежи Подгорного участка для внедрения технологии ВГВ.

## **Выводы к главе 2**

1. Алексеевское нефтяное месторождение многопластовое, по величине извлекаемых запасов среднее, характеризуется сложным строением, обусловленным наличием дизъюнктивной тектоники, невыдержанным характером распространения и литологической неоднородностью терригенных пластов-коллекторов нижнего карбона, карбонатного и терригенного девона, сложным строением структуры порового пространства карбонатных коллекторов, высокой расчлененностью турнейских, заволжских и данково-лебедянских пластов при низкой доле коллектора.

2. Добыча нефти месторождения на стабильном уровне. Стабильность основных показателей достигнута за счет разбуривания и ввода запасов нефти залежей, регулирования процесса разработки, изоляции водопритокров в скважинах, оптимизации работы скважин, ввода новых очагов заводнения, применения МУН.

3. В целом, разработка Алексеевского месторождения осуществляется удовлетворительно. Для дальнейшей разработки необходимо определение основных направлений совершенствования реализуемой системы разработки, уточнение местоположения проектных скважин и выдача рекомендаций по повышению эффективности системы ППД, обеспечивающих наибольшее

извлечение нефти и достижение утверждённого КИН. Из-за возможности получения низкопродуктивных по нефти скважин для дальнейшей выработки остаточных запасов, нужно проводить целевое бурение скважин, выбранных в соответствии с картой текущих подвижных остаточных запасов, построенной на основе гидродинамической модели с учетом текущего состояния разработки залежей.

4. Разработан автоматизированный способ выделения гидравлических единиц потока в пределах нижнего отдела каменноугольной системы одного из нефтяных месторождений Республики Татарстан. На основе кусочно-линейной аппроксимации функции распределения индикатора гидравлического типа коллектора FZI, построенной по результатам лабораторных исследований керна, получены корреляционные зависимости «проницаемость-пористость» для каждой из выделенных 4 групп коллекторов: HFU1 –  $y = 0.013e^{35.158x}$ ,  $R^2 = 0.7224$ ; HFU2 –  $y = 0.05e^{36.555x}$ ,  $R^2 = 0.6927$ ; HFU3 –  $y = 0.1837e^{37.599x}$ ,  $R^2 = 0.8779$ ; HFU4 –  $y = 0.8518e^{32.669x}$ ,  $R^2 = 0.8842$ . В отличие от типичной корреляционной связи типа «пористость-проницаемость» построенная модель учитывает вклад емкостной неоднородности порового пространства и позволяет более точно прогнозировать значения проницаемости по данным ГИС в межскважинных зонах и на участках, не выявленных бурением.

5. В пределах месторождения выделяется участок, характеризующийся гидродинамической изолированностью от основной залежи, и на котором, в отличие от основной залежи, технология ВГВ не применялась (периферийная залежь). Проведено обоснование выбора и перевода периферийной залежи на вытеснение нефти с повышенной вязкостью технологией ВГВ путем оценки степени сходства по 10 критериям геологического и технологического характера.

### **ГЛАВА 3 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ВОДОГАЗОВОЙ ТЕХНОЛОГИИ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ НА ПОДГОРНОМ УЧАСТКЕ АЛЕКСЕЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

#### **3.1 Схема реализации технологии водогазового воздействия на пласты турнейского яруса Подгорного участка**

Как показывает практика, в настоящее время проблема повышения нефтеотдачи при воздействии на продуктивный пласт преимущественно развивается в трех направлениях:

- закачка растворов химреагентов;
- газовые и водогазовые технологии;
- тепловые и термодинамические методы.

К тому же немаловажным направлением является скважинный отбор и подъем продукции из пласта. Это обусловлено совершенствованием процессов горизонтального бурения и технологий воздействия на призабойную зону.

В работе [94] показаны перспективы развития и внедрения газовых и водогазовых технологий на месторождениях, в которых существуют проблемы утилизации газа и вторичного его использования для вытеснения вязкой нефти. Также в данной работе [94] отмечена положительная эффективность при интенсификации вытеснения вязкой и нефти повышенной вязкости при реализации технологии ВГВ.

Учитывая опыт разработки Алексеевского месторождения можно сделать следующие выводы. Наибольшая эффективность применения технологий ВГВ наблюдается при эксплуатации мелких и средних месторождений, находящихся друг от друга на небольшом расстоянии (до 20-80 км). В этом случае, одна из залежей нефти является базовой, которая

характеризуется обустройством полного цикла отбора, промысловой подготовки жидкости и дальнейшей сдачей потребителю.

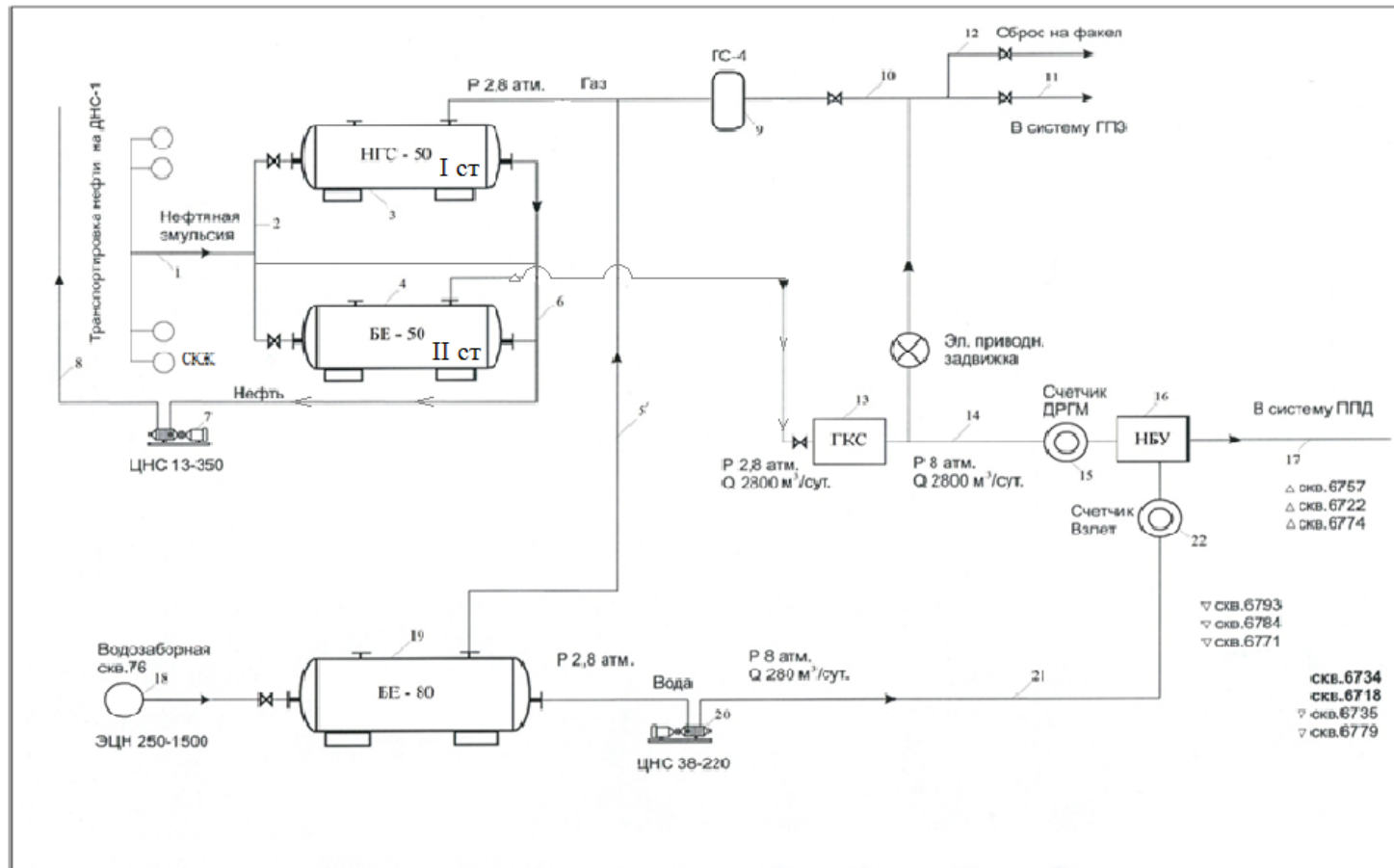
Данный подход показан в работе [25], где на Алексеевском месторождении добывается 250-290 тыс.т. товарной нефти в год. На расстоянии 15 км от Алексеевского участка находится Подгорный участок. В пределах Подгорного участка построен узел приема продукции со скважин, сепарации и отбора газа (рисунок 3.1). После сепарации газ подается на бустерную установку, дегазированная нефть перекачивается для дальнейшей подготовки на Алексеевском месторождении (ДНС-1), а водогазовая смесь (ВГС) приготавливается на объекте и закачивается в пласт Подгорного участка. При этом контроль за процессом ведется через контрольно-измерительные приборы. Например, установкой скважинного счетчика контроля жидкости (СКЖ). Продукция со скважин через индивидуальные СКЖ по трубопроводу 1 поступает на узел приема продукции. По трубопроводам 2 – в нефтегазовый сепаратор 3 (НГС-50) и далее в буферную емкость 4 (БЕ-50). Газ по трубопроводу 5 поступает на узел замера газа, избыток которого по газопроводам 10 и 11 подается в систему газосбора газоперерабатывающего завода. Причем основная доля газа по газопроводу 12 поступает на напорный газокompректор 13, где компримируется до 0,8 МПа. Далее по газопроводу 14 через счетчик 15 и замера газа подается на прием смесительного блока насосно-бустерной установки 16 (НБУ). Далее приготовленная ВГС поступает в систему ППД и нагнетается в скважины №№ 6722, 6735, 6757, 6771, 6734, 6779, 6784, 6793 (рисунок 3.2). Снабжение водной фазой осуществляется по отдельной схеме, согласно которой пластовая девонская вода со скважины № 76 подается по трубопроводу 18 в БЕ-80, и насосом и насосом ЦНС 38-220 (20) по трубопроводу 21 через счетчик 22 нагнетается в НБУ (16). Приготовление ВГС в НБУ производится путем учета расхода воды и газа через счетчики в соотношении газа и воды 1:2, 1:3, 1:5, 1:10, 1:15 в плановых диапазонах изменения приемистости нагнетательных скважин в зависимости от расчетных режимов закачки ВГС.



Данная принципиальная схема приготовления ВГС и нагнетания в пласт позволяет гибко регулировать режим работы установки расходами фаз имеющей для аварийных случаев схему сброса газа на факел 12, а в случае загазованности пластовой воды газом в булите 19 предусмотрена отдельная линия сброса 5 на факел 2. Продукция отсепарированной жидкости насосом 7 из булитов 3, 4 при ДНС-260 откачивается на ДНС-1. В ДНС-1 осуществляется полный цикл подготовки, переработки и сдачи поступившей продукции со скважин от ДНС-260 через коммерческий узел учета кондиционной нефти потребителю. Предварительные результаты внедрения усовершенствованной технологии нестационарного нагнетания водогазового воздействия (ВГВ) на пласт приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты водогазового воздействия на пласт на Подгорном участке Алексеевского месторождения

№ п/п	Нагнетательная скважина	Реагирующие добывающие скважины	Дата начала ВГВ	Объем закач. газа с начала ВГВ, приведенный к $P_{пл}$ , $m^3$	Объем закач. воды с начала ВГВ, $m^3$	Перф. толщина, м	Раб. толщина, м	Доп. добыча нефти с начала мероприятия, т	Доп. добыча нефти из единичной скважины за 1 месяц, т
1	6722	6723, 6724, 6742, 6743	23.05.2017	538	11842	7	2	658.6	23.5
2	6735	6718, 6727, 6728, 6729, 6738	24.05.2017	870	17701	9	9	545.1	21.8
3	6757	6756, 6758	25.05.2017	551	13070	6	2	238.6	19.9
4	6771	6730, 6731, 6751, 6770	26.05.2017	1155	9600	6	3	252.4	12.6
5	6774	6759, 6760	27.05.2017	498	12932	6	3	498.8	22.7
6	6779	30, 6740, 6748, 6749, 6767, 6768, 6781	28.05.2017	1031	19797	5	2	777.1	22.2
7	6784	189, 6766, 6780, 6782, 6783	29.05.2017	1428	11438	10	5	744.6	18.6
8	6793	6777, 6778	30.05.2017	895	18917	11	5	322.6	23.0



1, 2, 5, 6, 8, 21 – трубопровод; 3 – нефтегазовый сепаратор; 4 – буферная емкость; 7 – насос ЦНС 13-350; 9 – газовый сепаратор, 10, 11, 12, 14, 17 – газопровод: 12 – факел; 13 – напорный газокomppressor, 15, 22 – счетчик; 16 – смесительный блок насосно-бустерной установки с силовым насосом (трехплунжерный насос СИН 61); 18, 19 – булит накопитель; 20 – насос ЦНС 38-220

Рисунок 3.1 – Принципиальная схема системы подготовки ВГС и закачки в пласт Подгорного участка Алексеевского месторождения ЗАО "Алойл"

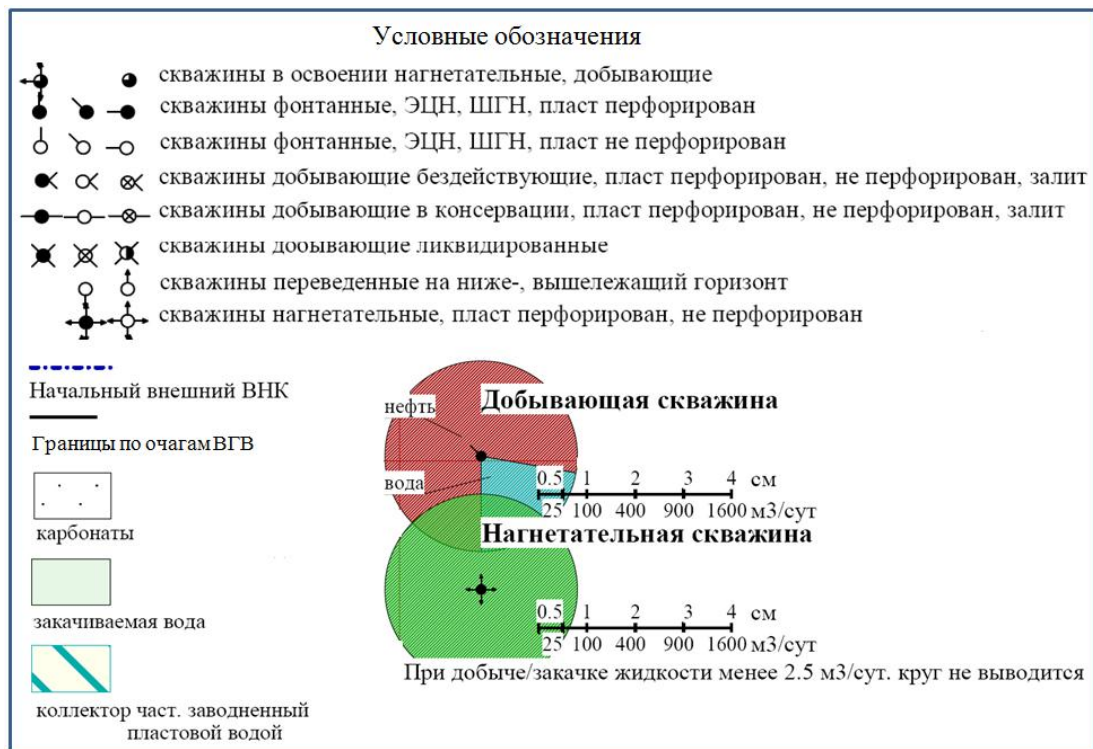
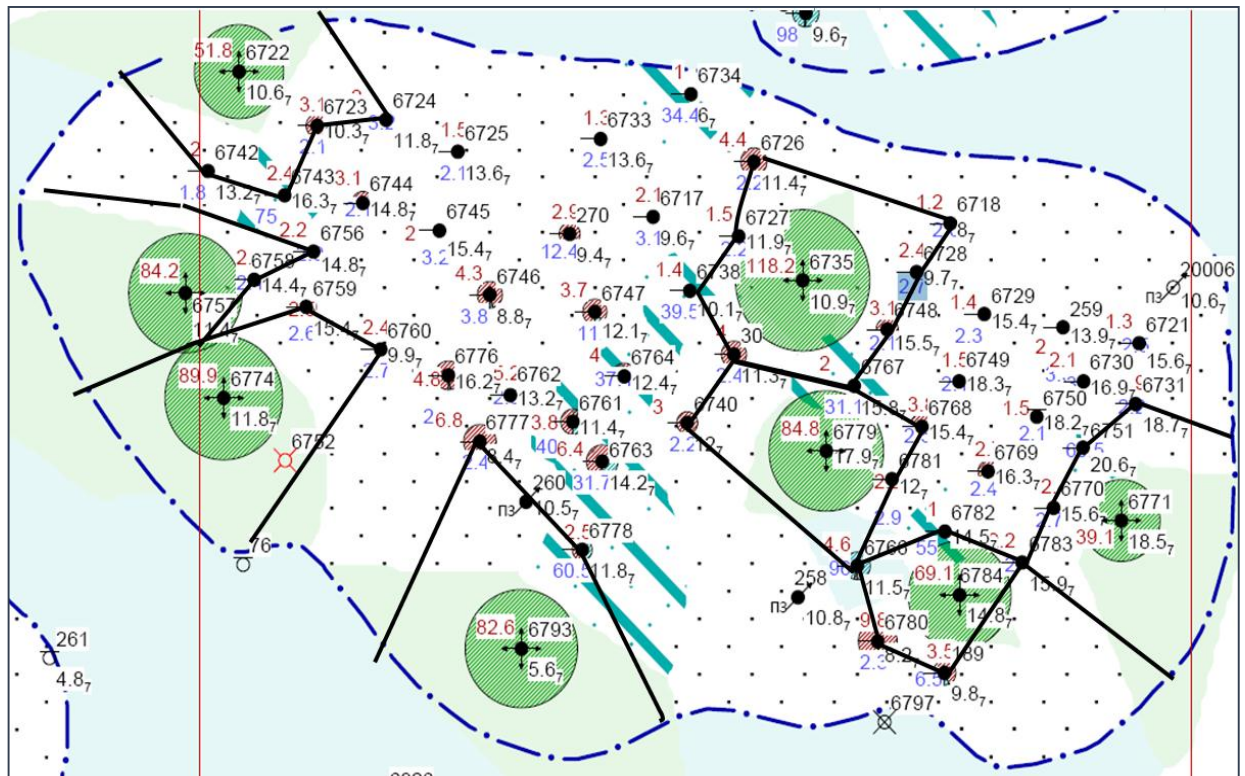


Рисунок 3.2 – Фрагмент карты разработки залежи нефти кизеловского горизонта Подгорного участка с выделенными границами по очагам ВГВ

### 3.2 Интенсификация отбора нефти из периферийной залежи водогазовыми технологиями

Согласно промысловым данным отборы по периферийной залежи Подгорного участка Алексеевского месторождения с учетом внедрения системы ППД не показали требуемого уровня добычи нефти. Наличие локальных зон повышенной плотности запасов нефти и ухудшенная геолого-физическая характеристика требуют внедрения методов, позволяющих вовлечь в процесс дренирования застойные низкопроницаемые зоны коллектора (рисунок 3.3) [8, 20, 21]. Следовательно, было принято решение об изменении свойств вытесняющего агента воздействия на залежь путем перехода на ВГС. Так на всех нагнетательных скважинах с мая 2017 года начали закачивать в пласт ВГС в нестационарном режиме по технологии, представленной в работе [25]. На момент внедрения ВГС отбор от НИЗ составлял 62 %.

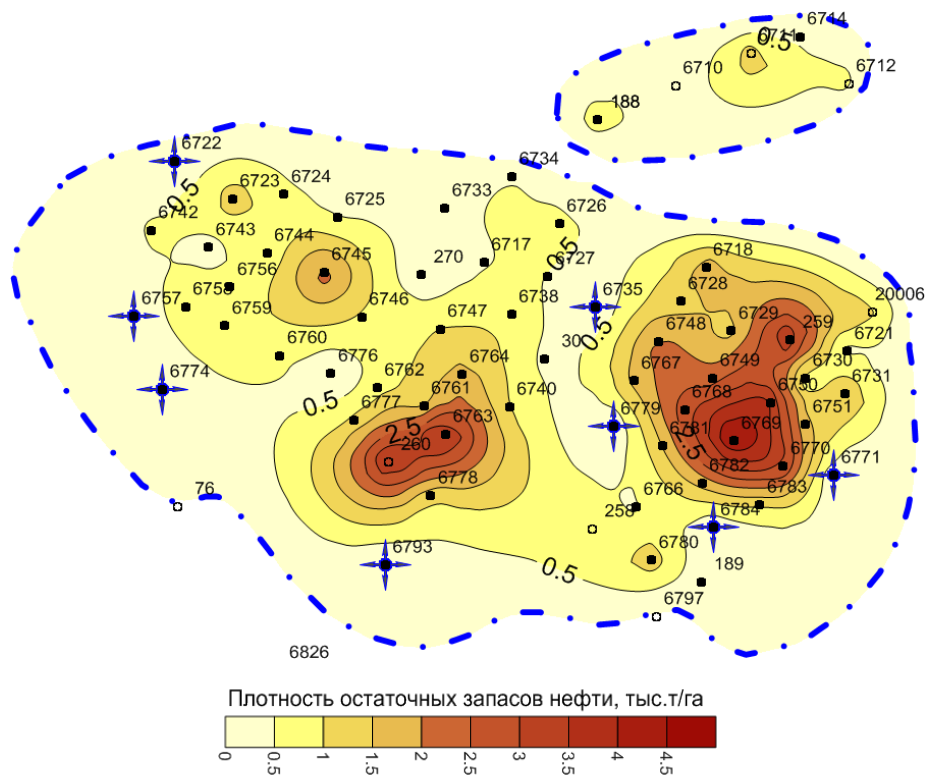


Рисунок 3.3 – Карта плотности остаточных запасов залежи нефти Подгорного участка

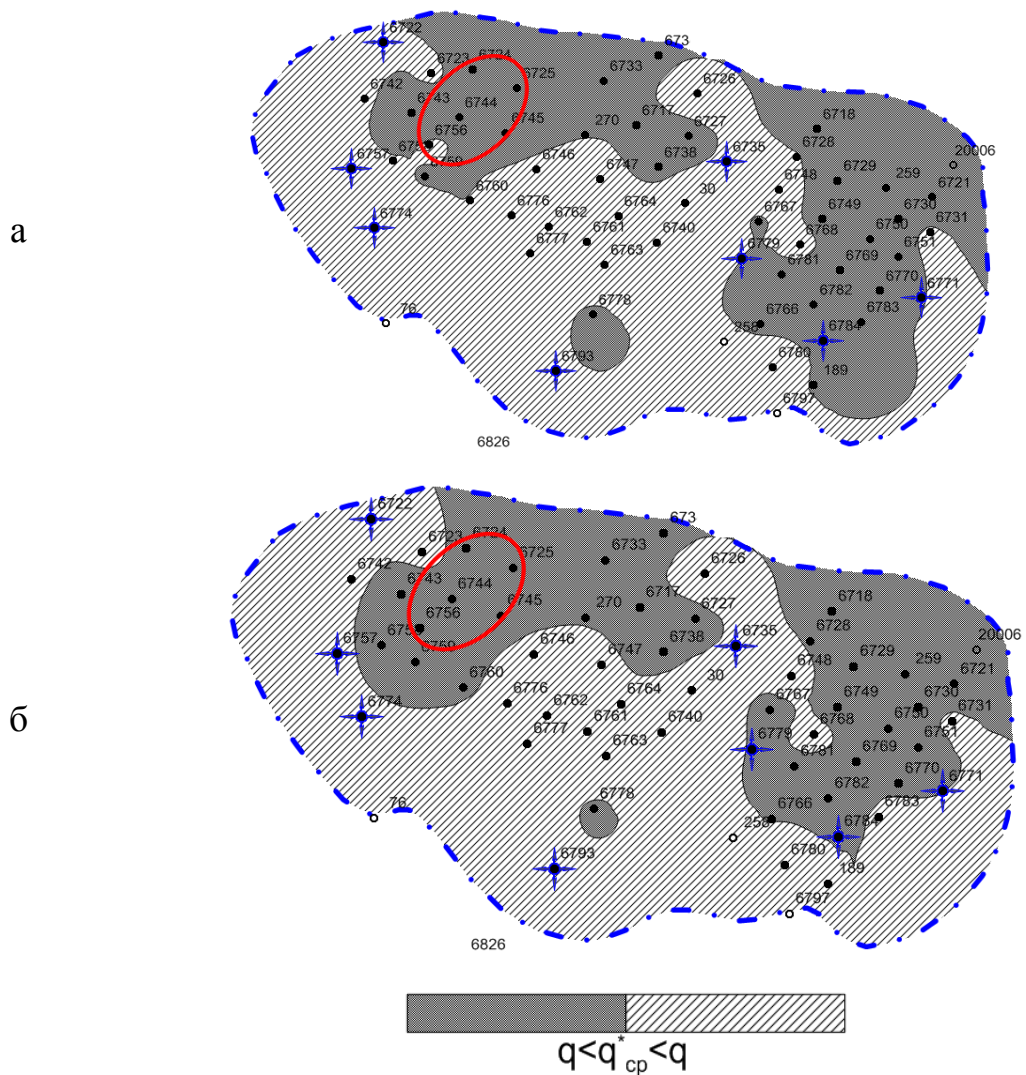
Как известно, основными параметрами нестационарного заводнения являются последовательность и периодичность (частота или продолжительность) изменения режима работы нагнетательных скважин. Так в пределах изучаемого объекта исследования в нагнетательные скважины попарно в течение двух недель подавалась ВГС. Затем в следующие две недели продавливалась оторочкой воды.

На рисунке 3.4 показано площадное распространение параметра среднего дебита скважин до и после внедрения ВГВ. На рисунке 3.4 (а) показано, что до внедрения водогазовой технологии часть добывающих скважин (приуроченных к зонам повышенной неоднородности) работала с дебитами по нефти ниже среднего. После организации ВГВ на залежи отмечаются изменения в режимах работы скважин второго ряда приконтурного заводнения (рисунок 3.4 (б)). По реагирующим скважинам разрезающего ряда (добывающим скважинам, реагирующим на закачку в нагнетательные скважины разрезающего ряда) также происходит увеличение отборов нефти. Закономерности изменения показателей разработки соответствуют условиям изменения, как отмечено и на других месторождениях [70, 71].

На рисунке 3.5 показана динамика средней добычи нефти и обводненности, приходящейся на одну добывающую реагирующую скважину приконтурного ряда системы ППД (добывающую скважину, реагирующую на закачку в нагнетательные скважины приконтурного ряда) в период внедрения ВГВ. По реагирующим скважинам первого ряда приконтурного ряда отмечается весьма быстрый отклик на начало внедрения ВГВ. Добыча нефти по данной группе скважин увеличивается как по первому, так и по второму ряду добывающих скважин через 2-3 месяца (рисунок 3.5(а)). Необходимо отметить значительный рост отборов по дальнему ряду, что свидетельствует на более полный охват воздействием в ходе закачки ВГС. Водогазовый метод в совокупности с нестационарным воздействием оказался достаточно



эффективным в условиях неоднородного коллектора, насыщенного нефтью повышенной вязкости [34].



$q_{cp}^*$  – средний дебит нефти по добывающим скважинам на данный этап разработки

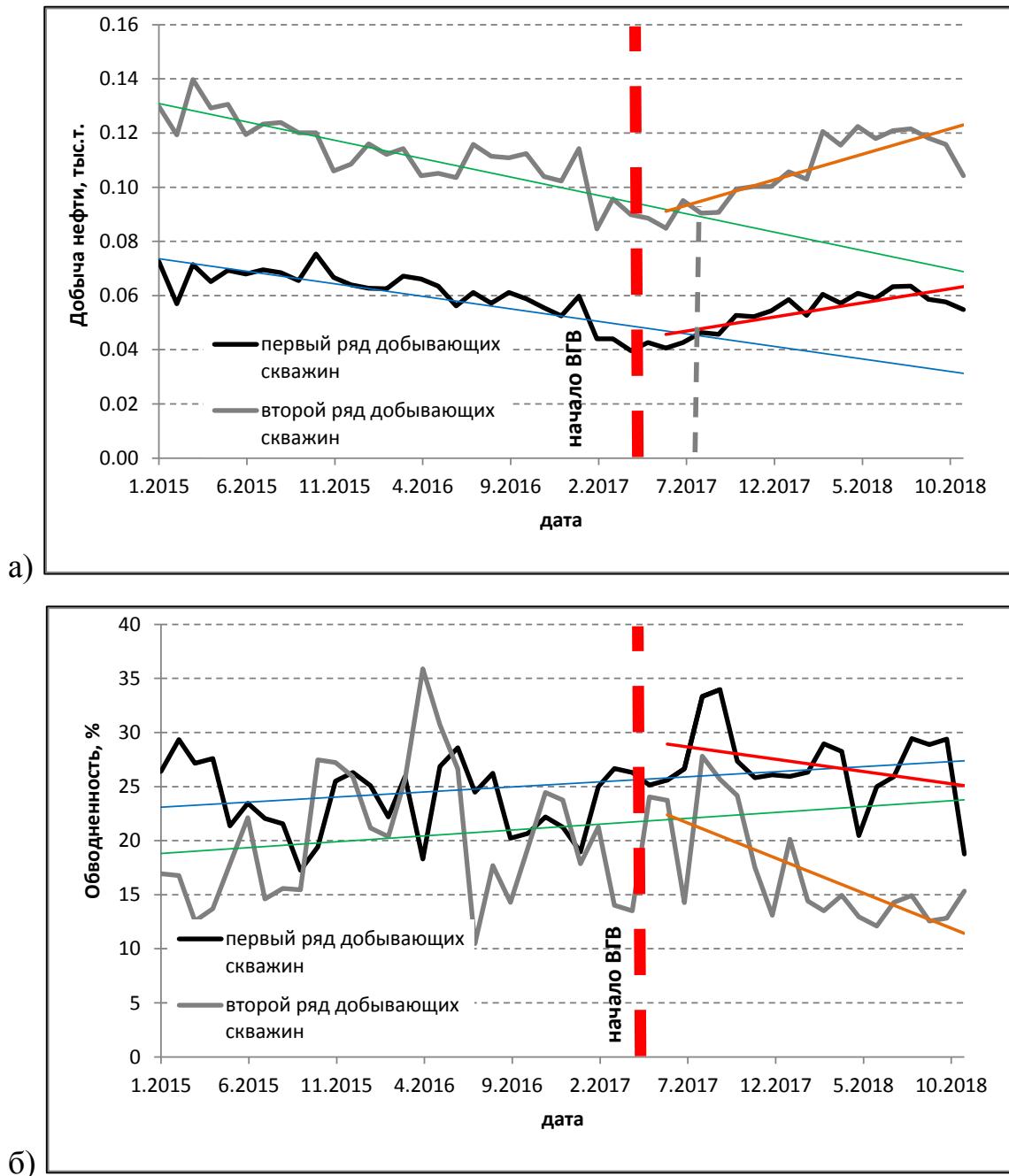
Рисунок 3.4 – Карта среднего дебита нефти добывающих скважин

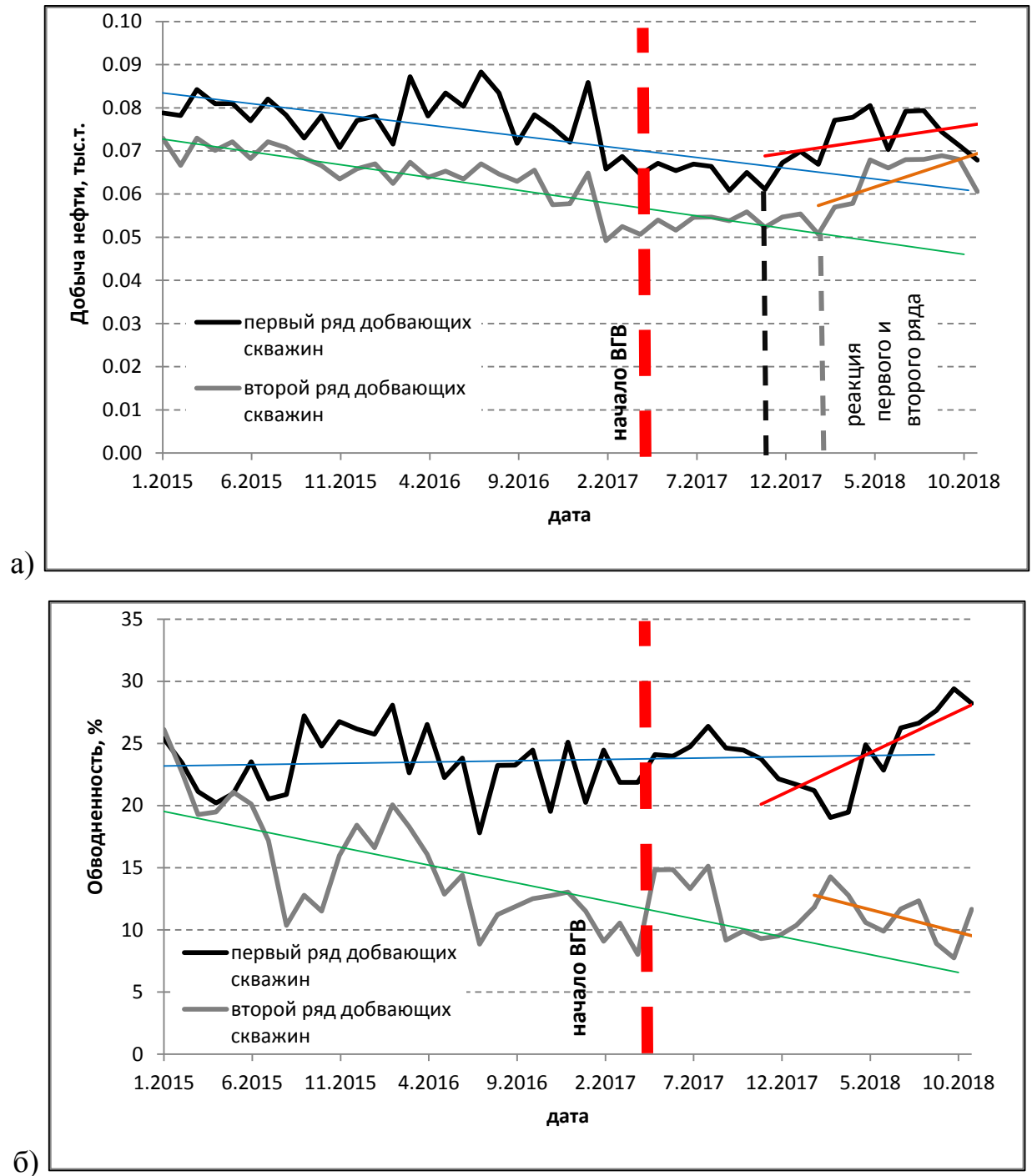
а) до ВГВ; б) после ВГВ

По рисунку 3.5 (б) видно, что наблюдается тенденция падения обводненности по реагирующим скважинам приконтурного ряда. Это связано с увеличением подвижности нефти и снижением подвижности воды после внедрения технологии ВГВ.

Эффект от ВГВ по реагирующим скважинам разрезающего ряда проявляется через семь месяцев от начала воздействия по первому ряду и через

девять месяцев – по второму ряду (рисунок 3.6 (а)). После организации ВГВ по скважинам второго ряда происходит снижение обводненности (рисунок 3.6 (б)). По первому ряду добывающих скважин спустя год от начала ВГВ отмечается равномерное нарастание водной фазы в добываемой продукции ввиду улучшенной гидродинамической связи с очагом закачки.





В отличие от классического заводнения преимуществом метода ВГВ на периферийной залежи является повышение степени взаимодействия системы



«нагнетательная скважина-пласт-добывающая скважина». Это подтверждается быстрым откликом реагирующих скважин второго ряда.

Таким образом, внедрение на рассматриваемой периферийной залежи технологии ВГВ в совокупности с нестационарными режимами воздействия позволило вовлечь в процесс дренирования низкопроницаемые зоны, активизировать запасы нефти, расположенных в отдаленных зонах.

Внедрение комплексной технологии вытеснения нефти из карбонатного коллектора, которая сочетает нагнетание воды и закачку оторочек ВГС в пласт в режиме нестационарного заводнения, позволяет увеличить отборы нефти на 12 %. Данный подход является одним из эффективных технологий выработки запасов из неоднородного карбонатного коллектора, что соответствует условиям залегания продуктивного пласта на Подгорном участке Алексеевского месторождения.

### **3.3 Локализация остаточных запасов с учетом зоны влияния и взаимовлияния нагнетательных скважин**

Построение карт текущих запасов объекта исследования выполнено с помощью методик и комплекса программ, описанных в работе [35]. Использование данных подходов позволило оценить распределение текущих (остаточных) извлекаемых запасов нефти по площади, выявить зоны и участки с пониженной выработкой и сформировать мероприятия по совершенствованию процесса разработки.

Для оценки взаимовлияния скважин и обоснования направления фильтрационных потоков использованы методики, показанные в работах [35, 82]. Подобные расчеты проведены по всем парам нагнетательных и соседних добывающих скважин в радиусе 500 м. Это позволило оценить связи между скважинами в пределах области закачки нагнетательных скважин и выявить приоритетные направления фильтрационных потоков пластовых флюидов в межскважинном пространстве.

На рисунке 3.7 представлена карта пластового давления Подгорного участка с нанесенными на них величинами параметра квадрата модуля когерентности (КМК) и направлениями влияния нагнетательных скважин на окружающие добывающие. По данным карты видна разнохарактерность степени влияния одной нагнетательной скважины на соседние добывающие скважины, что свидетельствует о неоднородности геологического строения. Преимущественная направленность не прослеживается, что говорит об индивидуальности каждого очага заводнения. Следовательно, должна проводиться подготовка и обработка с заданной планируемой приемистостью [72] и притоком из пласта [83] по отдельным скважинам.

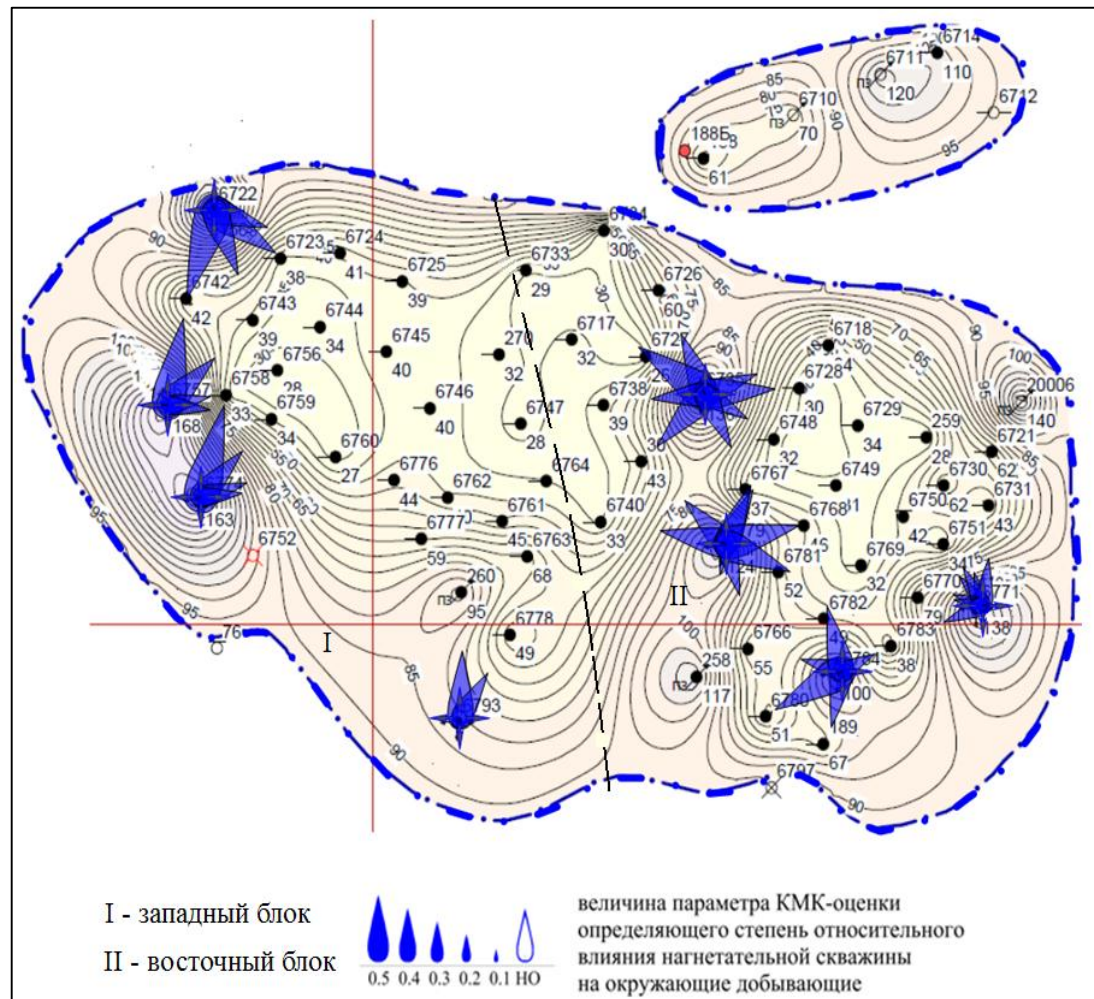


Рисунок 3.7 – Карта распределения пластового давления с результатами частотного анализа

Стоит отметить, что результаты исследований взаимодействия скважин имеют важное значение для планирования и применения технологий повышения нефтеотдачи пластов. Информация, полученная по результатам частотного анализа, будет полезной при подборе кандидатов для выравнивания профиля приемистости (ВПП).

Анализируя степень влияния нагнетательных скважин на добывающие, важно учитывать, что добывающие скважины могут находиться в зоне влияния одновременно нескольких нагнетательных скважин.

При этом, учитывая неоднородность геологического строения, влияние закачки в разной степени ощущается по скважинам первого и последующих рядов. Для добывающих скважин по результатам проведенного когерентного анализа была рассчитана степень отклика на закачку по одной или группе нагнетательных скважин, в соответствии с которой были выделены три категории закачки по степени активности системы ППД в зоне дренирования:

- высокая степень активности закачки (свыше 0.5 доли ед.);
- средняя степень активности закачки (от 0.1 до 0.5 доли ед.);
- низкая степень активности закачки (менее 0.1 доли ед.).

Площадное распространение параметра, характеризующего степень активности воздействия на пласт, представлено на рисунке 3.8.

Рисунок 3.8 показывает локальную активность системы ППД. В наибольшей степени влияния находятся реагирующие скважины по очагам закачки ВГС №№ 6722, 6757, 6735 и 6779. Низкая степень отклика характерна для добывающих скважин, приуроченных к очагу закачки № 6771. В качестве рекомендации отметим, что по данной нагнетательной скважине необходимо проведение промысловых исследований (снятие профиля приемистости).

Совмещение карты остаточных запасов нефти с областью низкой активности реализованной системы нагнетания в пласт ВГС и результатами когерентного анализа позволяет разбить остаточные запасы на три группы по площади периферийной залежи (рисунок 3.9).

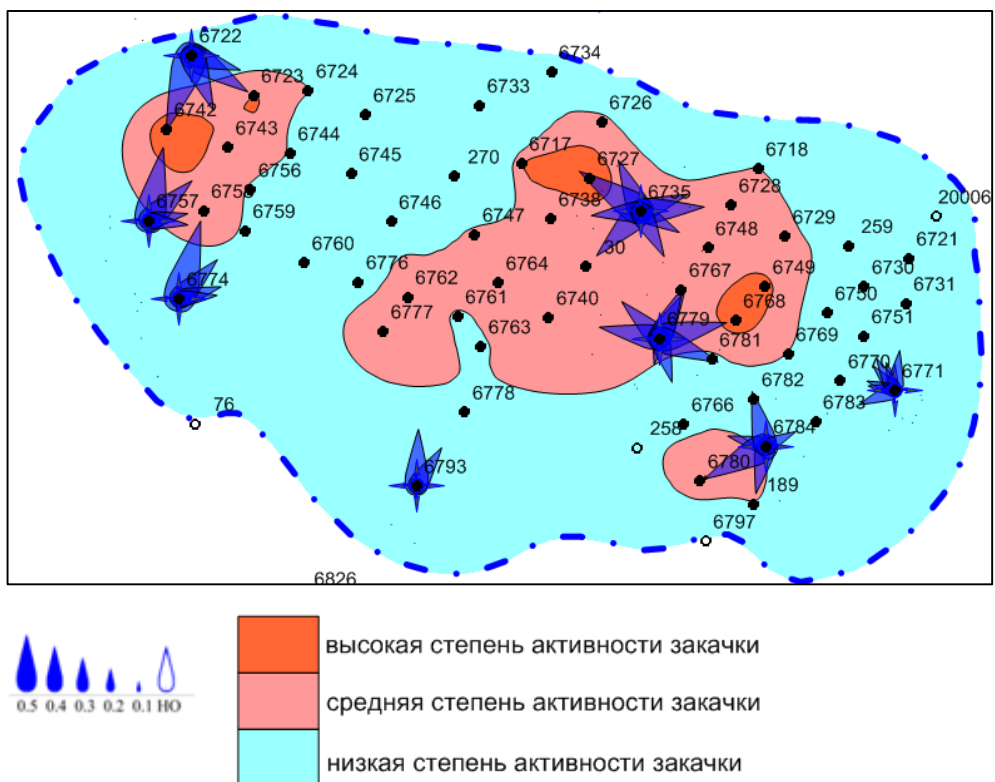


Рисунок 3.8 – Площадное распределение активности закачки на Подгорном участке

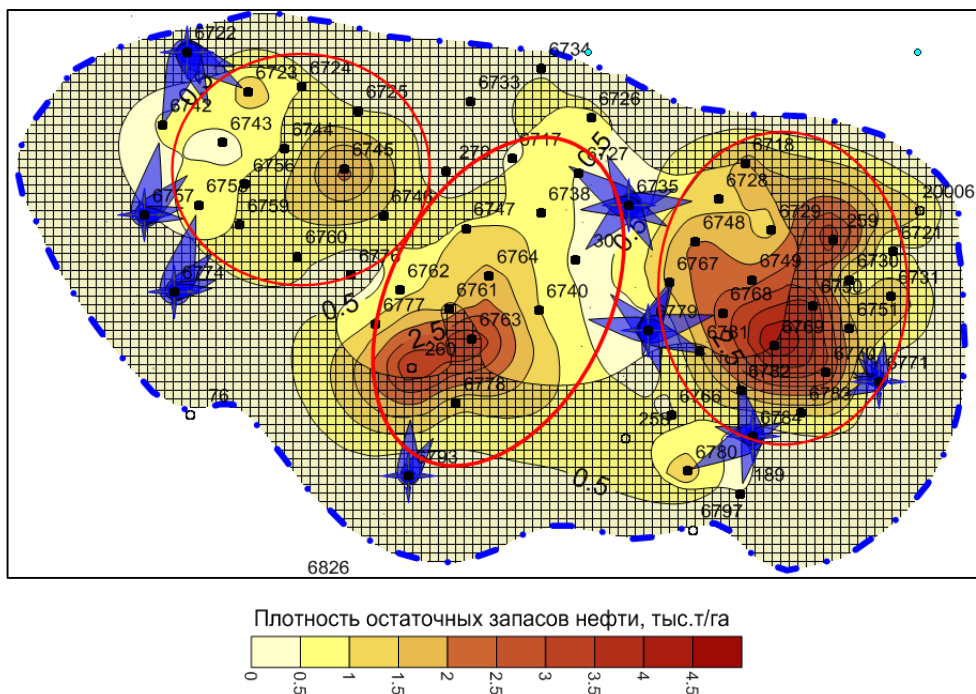


Рисунок 3.9 – Разбиение остаточных запасов нефти на зоны влияния и взаимовлияния по расположению нагнетательных скважин (заштрихованная область – зоны низкой активности системы ППД)

Первая группа (очаги закачки №№ 6722, 6757, 6774 – западная часть залежи) характеризуется средней величиной плотности запасов 1-1,5 тыс.т/га и низкой обводненностью скважин (рисунок 3.10). Как правило, эти зоны имеют ухудшенные значения пористости и проницаемости. В районе добывающей скважины № 6745 отмечается повышенная плотность запасов (2 тыс.т/га). Скважины, находящиеся на достаточном удалении от линии нагнетания, испытывают недостаток пластовой энергии, которую необходимо восполнить путем организации нового очага закачки. Ввиду повышенной неоднородности данного участка залежи создание дополнительной точки нагнетания приведет к вовлечению в разработку застойных зон пласта и интенсифицирует добычу по ближайшим скважинам.

Вторая группа (очаги закачки №№ 6793, 6735, 6779 – центральная часть залежи) характеризуется средней величиной плотности запасов 2-2,5 тыс.т/га. В районе добывающей скважины № 6763 отмечается повышенная плотность запасов (3,3 тыс.т/га). По первому ряду скважин № 6735 и 6779, приуроченных к очагам нагнетания, отмечается высокая степень взаимодействия со стороны закачки ВГС.

Стоит отметить наличие потенциала пластовой энергии в области очага нагнетания скважины № 6793, поскольку величина пластового давления превышает среднее пластовое давление в зонах отбора. Кроме того, по скважинам, приуроченным к локальным скоплениям остаточных запасов нефти, наблюдается высокая обводненность, что говорит о промывке высокопроницаемых пропластков и сосредоточении остаточных запасов в низкопроницаемых слоях коллектора.

Третья группа (очаги закачки скважин №№ 6735, 6779, 6784, 6771 – восточная часть залежи) характеризуется средней величиной плотности запасов 3-3,5 тыс.т/га. В районе добывающей скважины № 6769 отмечается повышенная плотность запасов (4,6 тыс.т/га). Эта группа скважин характеризуется максимальной величиной остаточных запасов, сосредоточенных в пластах Подгорного участка. Однако большинство

Рисунок 3.10 – Карта обводненности



### 3.4 Повышение охвата запасов нефти дренированием путем оптимизации выбора расположения нагнетательных скважин

Как показывает практика, потенциал по охвату запасов добывающими скважинами при развитой системе заводнения зависит от производительности нагнетательных скважин. При этом производительность зависит не только от объема закачиваемого агента, но и от различных геолого-технологических и техногенных факторов. К таким факторам можно отнести уход воды через нарушение эксплуатационной колонны, ухудшение фильтрационных характеристик в призабойной зоне добывающих скважин, появление трещин в призабойной зоне нагнетательных скважин и т.д. Для оценки эффективности работы нагнетательных скважин воспользуемся картами пластового давления (рисунок 3.11) и компенсацией отборов закачкой (рисунок 3.12).

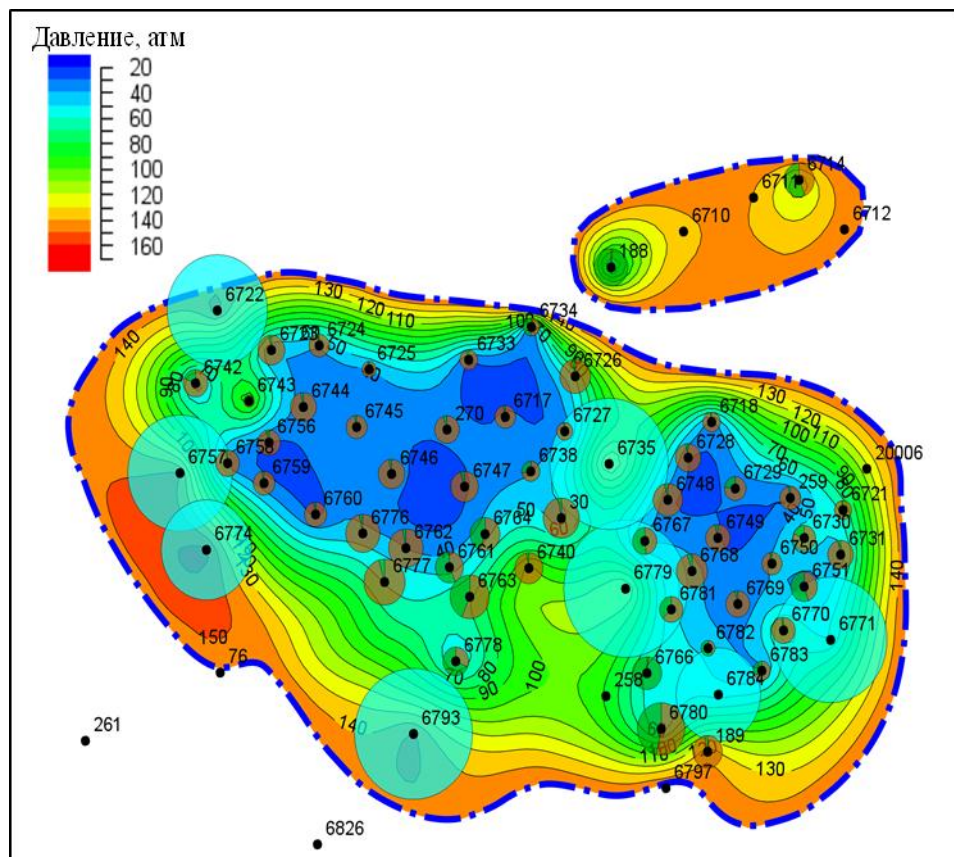


Рисунок 3.11 – Карта пластового давления

Рисунок 3.12 – Карты текущей и накопленной компенсации отборов закачкой



Из рисунка 3.12 видно, что добывающие скважины первого ряда находятся в зонах повышенной компенсации. Объем добываемой жидкости для этих скважин меньше объема закачки ВГС. Это свидетельствует о недостаточной эффективности и слабой производительности нагнетательных скважин. Добывающие скважины первого ряда находятся в зоне низкого пластового давления из-за слабой связи с нагнетательными скважинами (рисунок 3.11). Об этом также свидетельствуют технологические показатели их работы. Из динамики изменения обводненности видно, что добывающие скважины слабо реагируют на работу нагнетательных скважин.

Для скважин, находящихся в отдалении от нагнетательного ряда, характерна низкая величина компенсации отборов закачкой. Объем отбираемой жидкости в пластовых условиях превышает объем приходящейся на эту скважину закачки. Дисбаланс между объемами закачиваемого агента и добываемой жидкости между скважинами Подгорного участка Алексеевского месторождения приводит к тому, что часть скважин отрезана от источников пластовой энергии. Этот факт подтверждают данные о пластовом давлении. Кроме того, если анализировать динамику дебита жидкости нефтяных добывающих скважин, видно, что скважины второго и последующих рядов испытывают дефицит пластовой энергии и работают в режиме истощения. Дебиты жидкости постепенно снижаются (рисунок 3.13).

Для выработки оперативных мер по увеличению эффективности системы заводнения необходимо учитывать упругие свойства пластов Подгорного участка Алексеевского месторождения, с учетом которых была построена карта коррекции компенсации наложением полей накопленной и текущей компенсации друг на друга (рисунок 3.14). На карте коррекции компенсации выделяют зоны ее развития, которые условно можно разделить на четыре типа:

1. Зона нарастающей недокомпенсации.
2. Зона нарастающей перекомпенсации.
3. Зона восстановления компенсации.

## 4. Зона снижающейся перекомпенсации.

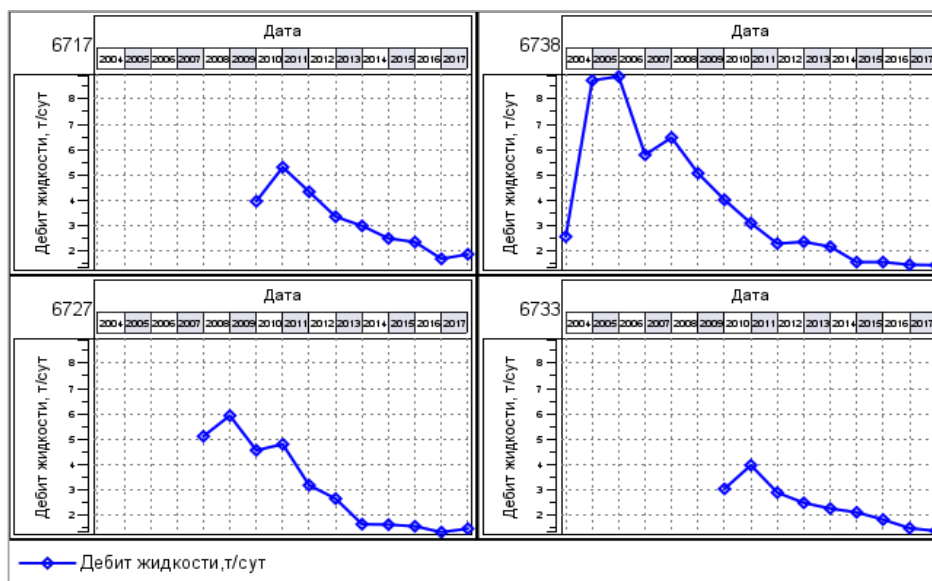


Рисунок 3.13 – Графики дебита жидкости по годам в скважинах №№ 6717, 6738, 6727, 6733

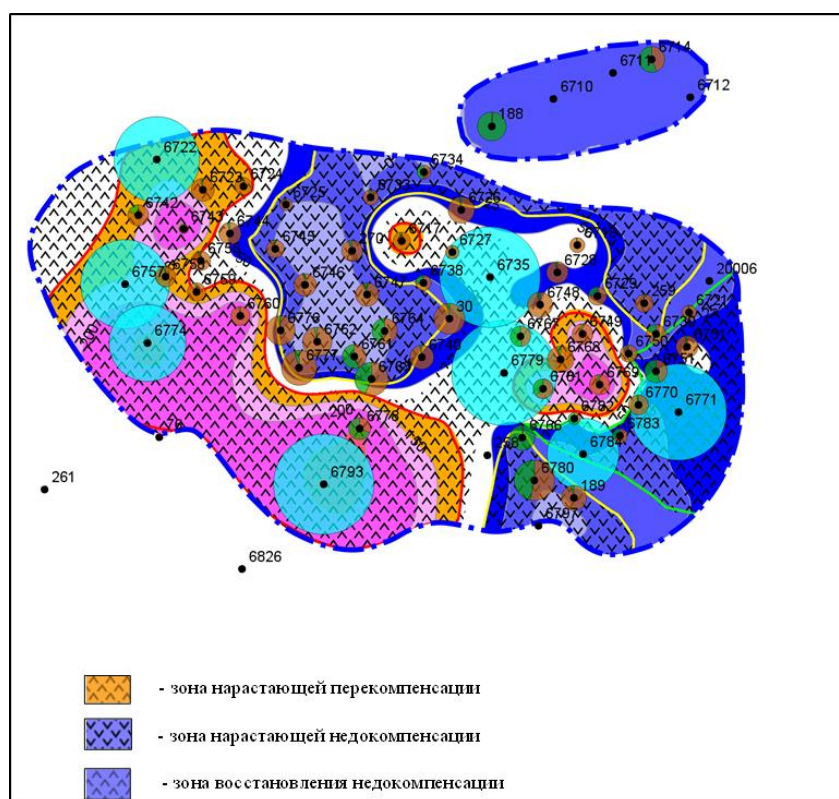


Рисунок 3.14 – Карта коррекции компенсации для Подгорного участка Алексеевского месторождения

На карте коррекции компенсации Подгорного участка можно выделить зоны первых трех типов. Зона снижающейся перекомпенсации отсутствует. Основные мероприятия по увеличению эффективности заводнения связаны в основном с зонами усугубления компенсации, то есть с зонами нарастающей недокомпенсации и перекомпенсации. Рекомендуемые мероприятия приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Рекомендуемые мероприятия по коррекции компенсации на Подгорном участке Алексеевского месторождения

Зона	Тип скважины	Скважины	Рекомендуемые мероприятия
нарастающая перекомпенсация	нагнетательная	6774, 6793, 6757, 6722	снижение объемов закачки, перевод на циклическое заводнение, выравнивание профиля приемистости
нарастающая перекомпенсация	добывающая	6760, 6778, 6759, 6758, 6742, 6723, 6781, 6768, 6749, 6769	увеличение отборов жидкости, интенсификация притока
падающая недокомпенсация	нагнетательная	6735	увеличение объемов закачки, ОПЗ
падающая недокомпенсация	добывающая	6777, 6776, 6762, 6761, 6763, 6764, 6746, 6747, 270, 6725, 6733, 6734, 259, 6730, 189, 6780, 6766, 6729	перевод скважины в циклическую работу, перевод скважины в нагнетание

Добывающие скважины, находящиеся в зоне падающей недокомпенсации, также находятся в зоне низкого пластового давления. Вследствие этого снижается дебит жидкости и, соответственно, уменьшается охват дренированием запасов нефти. Для увеличения охвата необходимо

выравнивание поля компенсации путем создания дополнительных очагов заводнения или проведения гидроразрыва пласта (ГРП). В данном случае эта задача решается вводом новых нагнетательных скважин или переводом в нагнетательный фонд добывающих скважин.

Анализ потерь/прироста нефти (таблица 3.3) показал, что из всех кандидатов четыре скважины (№№189, 270, 6762, 6776) имеют прирост дебита нефти. Переводить их не рекомендуется. В остальных случаях все скважины, за исключением №№ 6780, 6766, имеют потери за счет снижения пластового давления. Это подтверждает правильность приведенного выше анализа.

Таблица 3.3 – Анализ прироста и потерь дебита нефти для скважин, находящихся в зоне нарастающей недокомпенсации

Скважина	Потери нефти, т/сут	Потери нефти по обв., т/сут	Потери нефти за счет пониж. Рпл., т/сут	Прирост нефти, т/сут	Прирост нефти за счет сниж. обв., т/сут	Прирост нефти за счет повыш. Рпл., т/сут
6780	-1.52	-1.52				
6763	-1.41	-0.53	-0.88			
6761	-1.26	-0.54	-0.72			
6777	-1.21	0.58	-1.79			
6766	-1.07	-1.04	-0.03			
6764	-0.9	-0.33	-0.57			
6734	-0.88	-0.35	-0.54			
6747	-0.8	0.24	-1.04			
6733	-0.77	0.02	-0.79			
6725	-0.65	0.07	-0.72			
6746	-0.51	0.64	-1.15			
6730	-0.27	0.1	-0.37			
259	-0.24	0.05	-0.29			
6729	-0.03		-0.03			
189				1.36	1.36	
270				0.26	0.26	
6762				0.41	0.41	
6776				0.59	0.47	0.12
Итого	-11.52	-2.61	-8.92	2.62	2.5	0.12

Анализ источников обводнения рассматриваемых скважин показал, что скважины обводняются за счет пластовой воды. Показатель обводненности у них невысокий. Поэтому ключевым критерием при выборе скважин под перевод являлся дебит нефти и наличие извлекаемых запасов на участке работы потенциальной нагнетательной скважины. В следующей таблице 3.4 приведены текущие технологические показатели скважин, имеющих отрицательный прирост по дебиту нефти. Показатели в таблице ранжированы по порядку возрастания дебита нефти. В качестве скважин-кандидатов для перевода были выбраны добывающие скважины, дебит которых на 50 % ниже среднего значения (2 т/сут) по залежи. Этому критерию удовлетворяют скважины №№ 6734, 6725, 6733, 6730, 6729, 259, 6761.

Таблица 3.4 – Текущие технологические показатели скважин-кандидатов для перевода под закачку

Скважина	Добыча нефти, т	Дебит нефти, т/сут	Нак. добыча нефти, тыс. т	Добыча воды, т	Дебит воды, т/сут	Добыча жидкости, т	Дебит жидкости, т/сут	Обв., %
6734	18.0	0.60	6.15	17.0	0.57	35.0	1.17	48.57
6725	25.0	0.83	15.99	1.0	0.03	26.0	0.87	3.85
6733	39.0	1.30	6.56	2.0	0.07	41.0	1.37	4.88
6730	54.0	1.80	12.97	13.0	0.43	67.0	2.23	19.40
6729	46.0	1.53	13.80	14.0	0.47	60.0	2.00	23.33
6761	44.0	1.47	27.60	58.0	1.93	102.0	3.40	56.90
259	55.0	1.83	51.63	2.0	0.07	57.0	1.90	3.51
6764	64.0	2.13	27.37	51.0	1.70	115.0	3.83	44.35
6746	88.0	2.93	31.62	3.0	0.10	91.0	3.03	3.30
6747	93.0	3.10	27.05	5.0	0.17	98.0	3.27	5.10
6763	113.0	3.77	33.33	87.0	2.90	200.0	6.67	43.5

На рисунке 3.15 приведены карты плотности извлекаемых запасов. Из данного рисунка видно, что вышеприведенные скважины локализованы на трех участках рассматриваемой залежи. Для северного участка наиболее подходящим объектом для перевода является скважина № 6725, так как

наиболее близко расположена к скважинам, находящимся в зоне средней плотности запасов.

На восточном участке вместо скважины № 259 рекомендуется перевести скважину № 6729. Скважины сопоставимы по дебитам нефти и жидкости, но скважина № 6729 находится в менее плотном участке извлекаемых запасов. На третьем центральном участке находится одна скважина для перевода – № 6761.

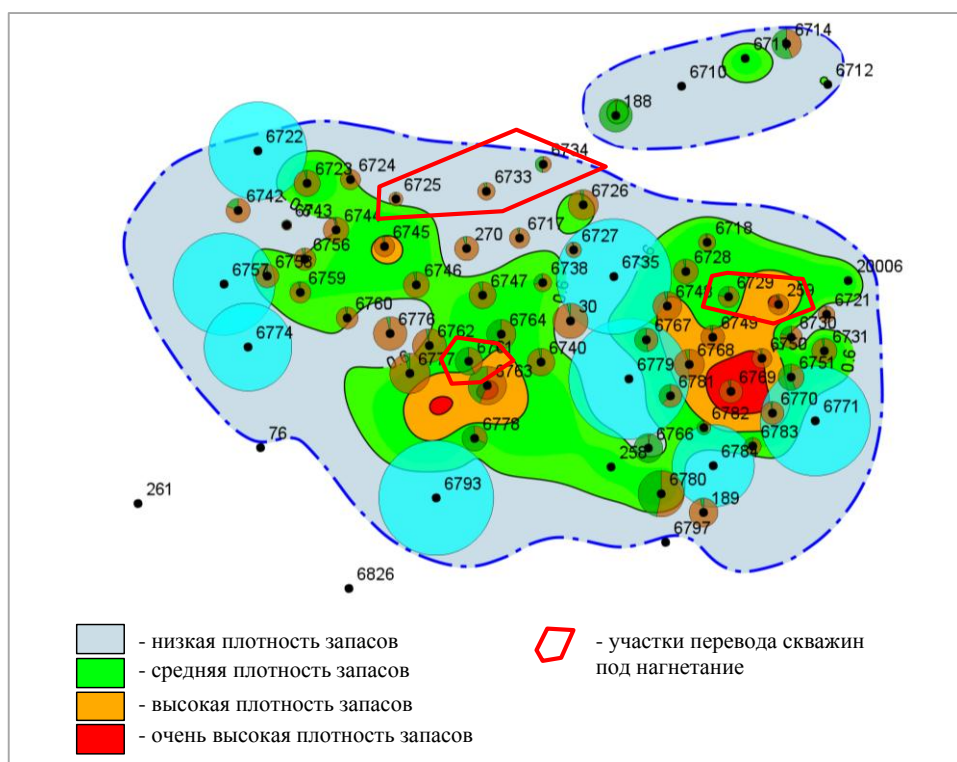


Рисунок 3.15 – Карты плотности извлекаемых запасов

Таким образом, на основе карт текущих извлекаемых запасов, данных о потерях/приросте дебита нефти и текущих технологических показателях работы скважин, находящихся в зоне нарастающей недокомпенсации, показаны методические приемы оптимизации выработки запасов нефти и активизации заводнения для полноты вытеснения нефти.

### **3.5 Фильтрационные исследования и оценка оптимальных коэффициентов вытеснения нефти**

#### **3.5.1 Лабораторные исследования по вытеснению нефти водой и водогазовым воздействием из карбонатных коллекторов турнейского яруса Алексеевского месторождения**

С целью определения среднего коэффициента вытеснения нефтью ВГС из пластов турнейского яруса Алексеевского месторождения были проведены экспериментальные исследования. Средняя проницаемость образцов керна изменялась от 0,120 до 0,292 мкм<sup>2</sup>. Соотношение газа к ВГС принималось равно 0,375 д.ед.

Как показывает практика, одним из способов увеличения коэффициента вытеснения являются технологические изменения объема в ВГС и состава газа. Говоря об эффективности технологии ВГВ наиболее доступными технологическими мероприятиями являются регулирования подачи объема газа и его состава. Так, в пределах Алексеевского месторождения на смесительную бустерную установку газ подается комбинированным способом: с I и II ступени сепарации или только с I ступени (при этом газ со II ступени используется в технологических целях).

Рассмотрим более подробно вопрос изменения состава газа, который подается на бустерную установку и затем закачивается в пласт в виде ВГС. Как правило, коэффициент вытеснения нефти изменяется от соотношения подачи ВГС и состава газа. В таблицах 3.5-3.6 приведены составы газа I (условно «сухой») и II (условно «жирный») ступени сепарации. Из данных таблиц видно, что состав газа от «сухого» к «жирному» изменяется в сторону резкого повышения плотности от содержания этана, пропана и высших углеводородов. Концентрация массового пропана с 133,7 г/м<sup>3</sup> увеличилась до 525 г/м<sup>3</sup>, что указывает на рост коэффициента вытеснения за счет растворения и отмыва более плотной и вязкой нефти. Это подтверждается ростом добычи в добывающих скважинах (рисунок 3.17).

Обработка экспериментальных данных по коэффициенту вытеснения с вводом «жирного» газа в составе ВГС для периферийной залежи Подгорного участка имеет вид, приведенный на рисунке 3.16.

В зоне 1 идет нагнетание «сухого» газа в составе ВГС. При этом в интервале  $A-A_1$  наблюдается рост значения коэффициента вытеснения при прокачке 6,5-7,5 поровых объемов. Далее в зоне  $B-B_1$  закачивался «сухой» газ с вводом оторочки «жирного» газа по 0,5 поровых объемов. Стоит отметить, что реакция вводимых реагентов на коэффициент вытеснения идет с некоторым запаздыванием. В результате чего в зоне 3 наблюдается прирост коэффициента вытеснения с последующей стабилизацией до условно стационарного режима. Чередование закачки оторочки ВГС «сухого» газа с «жирным» позволяет ослабить влияние асфальто-смоло-парафиновых отложений (за счет растворения во фракции «жирного» газа). Из рисунка 3.16 видно, в зоне 3 с вводом «жирного» газа коэффициент вытеснения увеличивается на 4 %. Данный факт косвенно подтвердился на практике в виде увеличения добычи нефти (рисунок 3.17).

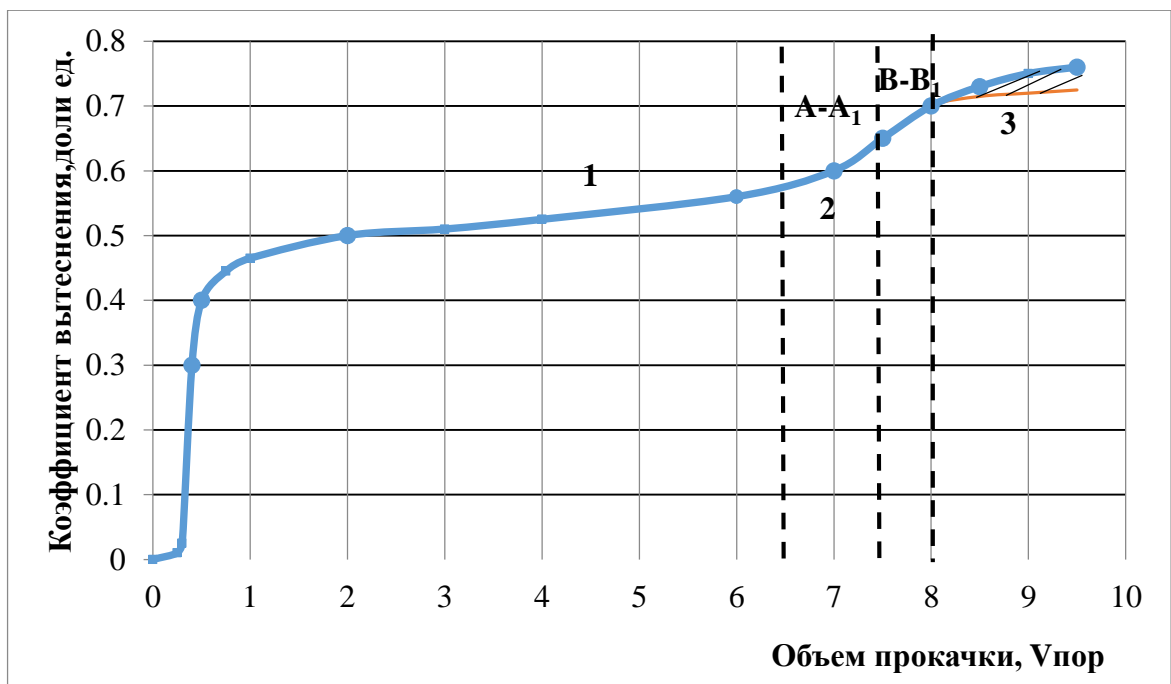


Рисунок 3.16 – Динамика изменения коэффициента вытеснения с вводом «сухого» и «жирного» газа



Таблица 3.5 – Состав газа с первой ступени сепарации

№ п/ п	Наименование компонента	Концентрация молярная % мол. $X \pm \Delta$ $n=2, P=0,95$	Пересчет среднего значения $X$		
			Концентраци я объемная % об.	Концентраци я массовая % вес	Концентраци я массовая г/м <sup>3</sup>
1	Диоксид углерода	$2,638 \pm 0,18$	2,636	4,592	48,24
2	Кислород	$0,06935 \pm 0,017$	0,06961	0,08777	0,9263
3	Азот	$28,81 \pm 1,9$	28,93	31,92	337
4	Этан	$11,59 \pm 0,8$	11,55	13,78	144,4
5	Метан	$45,83 \pm 3$	45,95	29,08	306,5
6	Пропан	$7,379 \pm 0,5$	7,289	12,87	133,7
7	и-Бутан	менее 1	менее 1,0	менее 1,0	-
8	н-Бутан	$1,329 \pm 0,09$	1,292	3,054	31,23
9	и-Пентан	$0,3013 \pm 0,04$	0,2885	0,86	8,655
10	н-Пентан	$0,161 \pm 0,02$	0,1528	0,4595	4,586
11	н-Гексан	$0,1441 \pm 0,018$	0,1331	0,4913	4,768
12	Вода	$0,3795 \pm 0,048$	0,369	0,2704	2,719
13	Сульфид водорода	$0,6606 \pm 0,08$	0,6569	0,8906	9,311

Таблица 3.6 – Состав газа со второй ступени сепарации

№ п/ п	Наименование компонента	Концентра ция молярная % мол. $X \pm \Delta$ $n=2, P=0,95$	Пересчет среднего значения $X$		
			Концентрация объемная % об.	Концентрация массовая % вес	Концентрация массовая г/м <sup>3</sup>
1	Кислород	$0,015 \pm 0,004$	0,015	0,012	0,2
2	Азот	$9,8 \pm 0,7$	10	6,9	116
3	Диоксид углерода	$1,6 \pm 0,11$	1,62	1,78	29,7
4	Метан	$18,8 \pm 1,3$	19,1	7,6	127
5	Этан	$14,4 \pm 1$	14,6	10,9	182
6	Пропан	$28,6 \pm 1,9$	28,6	31,8	525
7	и-Бутан	$4,9 \pm 0,3$	4,8	7,1	116
8	н-Бутан	$11,6 \pm 0,8$	11,4	16,9	275
9	и-Пентан	$3,7 \pm 0,25$	3,58	6,7	107
10	н-Пентан	$2,46 \pm 0,17$	2,37	4,5	71
11	Гексан	$1,86 \pm 0,13$	1,74	4	62
12	Вода	$0,62 \pm 0,08$	0,6	0,28	4,5
13	Сульфид водорода	$1,64 \pm 0,11$	1,66	1,41	23,5

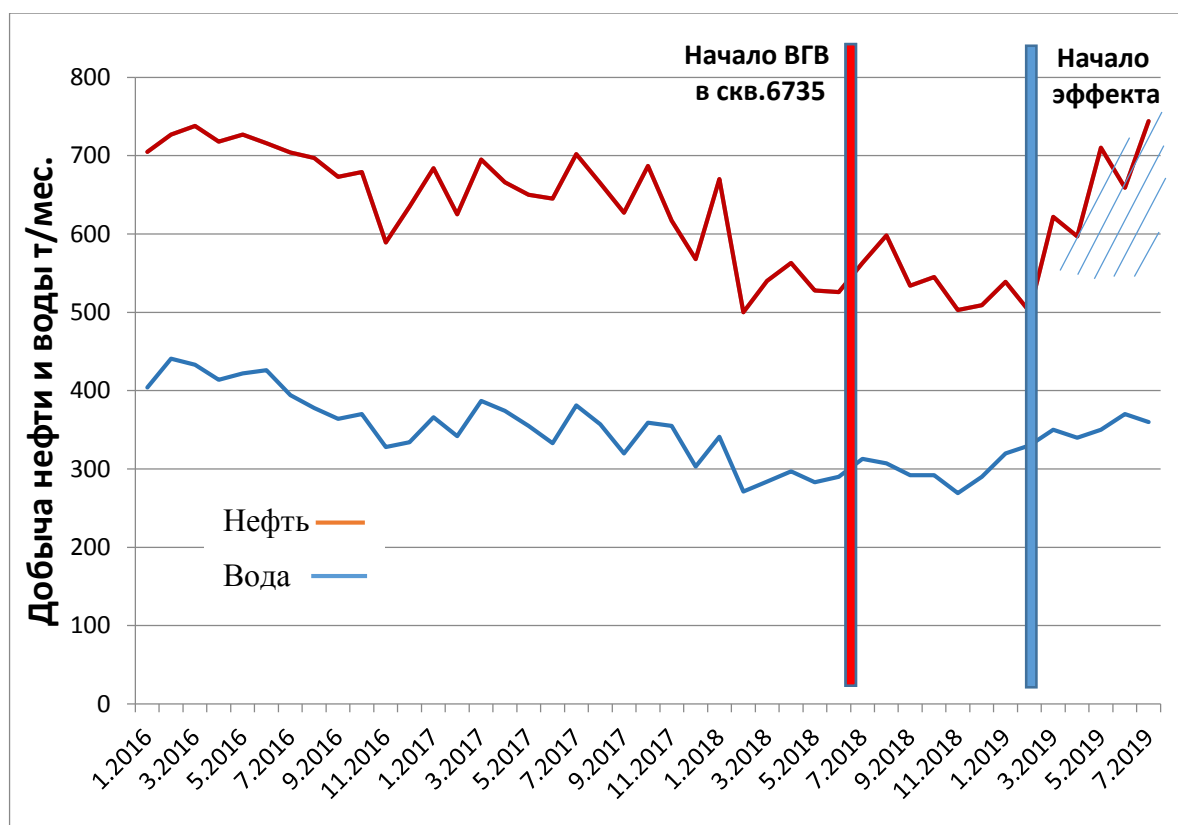


Рисунок 3.17 – Добыча нефти и воды по реагирующим скважинам

Следует отметить положительное влияние подачи переменных оторочек ВГС согласно данным изменения дебитов по нефти и воде. При этом приток воды снижается, а дебит нефти растет за счет увеличения притока из низкопроницаемых пластов. Опытным путем установлено, что период чередования подачи «сухого» и «жирного» газа составил в среднем 23 дня. При этом поддерживается начальное соотношение газа и водной фазы от 1:5 до 1:10.

### 3.5.2 Определение фактического коэффициента вытеснения по данным эксплуатации залежи нефти Подгорного участка Алексеевского месторождения

Определение коэффициента вытеснения нефти водой производят согласно отраслевому стандарту ОСТ 39-195-86 «Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях». Процедура

является стандартной и обязательной при составлении проектной документации на разработку залежи (месторождения). Однако, как показывает опыт проектирования разработки нефтяных месторождений, проведение лабораторных исследований по определению коэффициента вытеснения зачастую отсутствует в силу ряда причин. При этом в качестве коэффициента вытеснения в проектной документации принимаются либо данные многолетней давности (иногда недостаточно достоверные ввиду непредставительности исследуемой выборки), либо данные по объектам-аналогам [35]. При этом самыми определяющими параметрами являются нефтенасыщенность (начальная и остаточная) для любого объекта и фазовые проницаемости [42, 49, 78, 92].

Воспользуемся экспресс-методом по определению коэффициента вытеснения по данным истории эксплуатации залежи. Отметим, что данный метод не заменяет лабораторные исследования по определению коэффициента вытеснения на кернах нефтяных залежей. Он всего лишь дополняет их и (или) может служить в качестве аналитического метода уточнения коэффициента вытеснения с учетом выявленных особенностей разработки пласта.

Метод фильтрационных параметров для расчета технологических показателей разработки по скважинам с использованием промысловых данных предложен в работах [12, 35].

При расчетах используется известная аналитическая зависимость величины насыщенности от координат и объема добытой жидкости [12]:

$$Z = \left( \frac{c\mu_0 V_n}{Q_{жс}} \right)^\lambda, \quad (3.1)$$

где  $Z$  – насыщенность подвижной нефтью за фронтом вытеснения;

$V_n$  – дренируемый объем порового пространства,  $\text{м}^3$ ;

$\mu_0$  – отношение вязкостей нефти и воды;

$Q_{жс}$  – объем добытой жидкости,  $\text{м}^3$ ;

$c, \lambda$  – фильтрационные параметры, комплексно отражающие пластовые условия процесса вытеснения.

По скважинам строится зависимость накопленной добычи нефти от объема отобранной жидкости [69, 79].

Имея зависимость фактических значений накопленной добычи нефти от объема добытой жидкости, в трех характерных точках в водный период эксплуатации по выражению

$$\frac{Q_{n2} - Q_{n1}}{Q_{n3} - Q_{n2}} = \frac{\left(\frac{Q_{ж2}}{Q_{ж1}}\right)^{\lambda} - 1}{1 - \left(\frac{Q_{ж2}}{Q_{ж3}}\right)^{\lambda}}, \quad (3.2)$$

однозначно определяется методом итерации параметр  $\lambda$  при условии

$$\lg \frac{Q_{ж2}}{Q_{ж1}} < \left| \lg \frac{Q_{ж2}}{Q_{ж3}} \right|. \quad (3.3)$$

Дренируемый скважиной (участком) объем пор определяется по формуле

$$V_n = \frac{Q_{n3} Q_{ж3}^{\lambda} - Q_{n1} Q_{ж1}^{\lambda}}{K_v (Q_{ж3}^{\lambda} - Q_{ж1}^{\lambda})}, \quad (3.4)$$

где  $K_v$  – коэффициент вытеснения водой нефти. С другой стороны, дренируемый объем пор связан с объемом дренируемых начальных подвижных запасов нефти  $Q_{н.подв}$  (в тоннах) следующей формулой:

$$V_n = Q_{н.подв} / \rho_n, \quad (3.5)$$

где  $\rho_n$  – плотность нефти, т/м<sup>3</sup>.

Подвижные запасы нефти (в тоннах) определяются по методике, разработанной в работе [35]. После чего из (3.4-3.5) определяется коэффициент вытеснения.

Для проверки полученных результатов рассчитывается комплексный параметр  $c \cdot \mu_0$ , учитывающий условия пласта в процессе вытеснения, по формуле:

$$c \cdot \mu_0 = \left[ \frac{K_{\epsilon} (\lambda + 1) (Q_{н3} - Q_{н1})}{Q_{н3} Q_{ж3}^{\lambda} - Q_{н1} Q_{ж1}^{\lambda}} \right]^{1/\lambda} \frac{Q_{ж1} Q_{ж3}}{V_n}. \quad (3.6)$$

После определения величин  $\lambda$ ,  $c$ ,  $\mu_0$ ,  $V_n$  по скважинам (участкам) проверяют совпадение фактических и расчетных кривых по зависимости

$$Q_n^t = \left( K_{\epsilon} - \frac{Z}{\lambda + 1} \right) \cdot V_n \quad (3.7)$$

Полученные данные и зависимости позволяют построить карту коэффициента вытеснения (рисунок 3.18).

С учетом приведенных рекомендаций и реализации ВГВ на Подгорном участке имеют место локальные изменения коэффициента вытеснения, представленные на рисунке 3.19.

Однако, как показывает представленная карта, центральная часть образовавшегося в результате разрезания линией нагнетания блока периферийной залежи и локальная зона в районе скважин №№ 6730 и 6721 характеризуются низкими значениями коэффициента вытеснения (выделены желтой штрих-линией). С целью повышения коэффициента вытеснения и конечной нефтеотдачи пласта рекомендуется организация новых очагов закачки ВГС.

По результатам всех проведенных исследований сформирован комплекс первоочередных мероприятий, представленный в таблицах 3.7 и 3.8 и на рисунке 3.20, с учетом построенных карт остаточных запасов [56], застойных зон и низкопродуктивных областей дренирования [63].

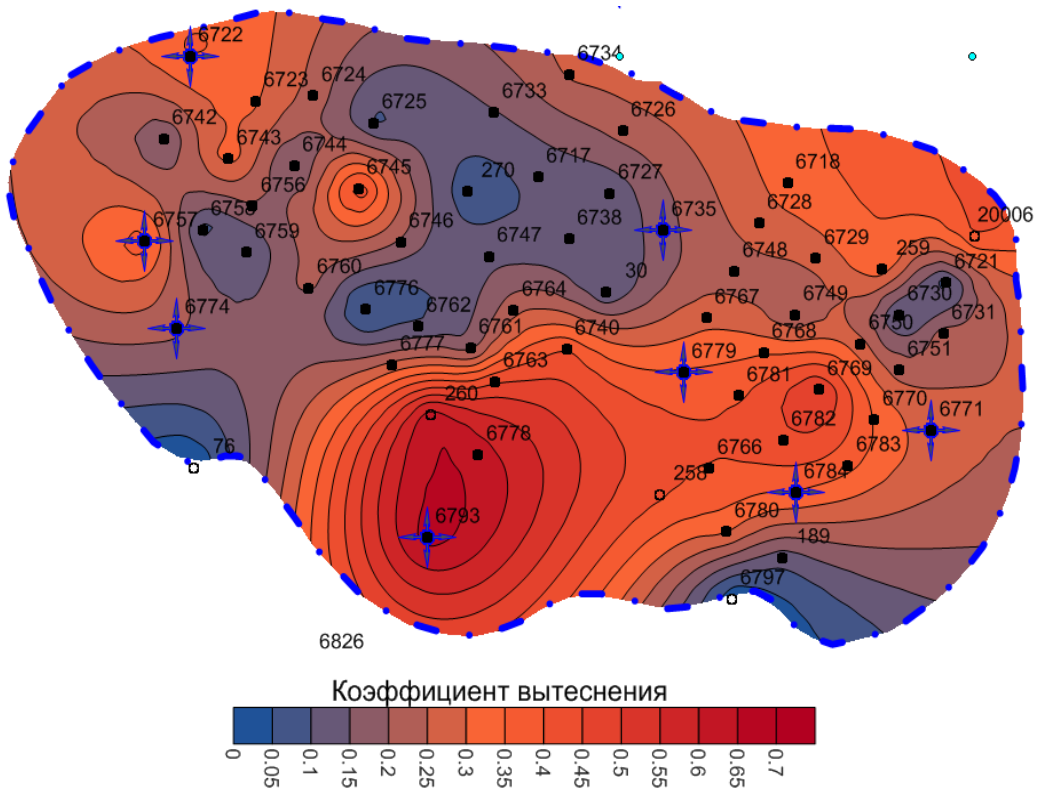


Рисунок 3.18 – Карта коэффициента вытеснения нефти водой основной залежи Подгорного участка

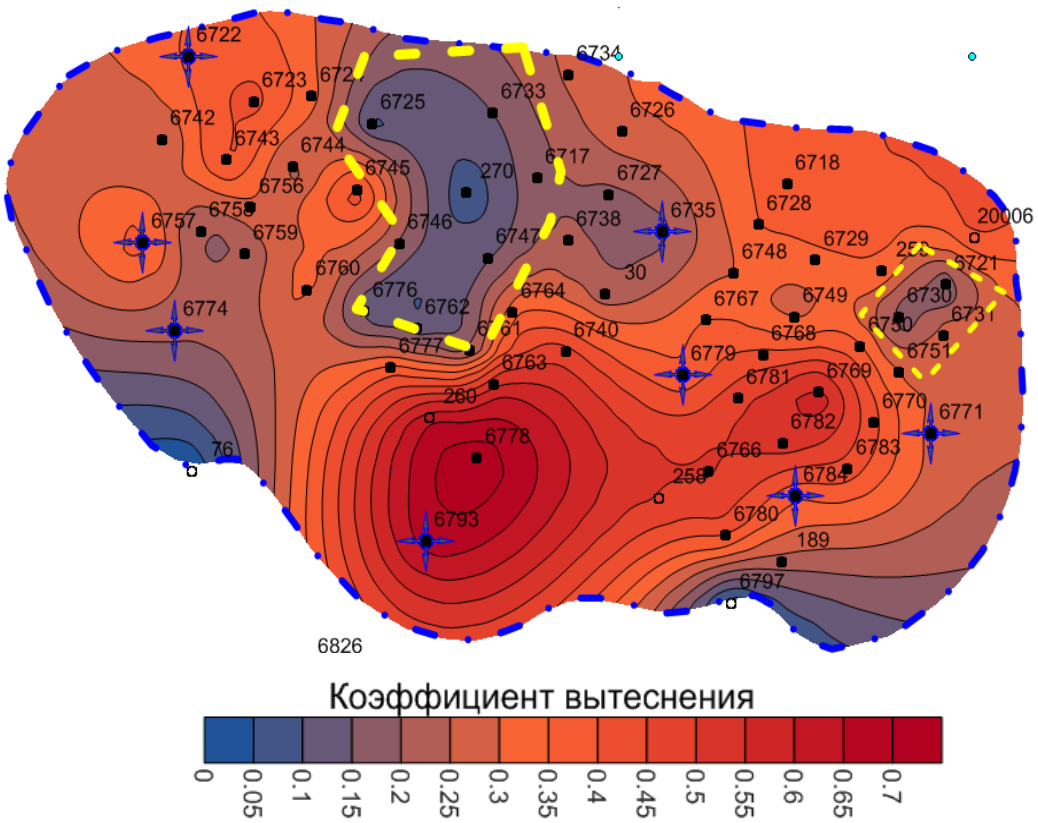


Рисунок 3.19 – Карта коэффициента вытеснения нефти ВГС

Таблица 3.7 – Сводная таблица рекомендуемых геолого-технических мероприятий по добывающему фонду скважин  
Подгорного участка

Скв.	Текущие показатели эксплуатации скважины			Коэффициент продуктивности, т/сут*0,1МПа	Плотность остаточных извлекаемых запасов, тыс.т/га	Направление и цели планируемых работ	Рекомендуемое геолого-техническое мероприятие
	Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости м³/сут	Обводненность, %				
6759	2,1	2,4	2	0,40	0.947	Восстановление и повышение фильтрационных характеристик ПЗП	ОПЗ
6745	1,83	2,1	2	0,12	2.319	Восстановление и повышение фильтрационных характеристик ПЗП	ОПЗ
6781	1,8	2,7	25	0,23	1.472	Повышение нефтеотдачи, вовлечение запасов низкопроницаемых зон пласта	ОПЗ
6718	1,66	1,9	2	0,27	1.877	Повышение нефтеотдачи, вовлечение запасов низкопроницаемых зон пласта	ОПЗ
6738	1,1	1,5	18	0,10	0,900	Восстановление и повышение фильтрационных характеристик ПЗП	ОПЗ
6750	1,89	2,2	2	0,37	3.523	Восстановление и повышение фильтрационных характеристик ПЗП	ОПЗ
6751	1,25	2,8	50	0,47	1,557	Предупреждение (предотвращение) обводнения скважины	ПГИ, ВИР
6725	0,96	1,1	2	0,12	0,420	Поддержание пластового давления, увеличение охвата воздействием	ППН (ВГВ)
6729	1,67	2,2	15	0,17	1,281	Поддержание пластового давления, увеличение охвата воздействием	ППН (ВГВ)
6761	1,68	3,3	43	0,22	1,348	Поддержание пластового давления, увеличение охвата воздействием	ППН (ВГВ)

Таблица 3.8 – Сводная таблица рекомендуемых геолого-технических мероприятий по нагнетательному фонду скважин  
Подгорного участка

Скв.	Текущие показатели эксплуатации скважины		Коэффициент работающей тощины, доли ед.	Направление и цели планируемых работ	Рекомендуемое геолого-техническое мероприятие
	закачка воды, м <sup>3</sup> /сут	закачка газа, м <sup>3</sup> /сут			
6735	150,47	12,53	0,31	Выравнивание профиля приемистости, увеличение охвата	ПГИ, ОПЗ (СКО)
6771	137,37	12,13	ПГИ отсутствует	Выравнивание профиля приемистости, увеличение охвата	ПГИ, ОПЗ (СКО)
6757	117,57	8,23	0,33	Выравнивание профиля приемистости, увеличение охвата	ПГИ, ОПЗ (СКО)
6779	164,76	9,13	0,45	Выравнивание профиля приемистости, увеличение охвата	ПГИ, ОПЗ (СКО)



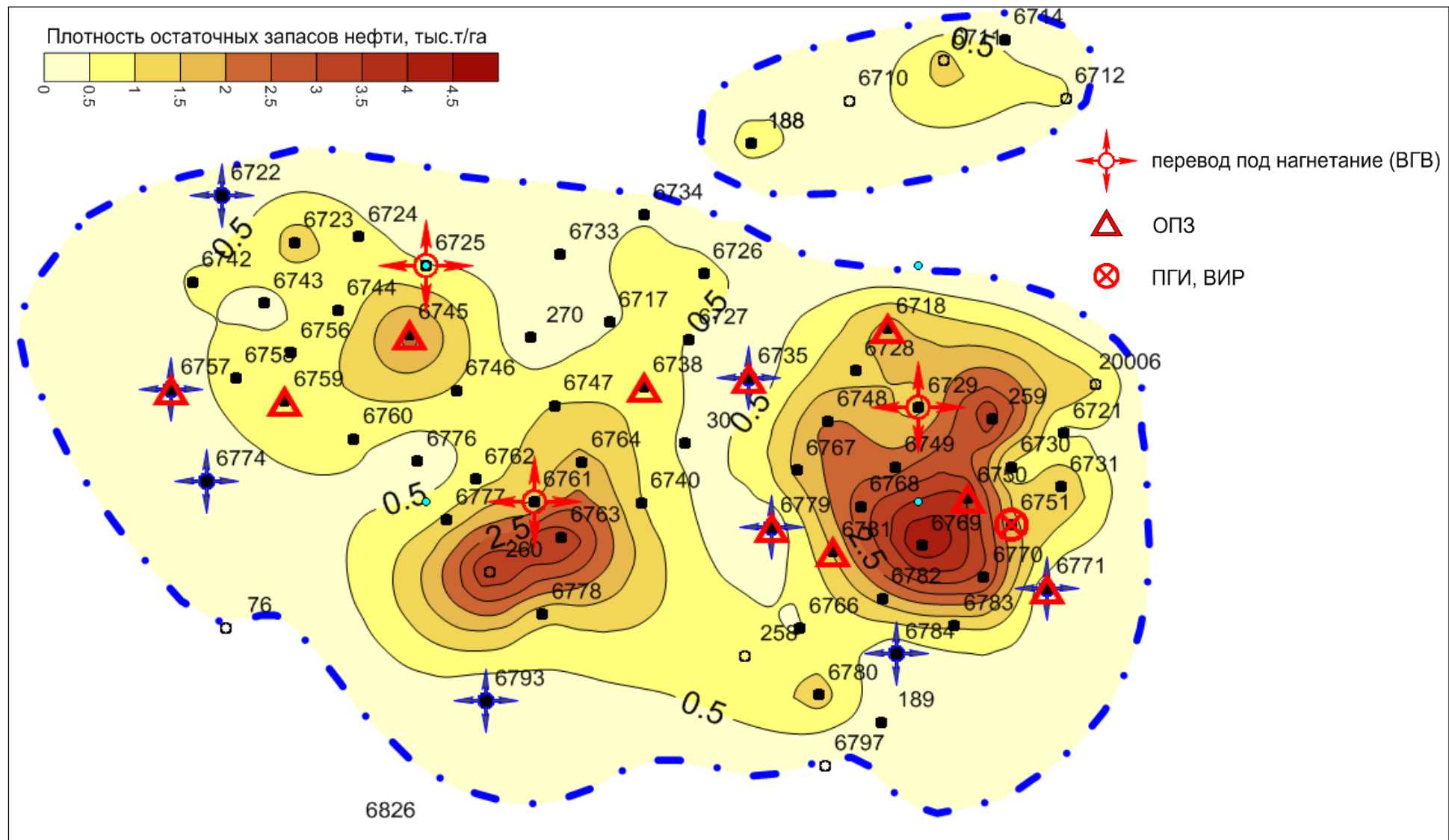


Рисунок 3.20 – Карта остаточных извлекаемых запасов нефти Подгорного участка с рекомендуемыми ГТМ

Характеристика водогазового воздействия на Подгорном участке Алексеевского месторождения приведена в таблице 3.9. Содержание газа в ВГС по скважинам №№ 6722, 6735, 6757, 6774, 6779, 6793 в среднем составило 4,6 %. В скважинах №№ 6771, 6784 среднее содержание газа в ВГС составляет 12,3 %, достигая максимальных величин 17,9 % по скважине № 6771 и 15,4 % по скважине № 6784. При этом, как подтверждает график на рисунке 3.21, повышение содержания газа в ВГС не приводит к значительным приростам в добыче нефти.

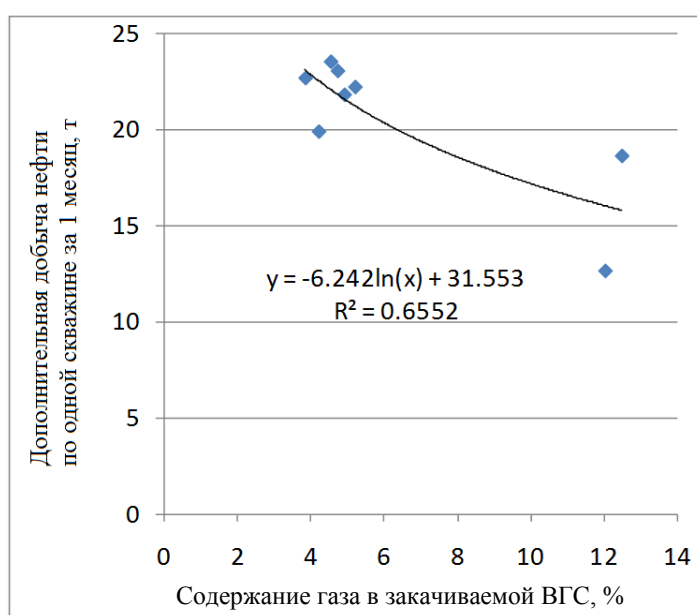


Рисунок 3.21 – Зависимость прироста нефти от содержания газа в ВГС

Стоит отметить, что в ходе внедрения ВГВ объемы закачки рабочего агента, в основном, сохраняются на прежнем уровне или даже ниже уровня в период нагнетания воды, за исключением скважины № 6784, где объем закачки в период ВГВ увеличился, в среднем, в 2,2 раза. Получение положительного прироста от проведения мероприятия, при сохранении прежних объемов вытесняющего агента, свидетельствует о целесообразности применения ВГВ в условиях турнейского пласта Подгорного участка [31].

Таблица 3.9 – Характеристика водогазового воздействия на Подгорном участке Алексеевского месторождения

№ п/п	Нагнетательная скважина	Реагирующие скважины	Дата начала ВГВ	Объем закач.газа с начала ВГВ, куб.м	Объем закач.воды с начала ВГВ, куб.м	Перф. толщина, м	Раб. толщина, м	Доп. добыча нефти с начала мероприятия, т	Доп. добыча нефти по одной скважине за 1 месяц, т
1	6722	6723, 6724, 6742, 6743	23.05.2017	598	14933	7	2	658.6	23.5
2	6735	6718, 6727, 6728, 6729, 6738	24.05.2017	1058	22176	9	9	545.1	21.8
3	6757	6756, 6758	25.05.2017	643	16317	6	2	238.6	19.9
4	6771	6730, 6731, 6751, 6770	26.05.2017	1276	12325	6	3	252.4	12.6
5	6774	6759, 6760	27.05.2017	545	15233	6	3	498.8	22.7
6	6779	30, 6740, 6748, 6749, 6767, 6768, 6781	28.05.2017	1130	23740	5	2	777.1	22.2
7	6784	189, 6766, 6780, 6782, 6783	29.05.2017	1531	13374	10	5	744.6	18.6
8	6793	6777, 6778	30.05.2017	1047	22976	11	5	322.6	23.0

Таким образом, краткий анализ применения метода ВГВ на кизеловском горизонте Подгорного участка Алексеевского месторождения показал существенную технологическую эффективность данного мероприятия. Отмечается слаженная работа системы "нагнетательная скважина-пласт-добывающая скважина", которая заключается в правильном подборе циклических режимов работы скважин и объемов рабочего агента.

### **3.6 Влияние состава воды и газа на свойства водогазовой системы**

Как уже было отмечено в предыдущих разделах на эффективность технологии ВГВ большое влияние оказывает состав воды и газа. При этом необходимо учитывать компонентный состав вытесняющего агента.

На Алексеевском участке технология закачки ВГС реализована в виде смешения сточной воды и попутно-добываемого газа. Поскольку на периферийном Подгорном участке установка сброса воды отсутствует, то при планировании системы ППД возник вопрос о доступных способах водообеспечения нагнетательных скважин. В 2009 году в качестве источника водоснабжения использовалась водозаборная скважина № 76. При смене рабочего агента и перехода на ВГВ воду из данной скважины начали использовать для приготовления ВГС в насосно-бустерной установке. Как показывают результаты последних анализов (таблица 3.10), вода из скважины № 76 весьма схожа по своим характеристикам с водой УПСВ-1, используемой для приготовления ВГС на Алексеевском участке. В воде водозаборной скважины отмечается незначительно большее содержание нефтепродуктов и механических примесей (КВЧ), водородный показатель несколько ниже, а плотность при 20 °С выше на 0,06 г/см<sup>3</sup>.

Кроме того, по данным проведенного анализа проб в воде из водозаборной скважины № 76 не фиксируется наличие железа и сероводорода, что является благоприятным для приготовления водогазовой жидкости, поскольку снижается риск коррозионного износа оборудования.

Ценность второго компонента ВГС – попутного нефтяного газа – это суммарное содержание компонентов, начиная с метана. Из таблицы видно, что основными составляющими попутно-нефтяного газа (ПНГ) являются предельные углеводороды. Это, прежде всего, метан – главный компонент – 34 %. Суммарное содержание гексана  $C_6H_{14}$  и более тяжелых углеводородов в попутном газе не превышает 1%.

Таблица 3.10 – Результаты анализов сточной воды с объектов ЗАО «Алойл»

Объект	Дата отбора пробы	Нефте-продук-ты, мг/дм <sup>3</sup>	Меха-нич. примеси (КВЧ), мг/дм <sup>3</sup>	Водород-ный показатель, рН	Плот-ность воды при 20 °С, г/см <sup>3</sup>	Общее железо, мг/дм <sup>3</sup>	Раство-ренный сероводород, мг/дм <sup>3</sup>	Раство-ренный кисло-род, мг/дм <sup>3</sup>	СВБ (сульфат-восстанав-ливающие бактерии)
		РД153-39.2-258-02						Экспресс-метод	РД 153-39.2-785-12
УПСВ-1	04.02.2019	33.3	24	6.61	1.131	1.07	62.8	0	отсутствие
Скв. 76	04.02.2019	36.2	29	5.64	1.19	-	-	0	отсутствие
УПСВ-1	11.02.2019	35.6	20.6	6.51	1.13	1.03	68.2	0	отсутствие
Скв. 76	11.02.2019	37.3	32.5	5.72	1.191	-	-	0	отсутствие
УПСВ-1	25.02.2019	34.8	23	6.64	1.132	1.02	70.1	0	отсутствие
Скв. 76	25.02.2019	35.8	36	5.62	1.191	-	-	0	отсутствие

Касательно азота и углекислого газа в составе ПНГ можно отметить следующее. Данные компоненты не представляют энергетической ценности так как не обладают теплотворной способностью. Однако по этим показателям можно охарактеризовать залежь, а точнее, внутрипластовые процессы, протекающие в нём (например, внутрипластовое горение). Более того, с увеличением обводненности продукции скважин содержание неуглеводородных компонентов в нефтяном газе возрастает, а компонентный состав «утяжеляется». Обычно это связано с закачкой рабочего агента (вода, газ, пар) и его влиянием на физико-химические параметры пластового флюида. Также присутствие азота в составе ПНГ значительно повышает

величину давления насыщения. Малое содержание сероводорода снижает коррозионную активность (таблица 3.11).

Главным фактором, влияющим на эффективность совместной закачки воды и газа в пласт, является состав ВГС. Многими научными исследователями был предложен учет влияния содержания газа в ВГС на КИН и построены зависимости коэффициента вытеснения нефти от величины содержания газа в смеси. Как показано на рисунке 3.22, оптимальное содержание газа в ВГС, при котором степень вытеснения нефти максимальна и не зависит от состава ВГС, должно находиться в пределах 25-75 %.

Таблица 3.11 – Свойства ПНГ кизеловского горизонта

Наименование	Кизеловский горизонт				
	при однократном разгазировании пластовой нефти в станд.условиях		при дифференц. разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		пластовая нефть
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
Мольная доля, %					
Сероводород	0.06	-			-
Углекислый газ	1.52	-			0.11
Азот+редкие	11.53	-			0.32
в т.ч.гелий	-	-			-
Метан	30.75	0.01			0.66
Этан	21.91	0.06			0.75
Пропан	21.42	0.34			1.52
Изобутан	2.87	0.16			0.44
н.бутан	6.25	0.62			1.22
Изопентан	2.04	0.59			1
н.пентан	0.87	0.43			0.53
гексан+в	0.78	97.79			93.45
Гептан					
остаток (C8+высшие)					
Молекулярная масса	32.61	230.0			216.6
Молекулярная масса остатка					
Плотность газа, кг/м³					
	1.356				
газа относительная по воздуху, доли ед.					
	1.125				
нефти, кг/м³		880.0			839.0

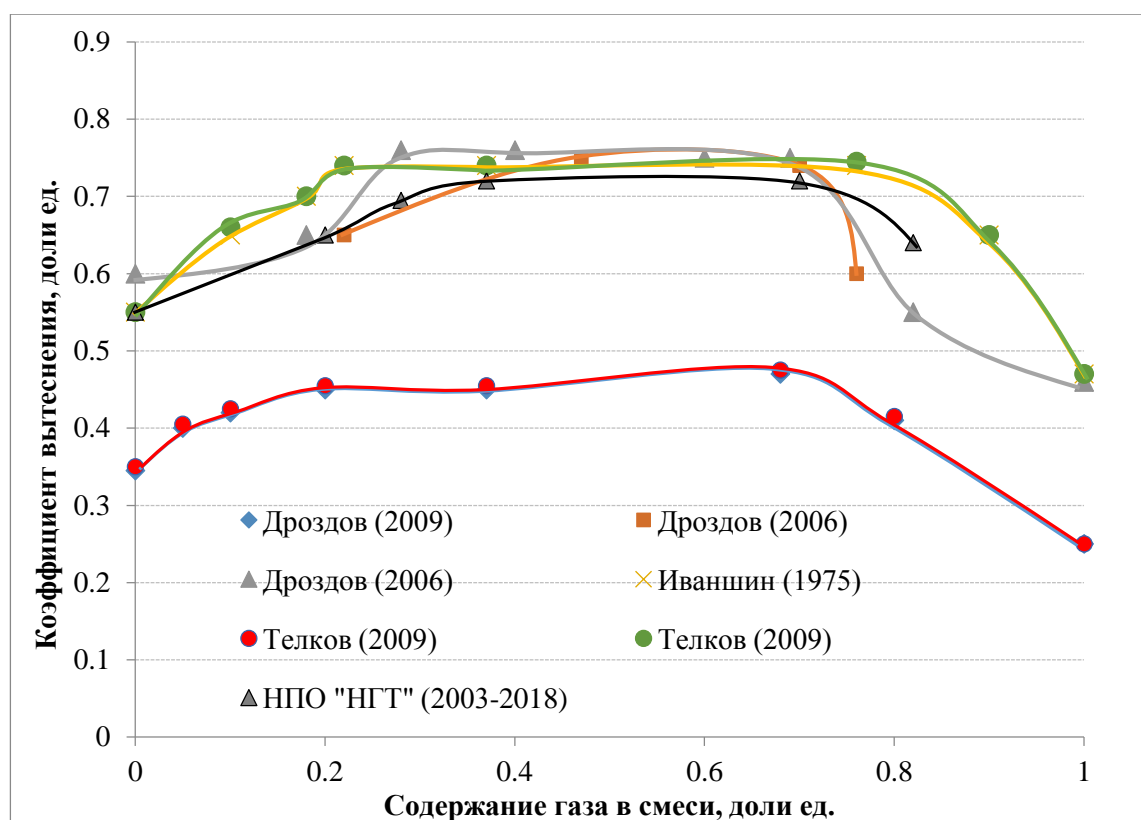


Рисунок 3.22 – Зависимость коэффициента вытеснения от содержания газа в ВГС

Динамика закачки газа и воды, а также динамика соотношения закачки газа и воды в пластовых условиях во времени представлены на рисунках 3.23-3.25. При построении графиков принято допущение о том, что вода несжимаема. Согласно данным рисункам наблюдается постепенный спад объемов закачиваемой воды к концу 2018 года. Динамика закачки газа за историю закачки ВГС на Подгорном участке носит непостоянный характер, увеличение объемов закачки сменяется снижением, вплоть до минимальных значений. Связано это, прежде всего, с оптимизацией и совершенствованием используемой схемы нагнетания ВГС.

Динамика выдерживаемого соотношения воды и газа в составе ВГС в пластовых условиях представлена на рисунках 3.24-3.25, из которых видно, что на протяжении всего периода закачки ВГС доля воды значительно преобладала над долей газа. Средняя величина соотношения объема газа к объему воды ( $K_{ср}$ ) по истории составляет 0,054, а максимальная ( $K_{мах}$ ) – 0,082.

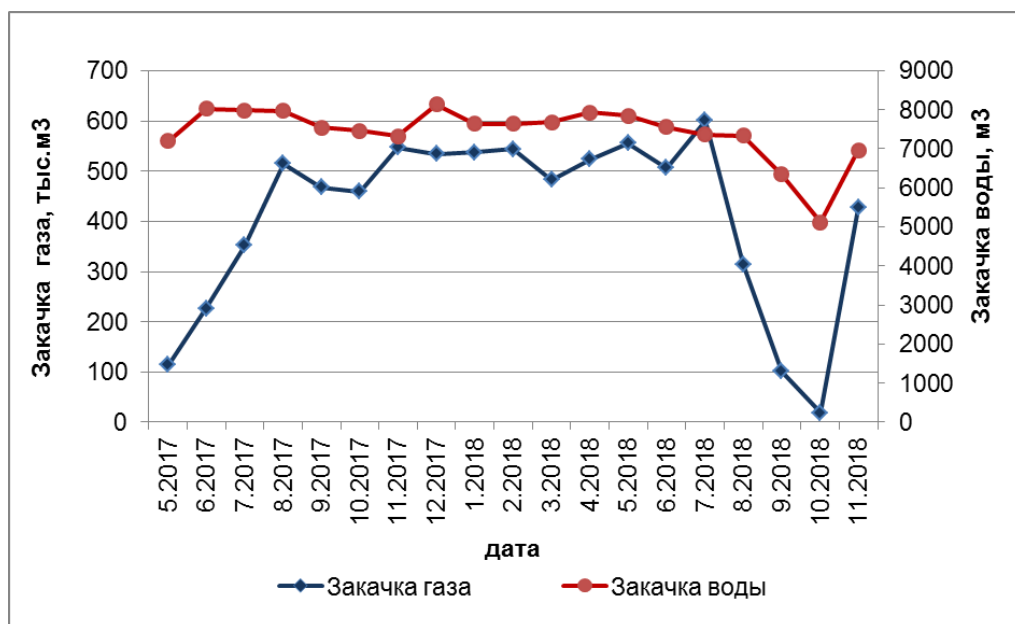


Рисунок 3.23 – Динамика закачки воды и газа в составе ВГС

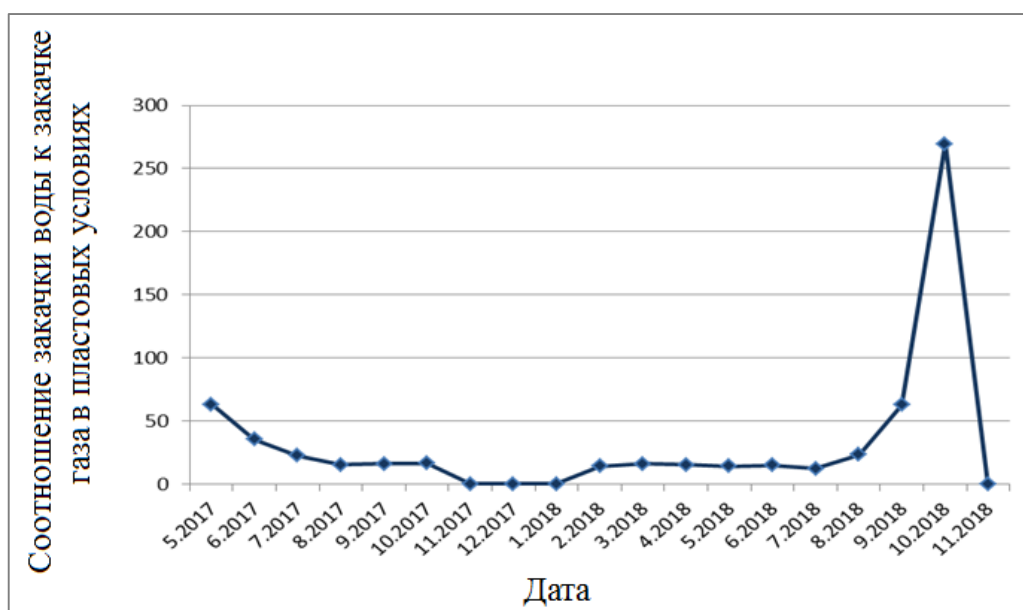


Рисунок 3.24 – Динамика соотношения закачки воды к закачке газа в пластовых условиях



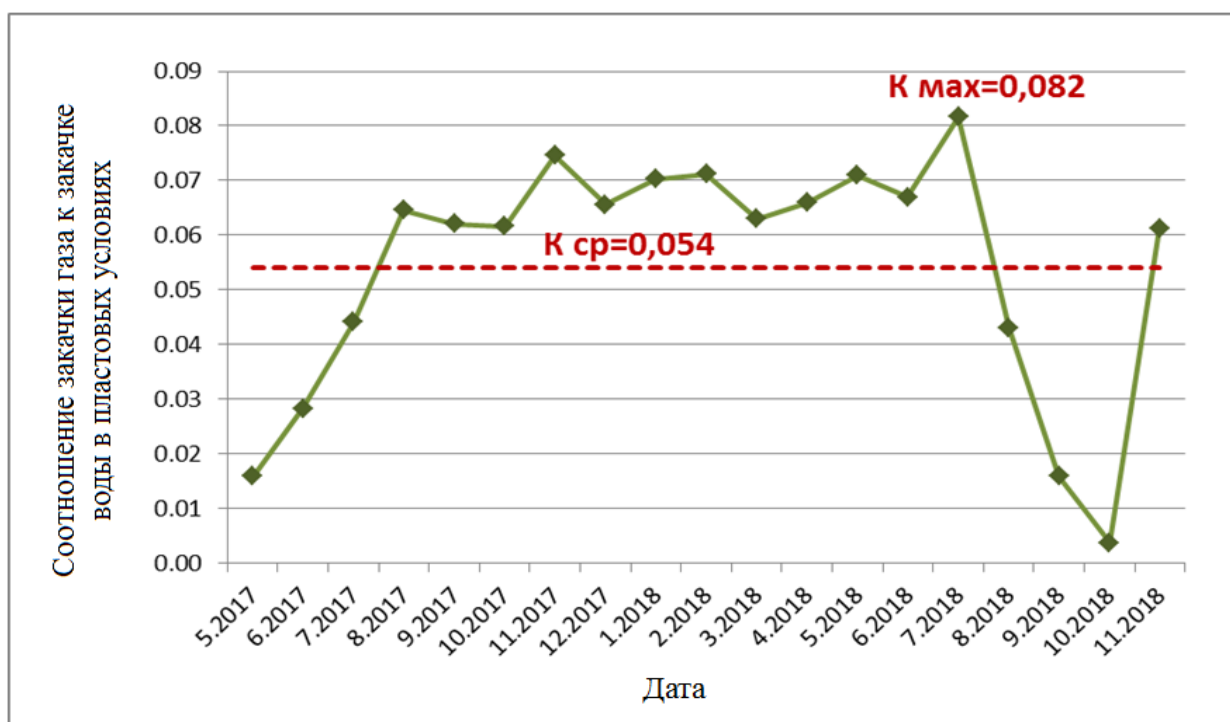


Рисунок 3.25 – Динамика соотношения закачки газа в пластовых условиях к закачке воды

В работах [34, 88] приведена зависимость прироста коэффициента вытеснения от содержания газа в составе ВГС, полученная лабораторным путем. Согласно данной зависимости, выделяются три зоны по различным соотношениям доли газа к доле воды в составе ВГС ( $K=Q_g/Q_w$ ):

- зона I –  $V_{\text{газа}}/V_{\text{воды}} = 0-0,28$  – зона нарастающей эффективности ВГВ;
- зона II –  $V_{\text{газа}}/V_{\text{воды}} = 0,28-0,43$  – зона максимальной эффективности ВГВ;
- зона III –  $V_{\text{газа}}/V_{\text{воды}} > 0,43$  – зона затухающей эффективности ВГВ.

Максимальный прирост коэффициента вытеснения (0,175 доли ед.) соответствует при газоводяном соотношении, равном 0,33. По полученным в лаборатории данным содержание газа в ВГС, соответствующее максимальному приросту коэффициента вытеснения, находится в диапазоне 22-30 % сопоставимым и с работой [7].

Согласно промысловым данным по истории эксплуатации нагнетательных скважин для настоящего времени, по приведенной зависимости [34, 88] можно сделать вывод о том, что для всего периода

закачки ВГС максимальный эффект от внедрения водогазового воздействия, выраженный в приросте коэффициента вытеснения, составляет не более 0,051 доли ед. (для содержания газа в составе ВГС 12%). Среднее газосодержание за период внедрения ВГВ на Подгорном участке соответствует 5,1 %. При таком соотношении эффект от внедрения водогазового воздействия, выраженный в приросте коэффициента вытеснения, составляет не более 0,024 доли ед.

Таким образом, закачиваемых объемов газа в составе ВГС явно недостаточно для получения значительного эффекта от внедрения ВГВ. Для получения максимального эффекта от применения водогазового воздействия необходимо увеличение объемов газа, закачиваемого в пласт в составе ВГС до рекомендуемого соотношения. В целом, существующие мощности позволяют добиться 13% содержания газа в составе ВГС, что при стабильной закачке показывает свою эффективность, которая на отдельных этапах была неоднократно подтверждена в промысловых условиях.

### **3.7 Регулирование и оптимизация подготовки ВГС для дальнейшего нагнетания в пласт**

Анализ реализованной технологии ВГВ показал достаточную эффективность данного метода в условиях Подгорного участка Алексеевского месторождения. Основным преимуществом является независимая установка подготовки ВГС на периферийном участке. Это позволяет регулировать объемы и соотношения газовой и водной фазы в составе ВГС и управлять периодичностью воздействием на пласт.

Текущие режимы работы нагнетательных скважин демонстрируют разделение закачки за календарный месяц на 4 периода. В каждом периоде происходит закачка ВГС в пары скважин. Режимы работ приведены в таблице 3.12, компоновка пар представлена на рисунке 3.26.

Таблица 3.12 – Технологический режим работы нагнетательных скважин и объемы закачки по Подгорному участку

01.11-10.11		10.11-17.11		17.11-24.11		24.11-30.11	
№ скважины	Объем закач.сут/ за период м <sup>3</sup> /сут/м <sup>3</sup>	№ скв.	Объем закач.сут/ за период м <sup>3</sup> /сут/м <sup>3</sup>	№ скважины	Объем закач.сут/ за период м <sup>3</sup> /сут/м <sup>3</sup>	№ скв.	Объем закач.сут/ за период м <sup>3</sup> /сут/м <sup>3</sup>
6735	100/1000	6779	90/630	6757	100/700	6784	70/500
6793	100/1000	6722	85/600	6774	50/350	6771	100/700
Всего:	200/2000	Всего:	170/1230	Всего:	15/1050	Всего:	170/1200

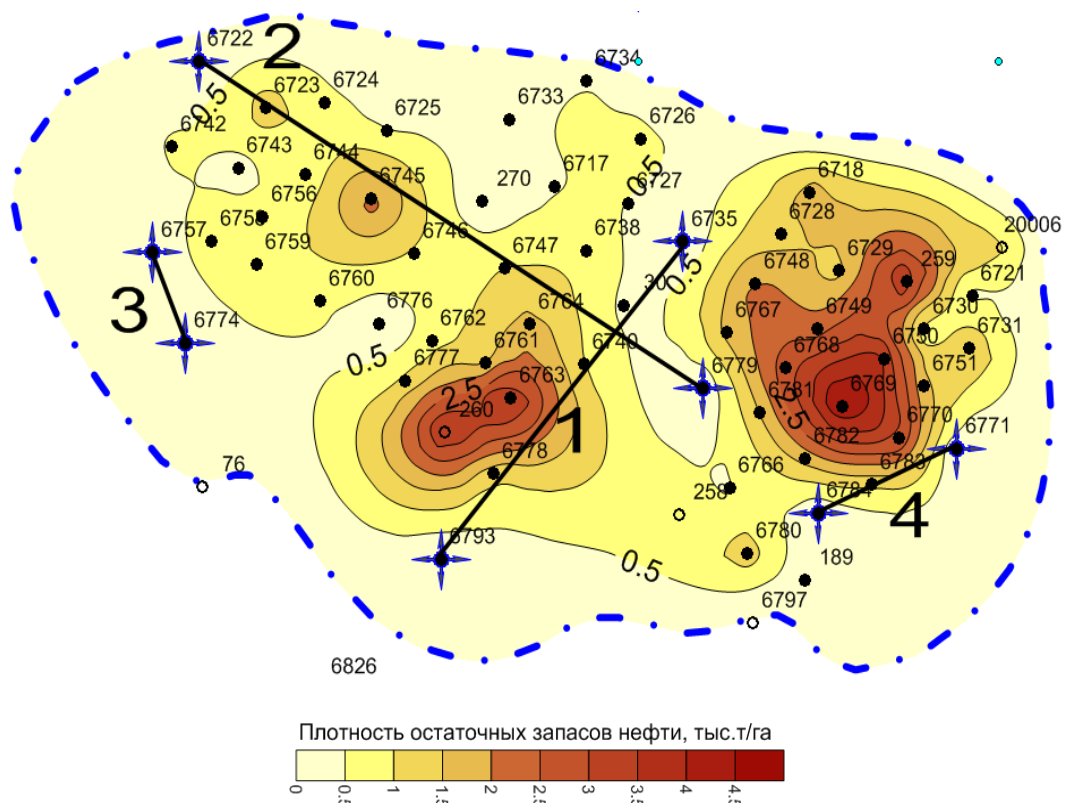


Рисунок 3.26 – Карты плотности извлекаемых запасов основной залежи Подгорного участка с реализованной схемой заводнения

Распределение воды и газа в составе ВГС по парам нагнетательных скважин (рисунок 3.27) показывает, что объемы и соотношения газа и воды по парам нагнетательных скважин существенно отличаются. Недостаточность объемов закачки рабочего агента в четвертую пару нагнетательных скважин

подтверждена нарастающей недокомпенсацией приконтурной восточной части рассматриваемой залежи.

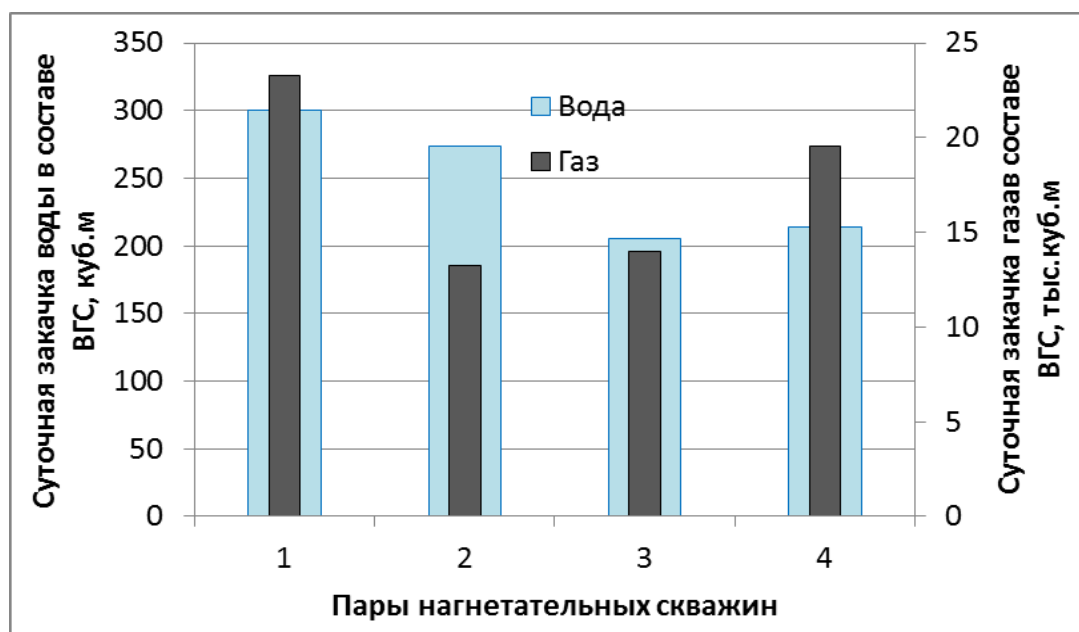


Рисунок 3.27 – Распределение воды и газа в составе ВГС по парам нагнетательных скважин

Несмотря на высокую эффективность ВГВ, установлено, что технологию можно усовершенствовать не только путем изменения соотношения газа и воды в составе ВГС, но и путем регулирования схемой закачки.

Как отмечалось в предыдущих разделах, залежь Подгорного участка с учётом остаточных извлекаемых запасов можно разделить на три части – западную, центральную и восточную. Однако в виду неполного охвата эффективность ВГВ невысокая. В связи с чем предусмотрен перевод трех добывающих скважин (№№ 6725, 6729, 6761) в нагнетание. С учетом новых нагнетательных скважин, предлагаемая схема направлена на комплексное воздействие всех выделенных областей и решение задач, приведенных на рисунке 3.28.

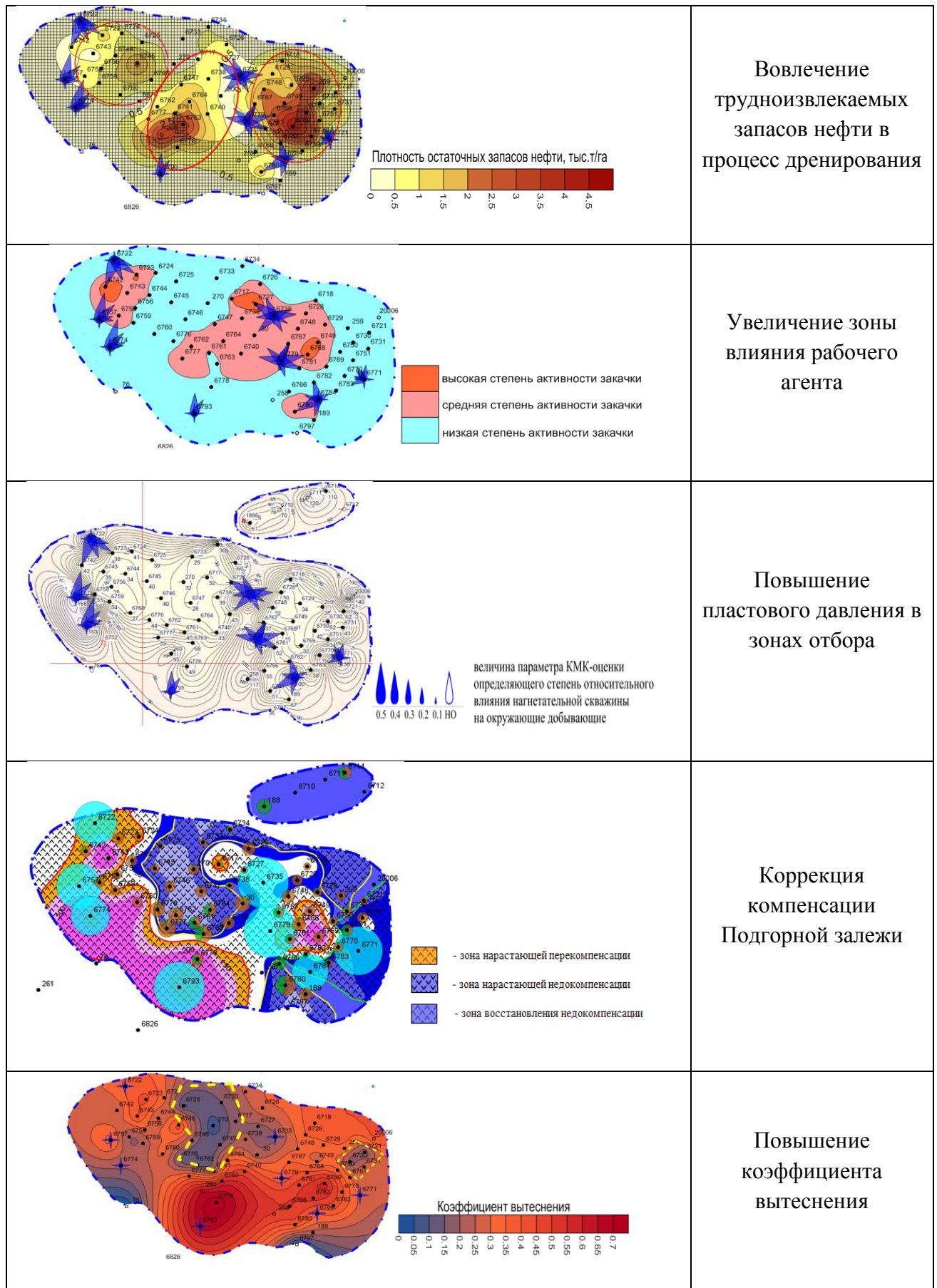


Рисунок 3.28 – Задачи регулирования нагнетания ВГС в пласт Подгорного участка

Предлагаемая схема закачки имеет следующую последовательность (рисунок 3.29). Сперва предусматривается воздействие на западную часть залежи первой парой нагнетательных скважин – «6722-6725». Затем осуществлять закачку в пару скважин «6757-6774». Перераспределение направления фильтрационных потоков скважин позволит усилить дренирование нефти, газа и воды в области скважин, слабо реагирующих на ВГВ.

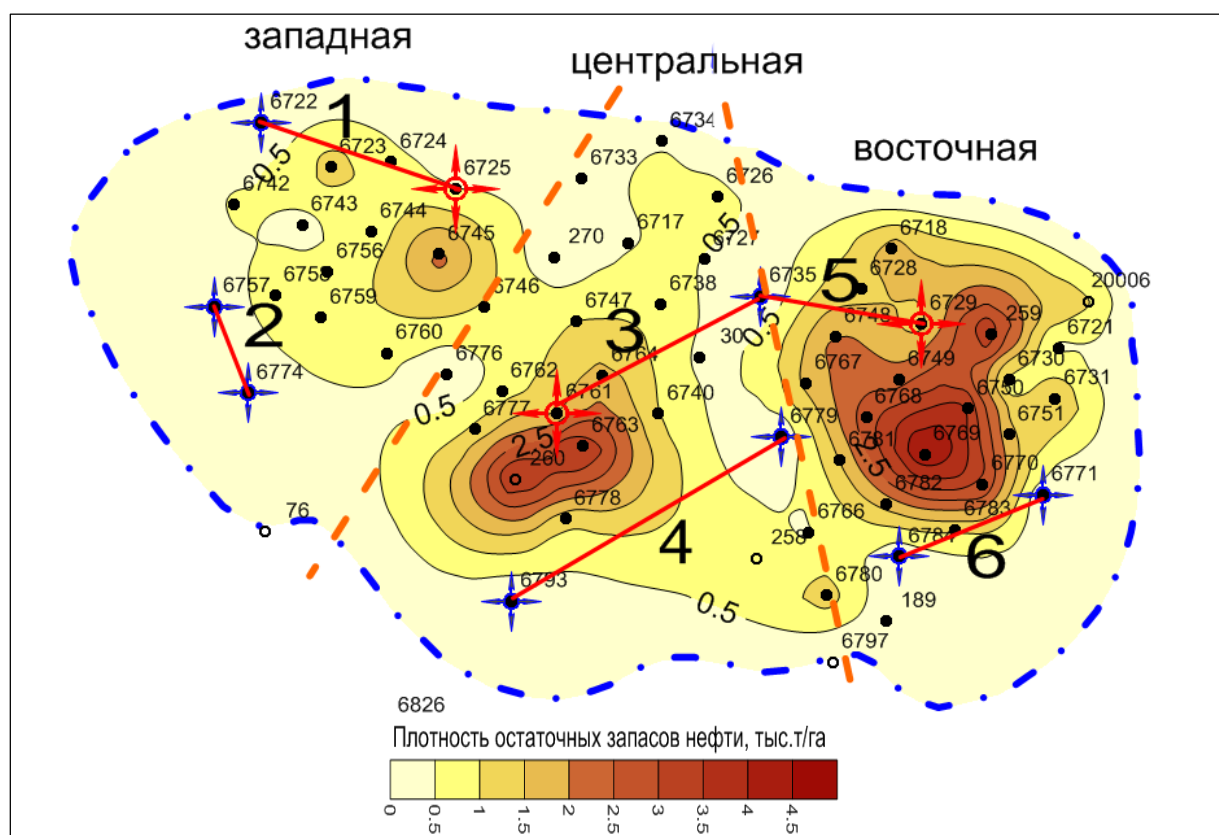


Рисунок 3.29 – Карта плотности извлекаемых запасов залежи Подгорного участка с рекомендуемой схемой заводнения (пары нагнетания)

Далее по такому же принципу предлагается поочередно воздействовать на центральную часть залежи парами нагнетательных скважин «6761-6735» и «6793-6779». После чего перейти на закачку ВГС в восточной части залежи. При этом используя пару скважин «6735-6729», а затем «6771-6784». Каждая из трех выделенных участков в течение 10 дней будет испытывать переменную



«нагрузку» на пласт, а в течение 20 дней будет происходить «разгрузка» пласта.

Согласно рекомендуемой схеме предлагаются следующие режимы работы нагнетательных скважин (таблица 3.13, рисунок 3.30). Периодичность воздействия сокращается по одной паре с 7-8 до 5 дней. Для обеспечения предлагаемых режимов работы скважин повышается потребность в газовой фазе на 17 % и водной фазы – на 21 %, что легко реализуемо с учетом текущих отборов ПНГ и воды из водозаборной скважины.

Таблица 3.13 – Предлагаемый режим работы нагнетательных скважин  
Подгорного участка

Скв.	Дни месяца	Суточный объем закачки	
		газ, тыс.м <sup>3</sup>	вода, м <sup>3</sup>
6722		5	90
6725		8	110
<b>1 пара</b>	<b>1-5</b>	<b>13</b>	<b>200</b>
6757		7	100
6774		6	80
<b>2 пара</b>	<b>6-10</b>	<b>13</b>	<b>180</b>
6761		8	115
6735		7	130
<b>3 пара</b>	<b>11-15</b>	<b>15</b>	<b>245</b>
6793		7	80
6779		8	140
<b>4 пара</b>	<b>16-20</b>	<b>15</b>	<b>220</b>
6735		6	80
6729		7	90
<b>5 пара</b>	<b>21-25</b>	<b>13</b>	<b>170</b>
6771		8	110
6784		5	80
<b>6 пара</b>	<b>26-30</b>	<b>13</b>	<b>190</b>
<b>Итого за месяц</b>		<b>82</b>	<b>1205</b>

Таким образом, предлагаемая схема заводнения позволяет создать соответствующие градиенты давления поочередно в каждом из участков, приуроченных к повышенной плотности запасов. Это будет способствовать изменению направлений фильтрационных потоков, задействованию

слабодренируемых зон пласта. Так, регулирование закачкой и отборами будет способствовать повышению нефтеотдачи по всей изучаемой залежи с учетом нестационарного заводнения и перераспределения упругих свойств пласта. Согласно результатам промысловых данных и трехмерного моделирования установлено, что комплексная схема нестационарной закачки ВГС в пласт позволяет изменить направления фильтрационных потоков и повысить охват воздействием технологией ВГВ на 8 % для условий залегания залежей нефти турнейского яруса южного склона ЮТС (рисунок 3.31).

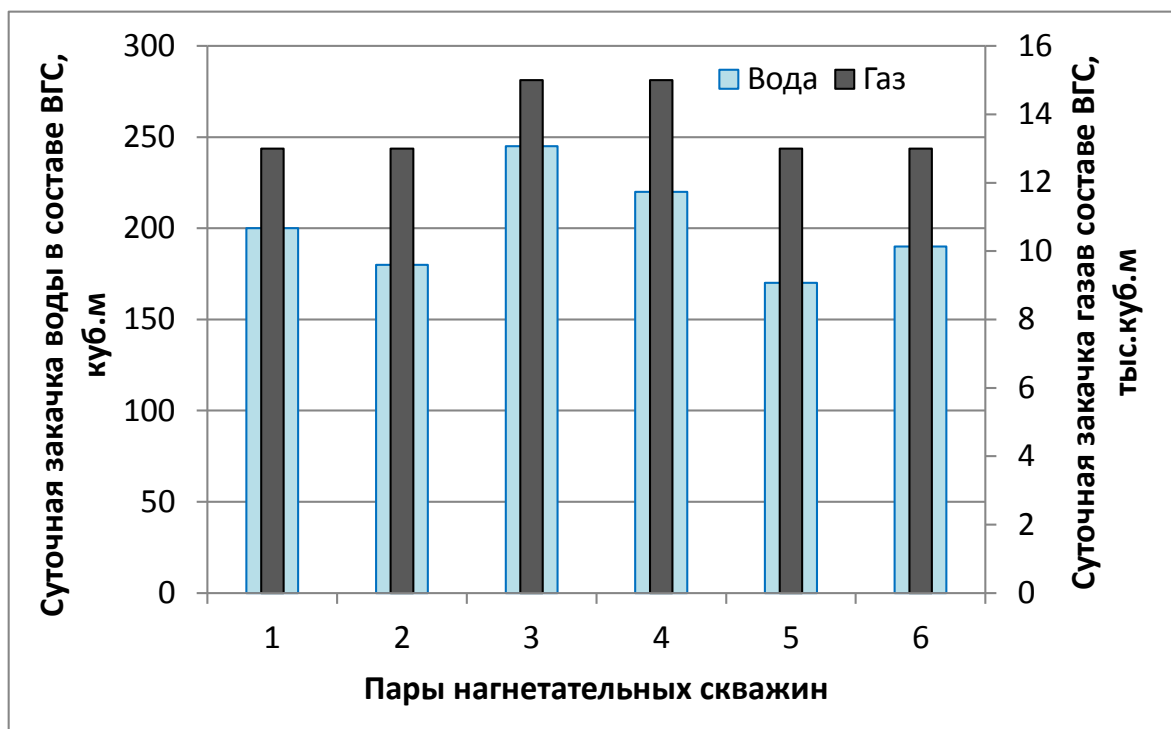


Рисунок 3.30 – Распределение воды и газа в составе ВГС по рекомендуемым парам нагнетательных скважин



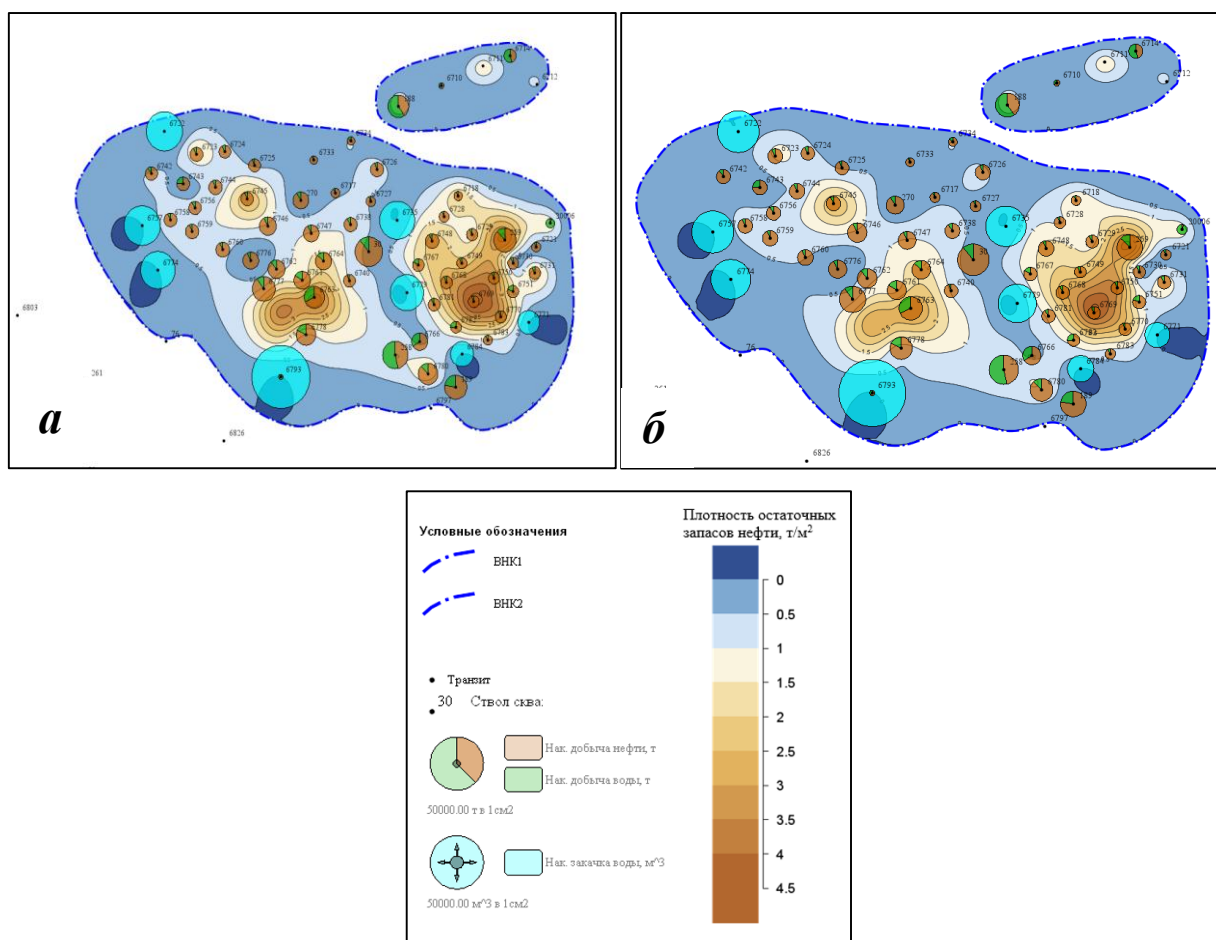


Рисунок 3.31 – Карта плотности текущих извлекаемых запасов нефти согласно ГГДМ до (а) и после (б) ВГВ

### Выводы к главе 3

1. Приведена схема обустройства и расстановки оборудования для вытеснения вязкой асфальто-смоло-парафиновой нефти из карбонатных коллекторов на периферийных залежах с организацией подготовки ВГС на месте закачки с отделением газа и дальнейшей транспортировки водонефтяной продукции на крупные узлы подготовки и получения кондиционной нефти со сдачей их потребителю.

2. Краткий анализ применения технологии ВГВ на кизеловском горизонте Подгорного участка Алексеевского месторождения показал существенную технологическую эффективность данного мероприятия.

Однако в последние годы наблюдается снижение объемов воздействия и добычи по реагирующим скважинам основной залежи Подгорного участка.

3. Отмечается, что залежь характеризуется дефицитом вытесняющего агента. Закачиваемых объемов газа в составе ВГС явно недостаточно для получения значительного эффекта от внедрения ВГВ. Согласно лабораторным исследованиям, максимальное значение прироста коэффициента вытеснения достигается при содержании газа в смеси, равном 0,25 доли ед., что соответствует соотношению объемов газа и воды 0,33 (1:3). Для получения максимального эффекта от применения водогазового воздействия предложено увеличение объемов газа, закачиваемого в пласт в составе ВГС, до рекомендуемого соотношения. Существующие мощности позволяют добиться до 13% содержания газа в составе ВГС, что при стабильной закачке, несомненно, показывает свою эффективность, что на отдельных этапах было неоднократно подтверждено в промысловых условиях.

4. На основе экспериментальных исследований и обобщения технологических показателей разработки (промысловых данных) установлена зависимость изменения коэффициента вытеснения нефти при чередующейся закачке «сухого» и «жирного» газа в составе ВГС, согласно которой с вводом «жирного» газа коэффициент вытеснения увеличивается на 4 %.

5. Предложена комплексная технология нестационарной закачки ВГС в пласт при которой элементы заводнения формируются с учетом площадного распространения ФЕС и повышенной плотности остаточных запасов, позволяющая изменить направления фильтрационных потоков и повысить охват воздействием технологий ВГВ для условий залежей нефти турнейского яруса южного склона ЮТС.

## **ГЛАВА 4 МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ СНИЖЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ С ПОВЫШЕННОЙ ВЯЗКОСТЬЮ АЛЕКСЕЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

### **4.1 Образование эмульсии при добыче нефти на Подгорном участке Алексеевского месторождения**

Как показывает практика, согласно работам [48, 91, 90, 94] механизм образования газоводонефтяных и водонефтяных эмульсий изучен достаточно широко. Наиболее глубокое научное обоснование в теорию образования нефтяных эмульсий дано в работе [91], в которой подробно рассмотрена теория разрушения нефтяных эмульсий на фазы с применением растворов химических реагентов на базе деэмульгаторов. Согласно работе [91] образование газоводонефтяных эмульсий происходит уже в стволе скважины, чему способствуют спущенные для подъема продукции насосные установки ЭЦН и ШГН. В скважинах, оборудованных ЭЦН, происходит интенсивное перемешивание фаз в ступенях насосных установок. В ШГН – смешение фаз имеет место между муфтой, соединяющей штанги друг с другом, и в кольцевом пространстве между НКТ и телом штанг. Наибольшее смешение фаз происходит в кольцевом пространстве между муфтой штанг и телом трубы. Так, при диаметре муфты 42 мм (для штанг с диаметром 19 мм и внутренним диаметром НКТ 63 мм) скорость подъема продукции увеличивается в 2,1 раза. При диаметре же муфт 46 мм рост скорости составляет 2,4 раза. Отсюда можно сделать вывод, что значительное влияние на образование эмульсии имеют геометрические размеры оборудования, скорость потока, а кроме того, в смеси с водонефтяной эмульсией, содержащей асфальто-смоло-парафиновые фракции, не меньшее влияние оказывает объем истекающего газа (за счет разгазирования из нефти по мере поднятия продукции), ведущий к эффекту защемления газовой фазы в эмульсии

(рисунок 4.1). Образование вязкой эмульсии в стволе скважин негативно сказывается на энергетические потери. Особенно вязкие эмульсии образуются при соотношении смешения в диапазоне обводненности продукции 60-70 % (рисунок 4.1). Надо иметь в виду, что нефть Подгорного участка сама по себе имеет в своем составе асфальто-парафиновые, смоловые частицы, серу, вследствие чего является устойчивой, и разложение на фазы достаточно затруднено.

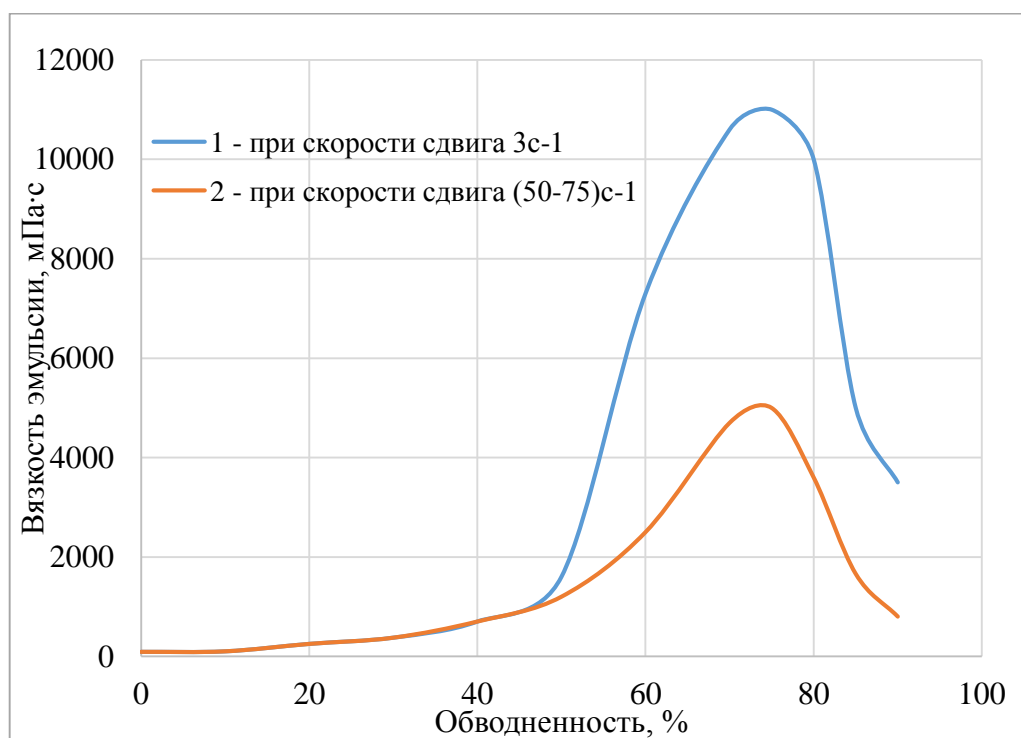


Рисунок 4.1 – Зависимость вязкости нефтяной эмульсии от обводненности в залежи нефти Подгорного участка

При этом в присутствии в скважине одновременно нефти, газа и воды с ростом газа при разгазировании скорость потока растет, и чем выше газовый фактор, тем выше интенсивность перемешивания фаз по подъемнику. Как было показано в работе [91], присутствие смол, асфальтенов, парафина и серы увеличивает степень образования поверхностных явлений между молекулами смол, асфальтенов, парафина и серы, что способствует росту межмолекулярных сил взаимодействия и тем самым стабилизирует стойкость

эмульсии к разложению на фазы. Это наглядно иллюстрируется на рисунке 4.2, где без обработки эмульсии химическими реагентами эмульсия имеет повышенную дисперсность и высокую вязкость за счет заземления газовой фазы. На рисунках 4.3 и 4.4, эмульсия [48, 79] начинает расслаиваться до размеров глобул воды диаметром до 5-11 мкм и выше только при расходах деэмульгатора с химреагентами 60 г/т, а при расходах 70-75 г/т химических реагентов в смеси с растворителем уже идет интенсивное расслоение эмульсии на фазы. Так, с ростом расхода химических реагентов более 75 г/т в смеси с растворителем размер глобул воды достигает до 50-55 мкм и более. Если за единицу площади принять «мм<sup>2</sup>» или «см<sup>2</sup>» при разложении глобул воды при фиксированных расходах химических реагентов (деэмульгатор + растворитель + ингибитор коррозии), то механизм разделения эмульсии на фазы протекает следующим образом. Введенный деэмульгатор взаимодействует с эмульсией по разрушению и ослаблению межмолекулярного взаимодействия между водой и нефтью. При этом введенный растворитель разрушает энергию сил взаимодействия молекул смол, асфальтенов и парафина за счет их растворения. Введенный ингибитор коррозии, в свою очередь, блокирует молекулы серы, что наглядно иллюстрируется на рисунке 4.4, где видно, что при образовании капли воды по ее периметру адсорбируются частицы молекул асфальтенов, смол, парафина с одновременной адсорбцией молекул солей. Данные явления были подтверждены специальными исследованиями состава глобул воды и нефти с помощью микроскопа «Биомед-4-тринокуляр».

Динамика изменения конфигурации и размеров глобул воды наблюдалась по изменению динамики ввода расхода химреагентов в эмульсию [52]. Каждый раз при изменении расхода химреагентов проба эмульсии встряхивалась для увеличения контакта с эмульсией и реагента. При наблюдении за изменением размера глобул воды (рисунки 4.3-4.5) был использован микроскоп. Интерес представляет образование вокруг глобул воды внешнего кольца, которое растет во времени с ростом расхода химреагента, состоящего из частиц асфальто-смоло-парафиновых включений.

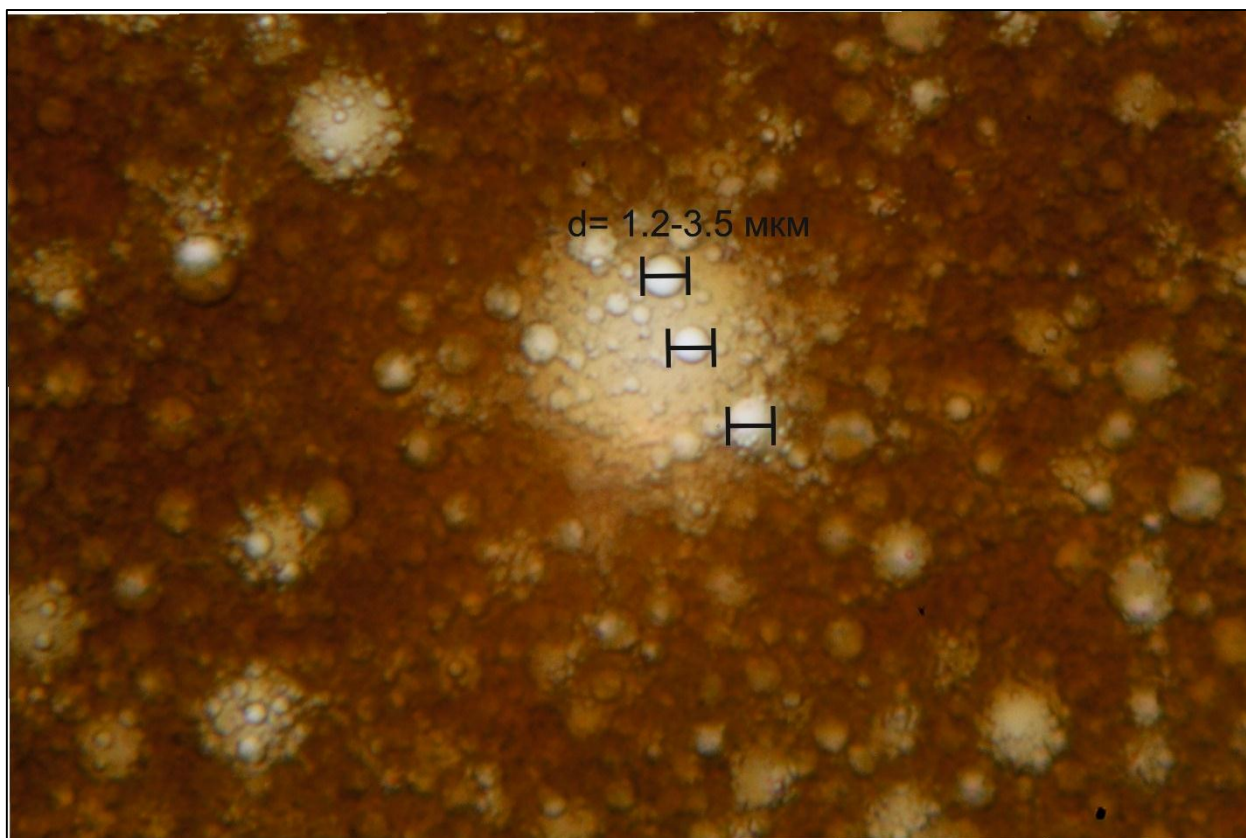


Рисунок 4.2 – Структура эмульсии без обработки раствором химреагентов

Кроме того, было отмечено, что на внешней оболочке глобул воды адсорбируются и молекулы солей. В целом рост внешней оболочки наблюдался путем замера внешнего кольца, который показан на рисунке 4.6, и его размеров.

Наличие темных скоплений солей вокруг глобул воды на рисунках 4.5 и 4.6 было подтверждено специальными исследованиями глобул воды и нефти. При этом введение растворителя резко снижает вязкость эмульсии за счет растворения асфальто-смоло-парафиновых групп в нефти.



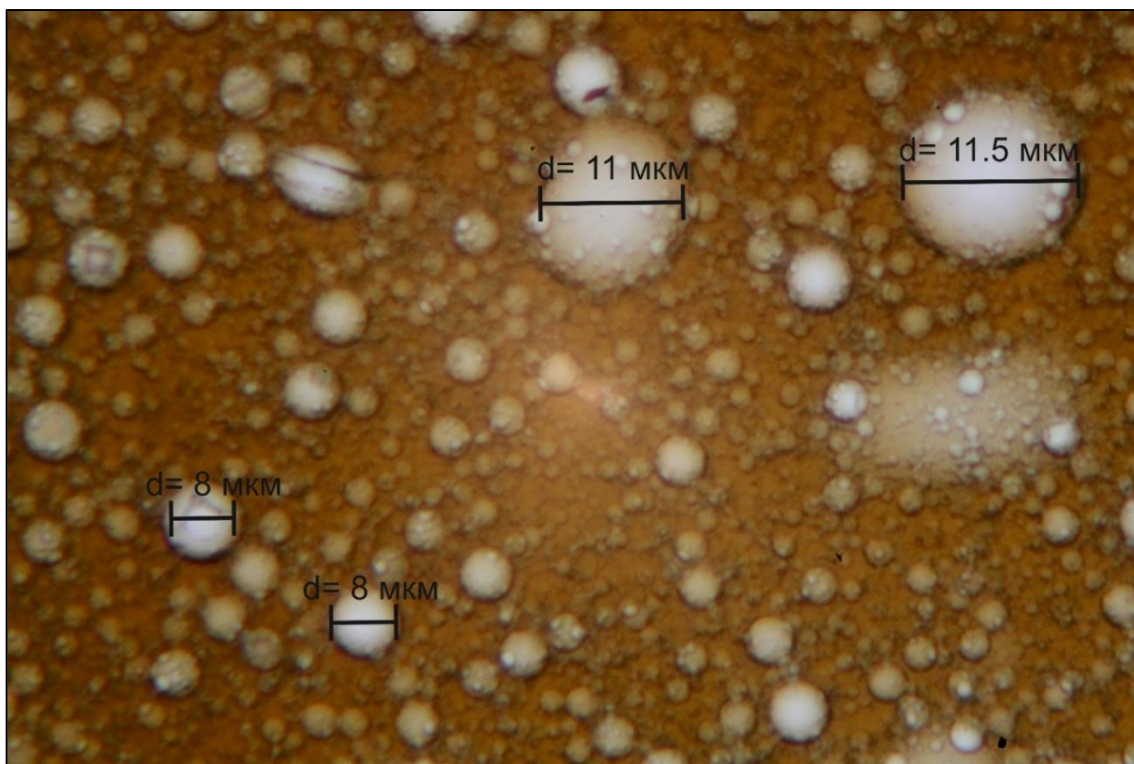


Рисунок 4.3 – Динамика расслоения эмульсии на фазы при расходе деэмульгатора 60 г/т

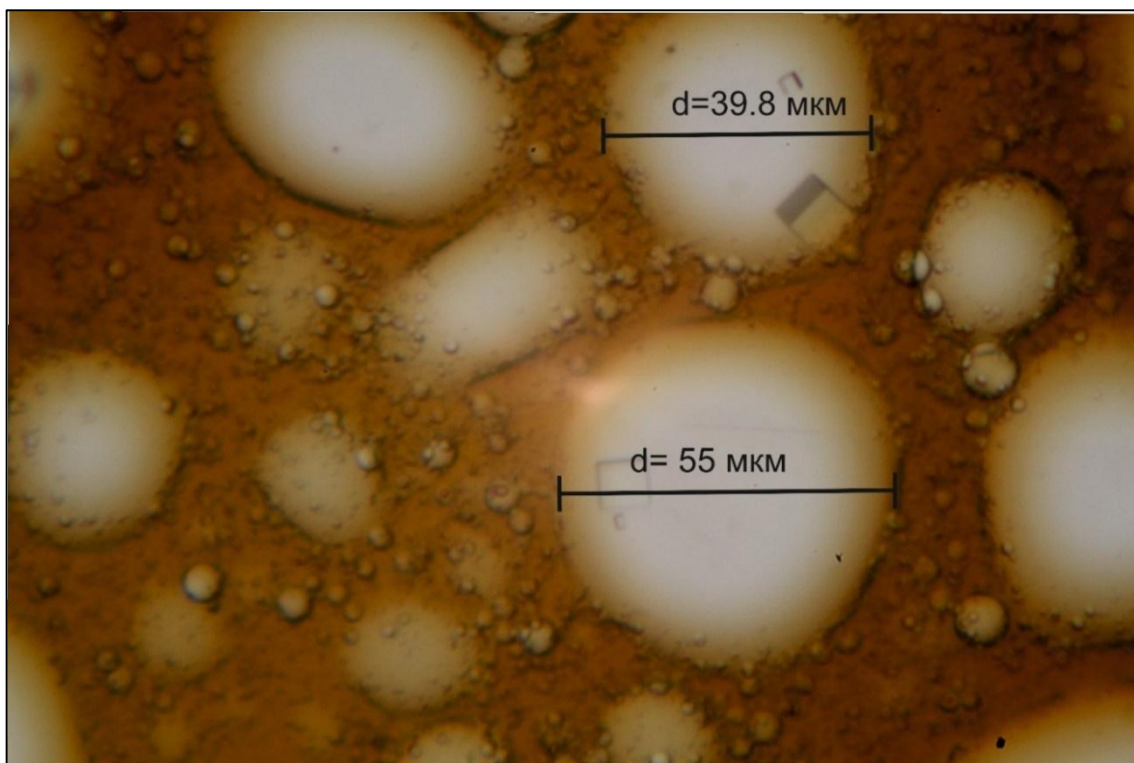


Рисунок 4.4 – Динамика укрупнения и коалесценции глобул воды из эмульсии с подачей деэмульгатора и растворителя

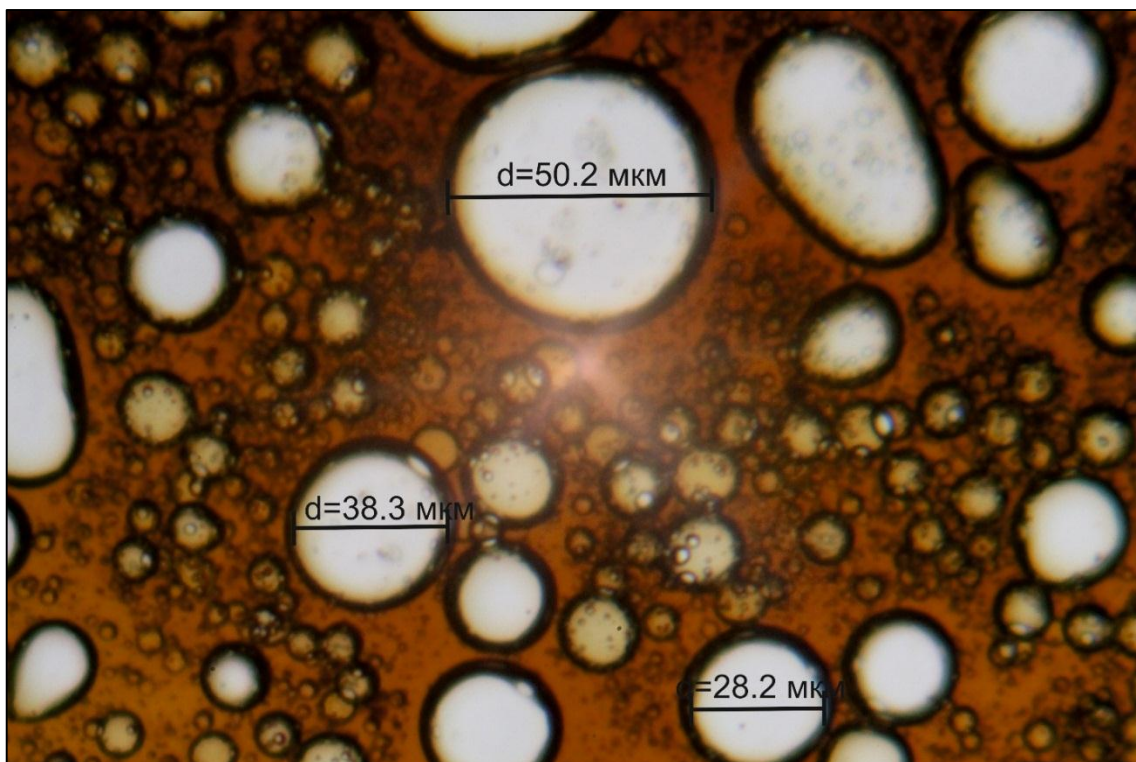


Рисунок 4.5 – Динамика укрупнения и коалесценции глобул воды из эмульсии с подачей химреагентов

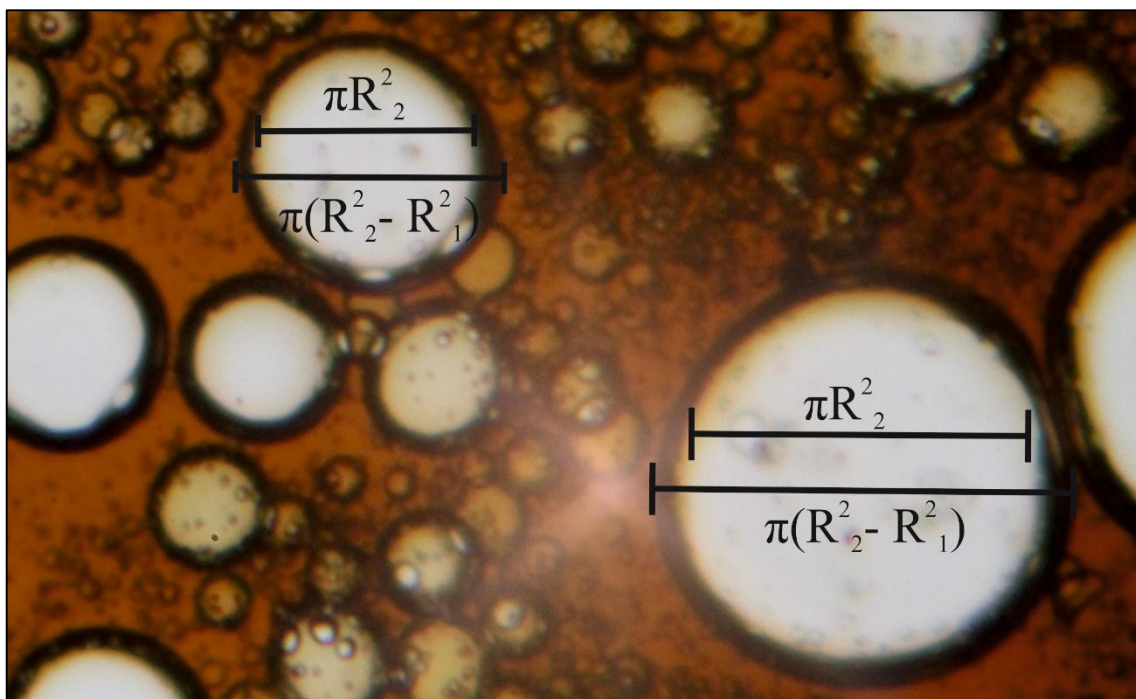


Рисунок 4.6 – Схема образования двойных оболочек в эмульсии Подгорного участка



Исследования, проведенные совместно с институтом ВНИИ Нефтепромхим (г. Казань), подтвердили предварительные результаты эффективности комплексной обработки продукции скважин химическими реагентами по технологии, а также действие механизма разрушения вязкой эмульсии в системах «скважина-узел сепарации-транспорт до узла подготовки нефти и сдачи продукции потребителю».

#### **4.2 Методические приемы изучения образования эмульсии в добываемой продукции скважин**

С целью снижения энергетических затрат на добычу, сбор и транспортировку продукции скважин с периферийной залежи проводится изучение процесса отделения воды, газа и механических примесей за счет внутрискважинной деэмульсации с помощью обработки добывающей продукции реагентами комплексного действия. В пределах Алексеевского месторождения это осуществляется путем подлива раствора химреагентов (деэмульгатор, растворитель, ингибитор коррозии) в затрубное пространство с расчетным расходом раствора пропорционально дебитам скважин и обводненности. Такой пример был изложен в работах [50, 54, 65], где добывающие сернистую нефть высокой вязкости скважины снабжены индивидуальными дозаторами ввода химреагентов. Все они направлены на снижение вязкости эмульсий в обводненных скважинах. В зоне обводненности 60-70% при движении скважинного оборудования (штанг) процесс образования эмульсии в скважинах значительно отличается от других зон. Методика оценки мер снижения вязкости в индивидуальных скважинах основана на отборе проб. Исследования для определения оптимальных расходов химических реагентов для индивидуальных скважин проводятся в лабораторных условиях.

За основу приняты пробы, исследованные по рекомендациям [90, 79] путем определения относительной активности ввода растворов химреагентов

по динамике разложения эмульсий на фазы (нефть, вода, газ, мехпримеси). Активность растворов определяется по формуле:

$$\alpha_a = \frac{V_2(t) - \Delta V_2}{V_1(t)}, \quad (4.1)$$

где  $\alpha_a$  – отношение активности растворов химреагентов;

$V_2(t)$  – объем отделившейся воды в процессе ввода химреагентов;

$V_1(t)$  – объем отделившейся воды без ввода химреагентов;

$\Delta V_2$  – поправка на объем отделившейся воды в пробе от объема введенного раствора химреагента.

Другой способ – наблюдение динамики образования эмульсии и выделения водных глобул с введением химреагентов во времени с использованием поляризационного микроскопа (рисунок 4.7).

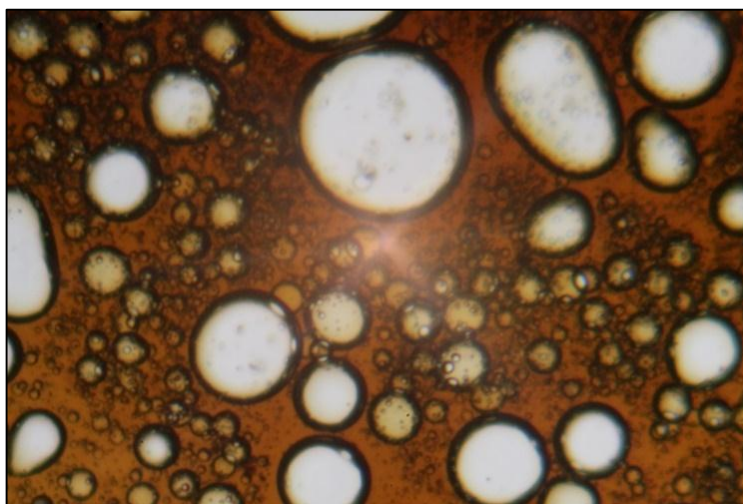


Рисунок 4.7 – Динамика коалесценции, слияния и укрупнения глобул воды исходной продукции, обработанной химреагентами под микроскопом

Таким способом исследуется скорость разложения эмульсии на крупные глобулы воды как по времени наблюдения и разделения свежей эмульсии, отобранной на входе в сепаратор, так и при однократном визуальном наблюдении. Было проведено пятнадцать серий опытов с обработкой продукции скважин до ввода химреагентов и после, результаты которых приведены на рисунках 4.1-4.4. При этом был применен специальный

пробоотборник (рисунок 4.8), позволяющий отбирать пробы с любого слоя продукции с трубопровода.

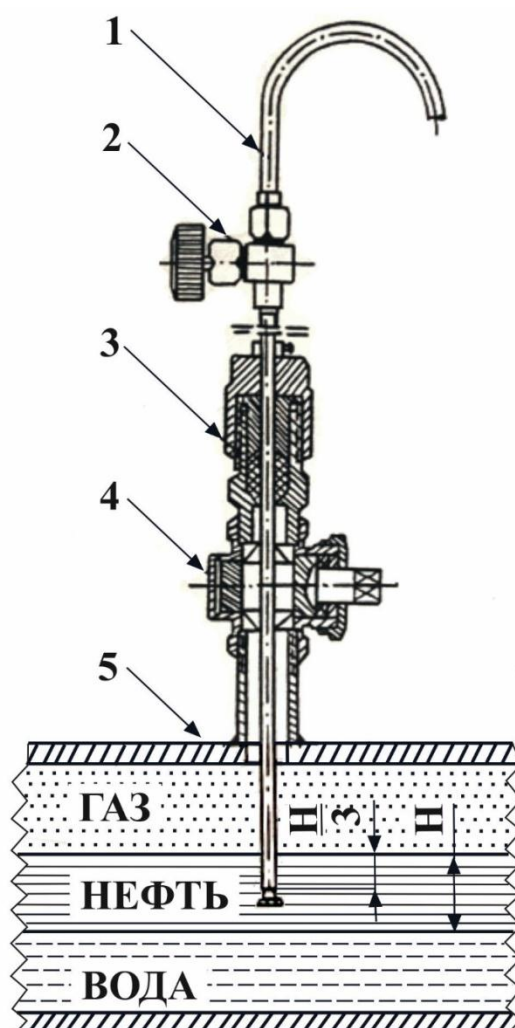


Рисунок 4.8 – Устройство для отбора послойной продукции из трубопровода:

- 1 - медная труба с наконечником; 2 - вентиль; 3 - сальниковый узел с полным патрубком;  
4 - полный кран с сальником; 5 - трубопровод продукции скважин

Пример многократных исследований скорости разложения эмульсии через микроскоп «Биомед-4 тринокуляр», фиксирующий скорость разложения эмульсии, приведен на рисунке 4.7. Визуально видно, что эмульсия с вводом раствора реагента достаточно быстро разлагается на глобулы нефти и воды. При этом на внешней оболочке глобул воды увлекаются и адсорбируются соли из пластовой воды и АСПО, которые располагаются на внешней поверхности глобул воды в виде темных окружностей вокруг капли водной фазы, причем

интенсивность обволакивания глобул воды солями и АСПО тем интенсивнее, чем больше соотношение деэмульгатора с растворителем. Опытным путем в лабораторных условиях получено, что соотношение деэмульгатора с растворителем может колебаться от 1:2 до 1:3. Кроме того, введение добавки в раствор химреагентов ингибитора коррозии снижает эффект коррозии металла на 98-100% путем создания на поверхности оборудования защитной пленки. Немаловажную роль играет введение химреагента комплексных растворов, влияя на выделение и процесс сепарации газа, что связано с увеличением коэффициента полноты отбора газовой фазы при возрастании расхода и при вводе химреагентов по мере подачи в технологии подготовки ВГС. Подача в бустерную установку проводится через компрессор после ступени сепарации для повышения давления в газовой фазе и перед входом в бустерную установку. В результате усовершенствования технологии добычи, сепарации и отбора газа из продукции скважин количество отбора газа увеличилось на 6%, а остаточное газосодержание на ступени сепарации и отстойников I ступени уменьшилось на 4,4%. На узле дальнейшей перекачки (с ДНС-260 на ДНС-1) удалось снизить общие гидравлические потери в 1,6 раза, а вязкость снизить в 1,8 раза по сравнению с потерями без ввода химреагентов.

На всех этапах подъема продукции из пласта и обработки скважинной продукции химическими реагентами комплексного состава отмечается снижение гидравлических потерь от начального до конечного пункта, что подтверждается фактическими данными изменения вязкости эмульсии перед входом в трубопроводную систему на ДНС-1. Также в трубопроводе от ДНС-260 до входа в ДНС-1 путем использования внутритрубной деэмульсации отбор воды доведен до 42% и улучшен показатель отделения воды на установке ступени сепарации предварительного сброса воды.

### **4.3 Опыт обустройства узлов подъема продукции из скважин и сбора продукции со схемой размещения дозирующих установок**

Фонд скважин Подгорного участка состоит из 61 добывающей скважины (в том числе двух ГС), одной скважиной, оборудованной установкой раздельной эксплуатации пластов, и 8 нагнетательных скважин. Все добывающие скважины подключены к системе сбора, имеющей 11 направлений, соединенных в общую трубопроводную систему на ДНС-260 (рисунок 4.9). Откачка продукции с ДНС-260 на ДНС-1 для дальнейшей доработки продукции и сдачи нефти потребителю производится по трубопроводу диаметром 159 мм.

Для разрушения эмульсии и снижения вязкости в потоке на всем участке транспортировки эмульсионной жидкости до ДНС-1 применяется деэмульгатор марки СНПХ-4114. Деэмульгатор СНПХ-4114 представляет собой композицию из неионогенных ПАВ в смеси ароматических и спиртовых растворителей [77].

Схема размещения дозирующих установок на Алексеевском месторождении представлена на рисунках 4.10 и 4.11, включая все скважины Подгорного участка. Кроме того, на ДНС-1 поступает не только скважинная продукция Алексеевского месторождения, но и частично подготовленная нефтегазовая смесь с соседнего Албайского месторождения (рисунок 4.11).

Технологическая схема сбора и транспортировки продукции со скважин Подгорного участка, оборудованных индивидуальными дозаторами химреагентов, показана на рисунке 4.12.

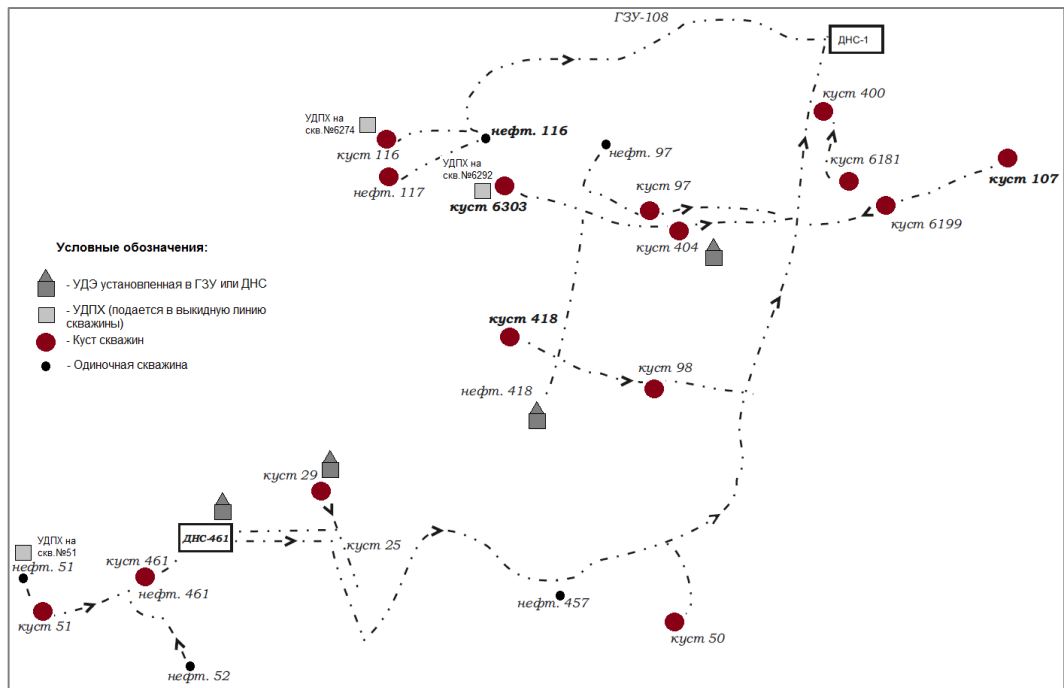


Рисунок 4.9 – Схема размещения дозирующих установок подачи деэмульгатора в продукцию, поступающую на ДНС-1 с направления ГЗУ-108 и ДНС-461 ЗАО “АЛОЙЛ”

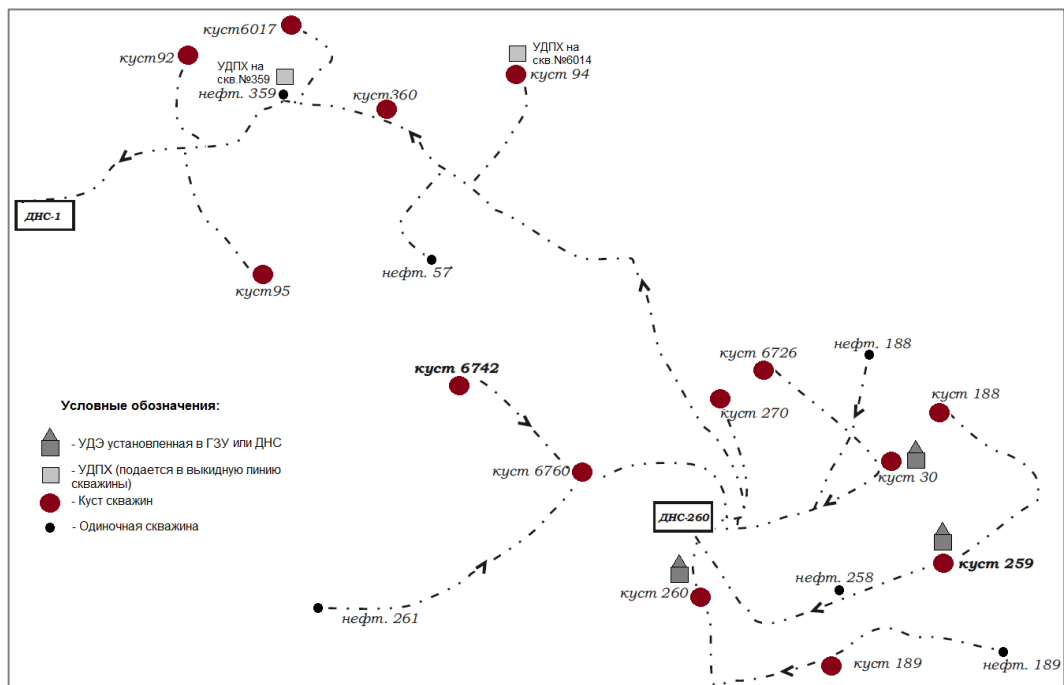


Рисунок 4.10 – Схема размещения дозирующих установок подачи деэмульгатора в продукцию, поступающую на ДНС-1 с направления ДНС-260 ЗАО “АЛОЙЛ”

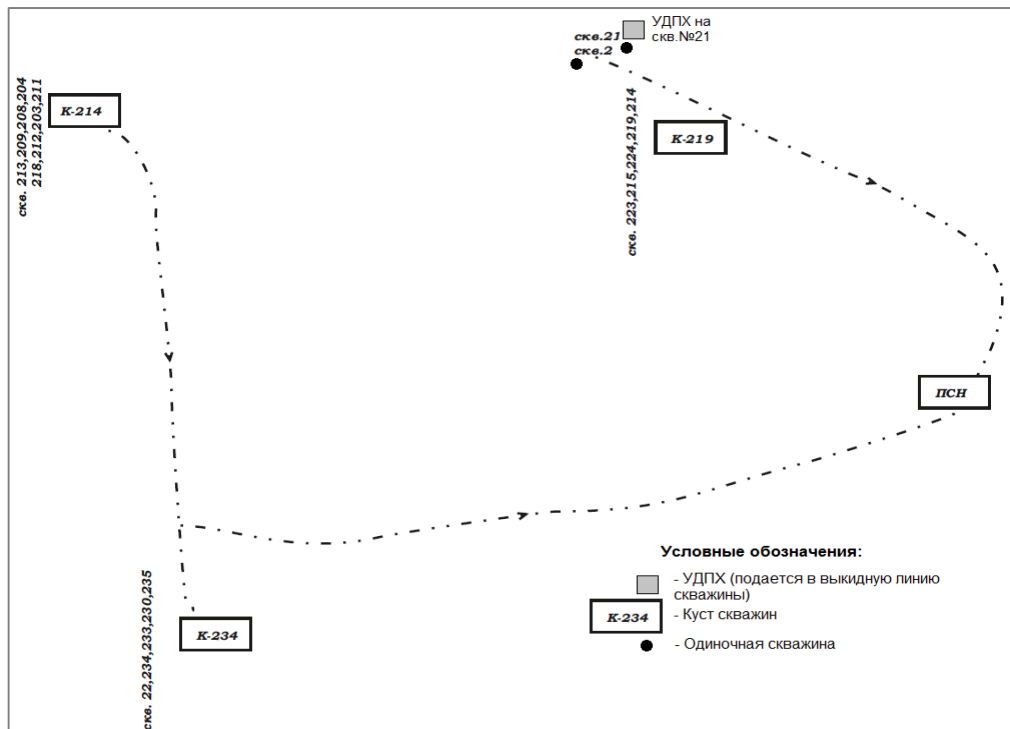


Рисунок 4.11 – Схема размещения дозирующих установок подачи деэмульгатора на Албайском месторождении ЗАО "АЛОЙЛ"

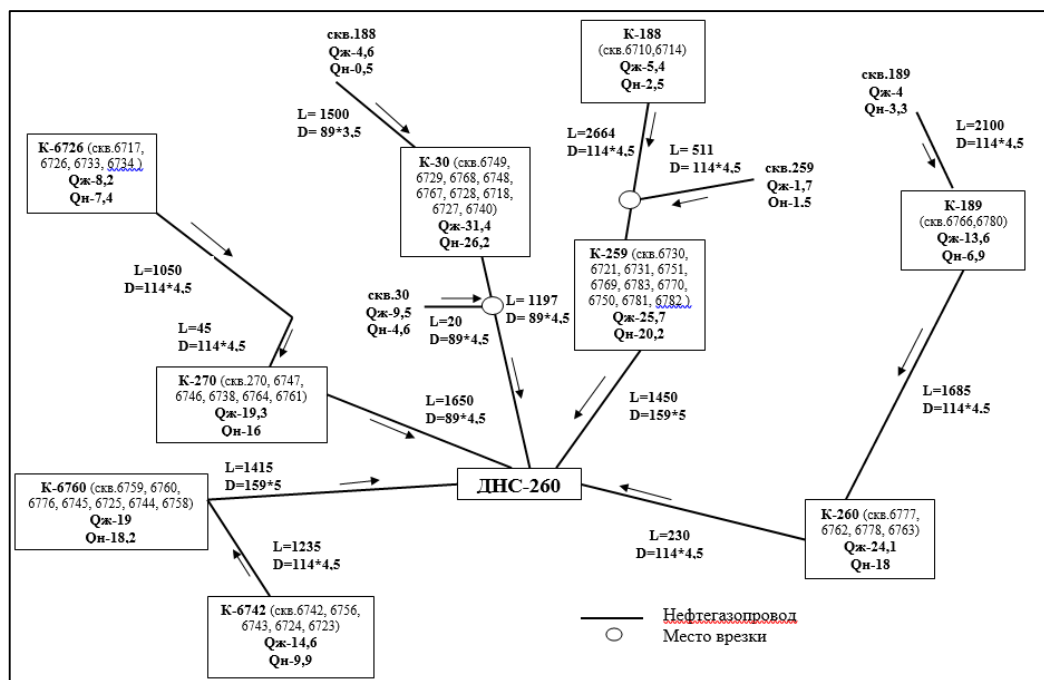


Рисунок 4.12 – Технологическая схема сбора и транспортировки продукции, оборудованных индивидуальными дозаторами химреагентов по скважинам на Подгорном участке

Рассмотрим некоторые проблемы предварительной технологии снижения вязкости эмульсии, направленной на увеличение глубины и качества сепарации продукции, и получение нужного количества газа на узле сепарации с целью подготовки ВГС для закачки в пласт, которая через компрессор направляется в бустерную установку.

Известно, что если рассматривать реологические характеристики эмульсий, то эмульсия представляет собой на устье обводненных скважин вязкопластичную систему с тиксотропными свойствами. При этом тиксотропия растет с ростом обводненности и степени дробления частиц нефти, газа и воды. Вследствие этого разложение эмульсии на воду и нефть без ослабления энергии связи межмолекулярного взаимодействия воды и нефти и разложение на отдельные фазы сильно затруднено. Ввод же растворов химреагентов в смеси с растворителями снижает энергию взаимодействия и межмолекулярные связи, что ведет к разложению эмульсии на нефть и воду. При этом за счет разрушения эмульсии увеличивается выделение газовой фазы и резко снижается вязкость эмульсии.

Например, введение растворов реагентов через установленные на затрубной задвижке дозаторы снижает вязкость эмульсии с 26.5 до 17.8 мПа·с, что приводит к дальнейшему развитию процессов трубной деэмульсации в трубопроводе от ДНС-260 к ДНС-1 диаметром 159 мм.

На рисунке 4.13 показан дозатор с исходным реагентом, который крепится к арматуре затрубной задвижки. Емкость дозатора составляет 5 л. Расход реагентов регулируется в соответствии с дебитами и обводненностью скважин, производительность которых колеблется от 1.5 до 18 м<sup>3</sup>/сут, а обводненность – от 2 до 60%. Скважины оборудованы глубинными насосами типа ШГН. В эмульсии, образованной в стволе скважины без подачи химических реагентов, идет достаточно интенсивный рост вязкости, как видно на рисунке 4.1. Следует отметить, что изменение вязкости тем выше, чем выше дисперсность среды.



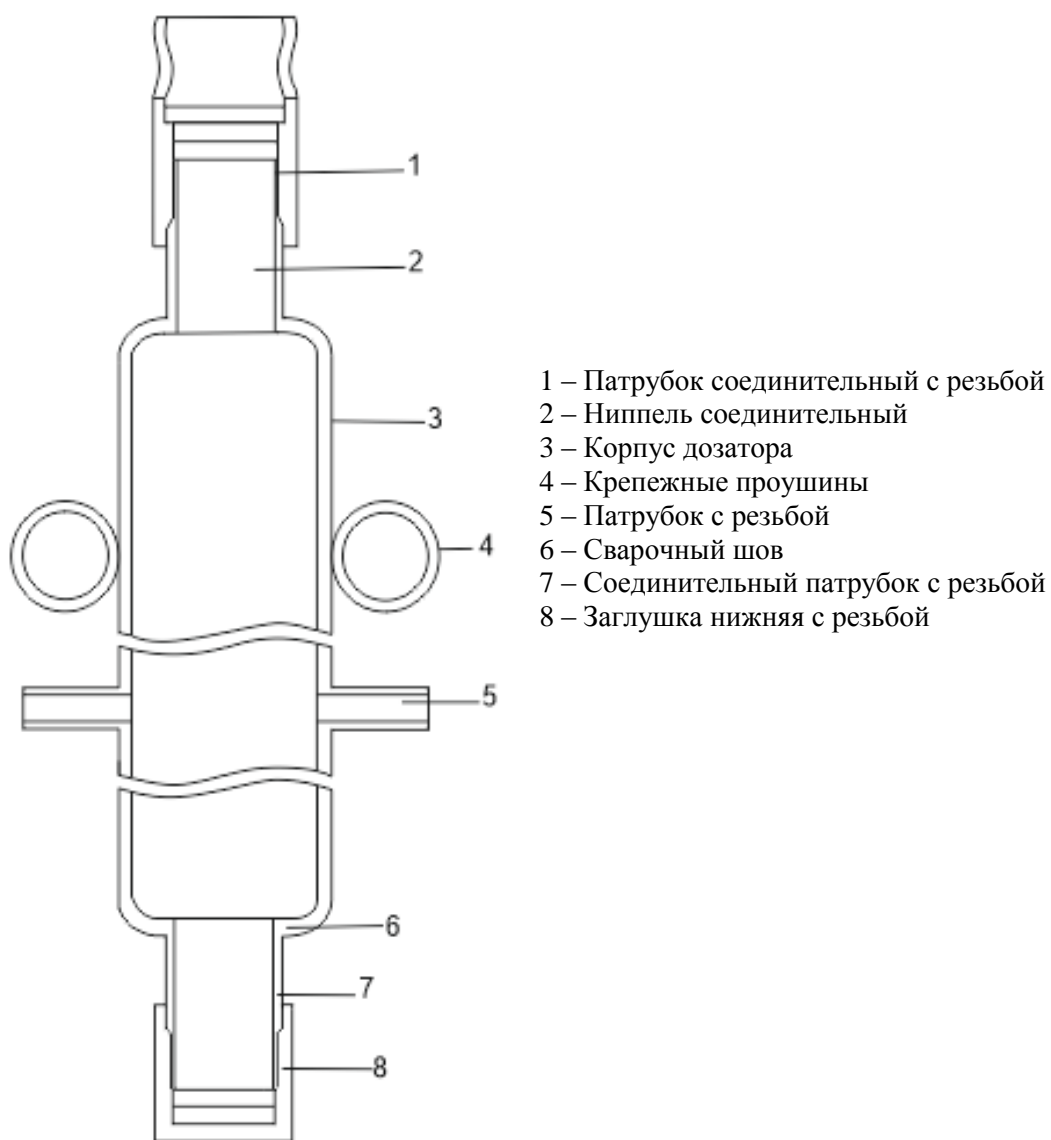


Рисунок 4.13 – Дозатор для химических реагентов

Также следует отметить, что чем больше эффект дробления глобул воды, газа и нефти, тем выше вязкость продукции скважин, которая отмечается при скорости сдвига до  $50-75 \text{ с}^{-1}$ , и при обводненности продукции скважин до 60-65 % вязкость эмульсии может достигать значения до  $11000 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ . Источником образования эмульсии являются муфты штанг, скорость движения газа и обводненность продукции. Например, при формировании колонны штанг с диаметром 19 мм в стволе насосной скважины с НКТ 63 мм, в то время как 60 % насосного фонда имеет диаметр штанговой муфты 42 мм, при расходе  $55 \text{ м}^3/\text{сут}$  и газовом факторе для Подгорного участка в  $24,95 \text{ м}^3/\text{т}$

скорость потока в месте соединения штанг с муфтой увеличивается в 1,96 раз, а при диаметре муфты штанг 46 мм – в 2,4 раза. Учитывая, что при длине штанги в 10 м и при длине трубопровода 1200 м количество муфт будет составлять 120 единиц, это будет означать 120 переходов скорости движения эмульсии.

Емкость для химических реагентов ЕДР-3 с объемом, равным 5 л (рисунок 4.14), предназначена для заливок химических реагентов в затрубное пространство добывающей скважины через затруб. Через вентиль стравливается остаточный газ, демонтируется заглушка емкости, заливается расчетное количество деэмульгатора, заглушка монтируется обратно. Далее открывается затрубная задвижка, давление в емкости и в затрубье выравнивается, жидкость перетекает в затруб, затрубная задвижка закрывается, стравливается остаточное давление в емкости.



Рисунок 4.14 – Емкость для заливки химических реагентов

#### **4.4 Эффективность применения различных реагентов при разделении добываемой продукции на фазы**

С целью определения наиболее эффективного деэмульгатора для применения в системе сбора и подготовки нефти на Алексеевском месторождении были проведены лабораторные исследования на реальных эмульсиях по методике, приведенной в работе [40]. В качестве образца водонефтяной эмульсии использовалась продукция скважины № 6360.

Лабораторные испытания деэмульгаторов марки СНПХ проводились при 50% содержании воды в испытуемой эмульсии.

Исследования проводились на 9 различных видах реагента марки СНПХ, включающих ранний ввод растворов химреагентов на забой скважин через затрубное пространство. Базовые показатели начально неразрушенной эмульсии брались по пробам со скважины № 6360:

- СНПХ-4114
- СНПХ -4410
- СНПХ-4315(Б)
- СНПХ-4315Д(Т)
- СНПХ-4460У
- СНПХ-4460-1
- СНПХ-4870
- СНПХ-4870-1
- СНПХ-4315Д

В лабораторных условиях моделировались параметры технологического режима подготовки нефти на установках подготовки нефти. При исследовании процесса деэмульсации использовали пробы эмульсии, разлитые по отстойникам объемом по 100 мл. Дозировка деэмульгатора составляла 90 и 120 г/т. После введения деэмульгатора эмульсию тщательно перемешивали путем встряхивания (200 раз) и помещали в термостат с заданной температурой. Пробы отстаивали 120 минут при температурах +6°C, +20°C, +55°C. Объём в

миллилитрах выделившейся воды в динамике постоянно фиксировался через определенные промежутки времени. После окончания времени отстаивания в подготовленной нефти определяли остаточное содержание воды методом Дина-Старка, который заключается в азеотропной отгонке воды с толуолом.

В таблице 4.1 представлены результаты испытаний деэмульгирующей эффективности реагентов марки СНПХ по разложению на фазы и обезвоживанию водонефтяных эмульсий Алексеевского месторождения.

Оценка эффективности разрушения и разложения эмульсии со скважин ЗАО «Алойл» на 9 растворах деэмульгаторов марки СНПХ проводилась в лабораторных условиях.

На рисунке 4.15 представлена гистограмма с остаточным содержанием воды в нефти после обработки деэмульгаторами марки СНПХ при различных дозировках.

По результатам проведенных испытаний, выделяются 2 деэмульгатора СНПХ-4114 и СНПХ-4460У. Из них на конечной стадии эксперимента СНПХ-4114 проявляет более высокую эффективность по обезвоживанию эмульсии. При удельных расходах в 90 и 120 г/т остаточное содержание воды в нефти для СНПХ-4114 составило 0,2 % и 0,12 % соответственно (рисунок 4.15).

Таблица 4.1 – Результаты испытаний деэмульгирующей эффективности реагентов марки СНПХ по разложению на фазы и обезвоживанию водонефтяных эмульсий Алексеевского месторождения

№	Реагент	Удел. рас- ход, г/т	Количество отстоявшейся воды в мл за время, мин												Вост. %
			Температура +6°				Температура +20°				Температура +55°				
			30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	360	
1	<b><u>СНПХ-4114</u></b>	90	23	25	25	27	28	29	33	35	39	45	47	49	<b><u>0,2</u></b>
2	СНПХ-4410	90	20	22	22	23	23	24	26	29	33	39	40	48	0,3
3	СНПХ-4315Д(Б)	90	2	6	19	20	22	23	24	25	25	27	28	30	1,0
4	СНПХ-4315Д(Т)	90	0	6	16	19	20	21	22	22	22	23	23	23	1,5
5	<b><u>СНПХ-4460У</u></b>	90	17	20	22	25	25	25	27	29	37	43	45	49	<b><u>0,3</u></b>
6	СНПХ-4460-1	90	9	13	16	18	20	22	23	28	29	33	35	39	0,8
7	СНПХ-4870	90	6	11	17	20	22	24	24	25	25	28	31	34	0,9
8	СНПХ-4870-1	90	7	10	15	16	20	20	22	25	25	29	31	33	0,9

Продолжение таблицы 4.1

9	СНПХ-4315Д	90	0	0	0	0	1	2	3	3	5	8	11	13	2,0
10	<b>СНПХ-4114</b>	120	34	34	34	34	34	35	36	39	45	49	49	49	<b>0,12</b>
11	СНПХ-4410	120	28	28	31	31	32	33	34	35	45	47	47	49	0,2
12	СНПХ-4315Д(Б)	120	20	2	28	28	28	29	29	30	33	39	39	44	0,7
13	СНПХ-4315Д(Т)	120	20	28	28	28	28	28	28	30	35	38	38	41	0,9
14	<u>СНПХ-4460У</u>	120	30	31	31	32	33	35	35	35	42	47	48	49	<u>0,2</u>
15	СНПХ-4460-1	120	20	22	22	23	24	25	18	30	35	36	39	40	0,9
16	СНПХ-4870	120	18	20	23	25	26	27	27	27	30	32	36	40	0,9
17	СНПХ-4870-1	120	15	20	20	20	21	23	23	23	23	27	30	35	1,2
18	СНПХ-4315Д	120	0	0	0	0	5	8	8	10	12	18	20	20	1,7
19	Без реагента	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	30

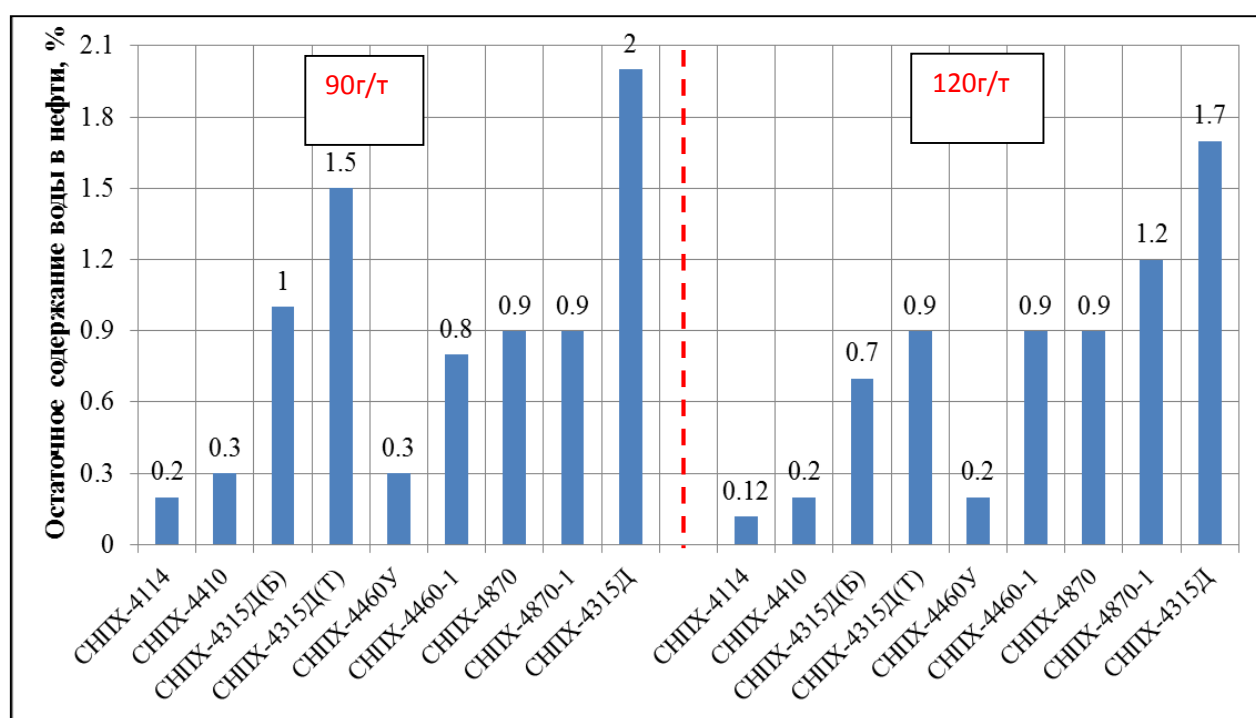


Рисунок 4.15 – Остаточное содержание воды в нефти после обработки деэмульгаторами при различных удельных расходах

### Выводы к главе 4

По результатам испытания деэмульгаторов химреагентов марки СНПХ получено следующее.

1. 1 Реализована технология разрушения и предупреждения образования вязких эмульсий, образующихся в системе «забой-устье скважины-узел сепарации», установкой индивидуальных дозаторов для

подачи растворов химреагентов на прием насосных установок по затрубному участку.

2. Проведен подбор, экспериментально изучены и оптимизированы эффективные комплексные составы химреагентов для снижения вязкости эмульсии.

3. Выявлено, что деэмульгатор СНПХ-4114 в смеси с растворителем и ингибитором коррозии проявляет наиболее высокую эффективность по разрушению, разложению на фазы и обезвоживанию водонефтяной эмульсии Подгорного участка и в целом по Алексеевскому месторождению. При удельных расходах СНПХ-4114 90, 120 г/т содержание воды в нефти составило 0,2 % и 0,12 % соответственно.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. На основе кусочно-линейной аппроксимации функции распределения индикатора гидравлического типа коллектора, построенной по результатам лабораторных исследований керна, получены корреляционные зависимости «проницаемость-пористость» для каждой из выделенных групп коллекторов турнейского яруса. Использование новых зависимостей «проницаемость-пористость» позволило в пределах Алексеевского месторождения учесть вклад емкостной неоднородности порового пространства и более точно прогнозировать значения проницаемости по данным ГИС в межскважинных зонах и на участках, не выявленных бурением.

2. По результатам комплексного изучения геологического строения и текущего состояния разработки установлено, что в пределах Алексеевского месторождения выделяется периферийная залежь, в которой на основе оценки степени сходства по семи геологическим и трем технологическим параметрам относительно основной залежи перспективной технологией извлечения остаточной нефти с повышенной вязкостью является ВГВ. По результатам количественного исследования установлено, что степень сходства основной залежи и периферийной залежи турнейского яруса Алексеевского месторождения достаточно высокая и составляет 92,8 %.

3. В результате обобщения экспериментальных исследований и технологических показателей разработки (промысловых данных) установлена зависимость изменения коэффициента вытеснения нефти при чередующейся закачке «сухого» и «жирного» газа в составе водогазовой системы, согласно которой с вводом «жирного» газа коэффициент вытеснения увеличивается на 4 %.

4. Предложена новая схема закачки ВГС на периферийной залежи Алексеевского месторождения, основанная на переменной закачке по шести парам нагнетательных скважин. Использование предложенной схемы позволило повысить охват воздействием, улучшить энергетическое состояние залежи и увеличить

конечную нефтеотдачу пластов за счет нестационарности заводнения и перераспределения упругих свойств пласта.

5. Предложена и реализована схема разрушения и предупреждения вязких эмульсий, образующихся в системе «забой-устье скважины-узел сепарации», с помощью установки индивидуальных дозаторов для подачи растворов химреагентов на прием насосных установок по затрубному участку. При апробации данной технологии установлено, что для условий Подгорного участка Алексеевского месторождения наиболее эффективным химреагентом является деэмульгатор СНПХ-4114. При удельных расходах 90, 120 г/т содержание воды в добываемой нефти составило 0,2 и 0,12 % соответственно. В результате внедрения технологии ВГВ на Подгорном участке Алексеевского месторождения дополнительно добыто 1278 т нефти с экономическим эффектом размере 2,3 млн рублей.



## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. А. с. 92770 СССР, МПК Е 21 В 43/18. Способ эксплуатации нефтяных месторождений/ Айрапетян М. А. (СССР). – 395607; заявлено 18.04.49; опубл. 01.01.51.
2. Авторский надзор и совершенствование водогазового воздействия на пласт Алексеевского месторождения: отчет о НИР / ЗАО "Алойл", ООО НПФ «Востокнефтегазтехнология». – Уфа, 2008. – Кн. 1: 210 с.
3. Азис, Х. Математическое моделирование пластовых систем/ Х. Азис, Э. Сеттари – М.: Недра (пер. с англ.), 1982. – 408 с.
4. Айрапетян, М. А. К вопросу об эффективности водогазовой репрессии при вторичной эксплуатации нефтяных горизонтов / М.А. Айрапетян // Тр. Института нефти академии наук Казахской ССР, Том 1. – 1956. – С.33-45.
5. Анализ пробной эксплуатации Ачимовской залежи Восточно-Перевального месторождения (пласт Ач): отчет о НИР / КогалымНИПИнефть. – Когалым, 1999. – С. 121-145.
6. Анализ разработки Восточно-Перевального месторождения с обоснованием участков опытно-промышленных работ: отчет о НИР / КогалымНИПИнефть. – Когалым, 2009. – 219 с.
7. Анализ разработки месторождения Северный Сох: отчет о НИР / СредАзНИПИнефть; рук. Далиев И. Д. – Ташкент, 1990. – 92 с.
8. Андреев, В.Е. Геолого-промысловый анализ эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи / В.Е. Андреев, Ю.А. Котенев, В.Г. Щербинин, А.Г. Нугайбеков, Ю.Н. Ягафаров, Ш.Х. Султанов. – Уфа, Изд-во УГНТУ, 1998. – 126 с.
9. Андреев, В.Е. Комплексное геолого-технологическое обоснование и прогнозирование применения методов увеличения нефтеотдачи: дис. ... д-ра техн. наук: 05.15.06: защищена 10.04.1998: / Андреев Вадим Евгеньевич. – Тюмень, 1998. – 347 с.

10. Анурьев, Д.А. Анализ неопределенностей при моделировании водогазового воздействия на нефтяной пласт с применением нейронных сетей / Д.А. Анурьев, И.Н. Кошовкин, А.Л. Дейнеженко // Известия Томского политехнического университета. – 2010, – Том 36. – № 1. – С. 113-118.
11. Анурьев, Д.А. О применимости водогазового воздействия для разработки юрских пластов / Д.А. Анурьев, И.Н. Кошовкин, А.Л. Дейнеженко, А. Г. Скрипкин // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 3. – С. 36-40.
12. Атанов, Г.А. Применение осредненных фильтрационных характеристик при прогнозе показателей разработки нефтяных месторождений / Г.А. Атанов, А.И. Вашуркин, В.М. Ревенко // Проблемы нефти и газа Тюмени. – Тюмень 1973. – № 19. – С.45-49.
13. Ахметов, В.Н. Дифференциация неоднородных коллекторов по фильтрационным свойствам: Автореф. дис. ...канд. техн. наук: 25.00.17 / Ахметов Вячеслав Нилович. – Уфа, 2005. – 24 с.
14. Батурин, Ю.Е. Методы разработки сложнопостроенных нефтегазовых залежей и низкопроницаемых коллекторов / Ю.Е. Батурин, Н.Я. Медведев, В.И. Сонич, А.Н. Юрьев // Нефтяное хозяйство. – № 6. – 2002. – С.14-19.
15. Боглаев, Ю.П. Вычислительная математика и программирование. М.: Высшая школа, 1990. – 544 с.
16. Борисов, В.С. Водогазовое воздействие на опытном участке Самотлорского месторождения / В.С. Борисов // Нефтяное хозяйство. – 1986. – № 12. – С.36-40.
17. Булыгин, Д.В. Геология и имитация разработки залежей нефти/ Д.В. Булыгин, В.Я. Булыгин. – М.: Недра, 1996. – 382 с.
18. Буторин, О.И. Обобщение экспериментальных исследований по определению эффективности применения газового и водогазового воздействия на пласты / О.И. Буторин, Г.Н. Пияков // Нефтепромысловое дело. – 1995. – № 8-10. – С.54-59.

19. Буторин, О.О. Повышение эффективности разработки литологически экранированных нефтенасыщенных линз вскрытых тремя скважинами / О.И. Буторин//Нефтепромысловое дело. – 2002. – № 3. – С.18-21.
20. Буторин, О.О. Повышение эффективности разработки литологически экранированных нефтенасыщенных линз двумя скважинами / О.О. Буторин, Н.И. Хисамутдинов, Ф.Ф. Халиуллин, А.Ф. Закиров // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 8. – С.57-61.
21. Буторин, О.О. Разработка литологически экранированных нефтенасыщенных линз одной скважиной с проведением гидроразрыва пласта / О.О. Буторин, А.Т. Панарин, Ф.Ф. Халиуллин // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 8. – С.48-56.
22. Васильев, Р.В. Водогазовое воздействие на Восточно-Перевальном месторождении / Р.В. Васильев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 12. – С. 40-43.
23. Вафин, Р. В. Метод регулирования технологией водогазового воздействия на пласт / Р. В. Вафин // Нефтепромысловое дело. – 2008. – № 2. – С. 30-32.
24. Вафин, Р.В. Интенсификация отбора нефти из периферийной залежи водогазовыми технологиями / Р.В. Вафин, А.Ф. Егоров, Р.М. Инсафов, Р.Х.Гильманова и др. // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 5. – С. 29-32.
25. Вафин, Р.В. Методы оптимизации отбора нефти на мелких месторождениях / Р.В. Вафин, А.Ф. Егоров, Р.М. Инсафов, Н.И. Хисамутдинов и др. // Нефтепромысловое дело. – 2019. – №5. – С. 11-16.
26. Вафин, Р.В. Об опыте разработки совместно-разноименных пластов с применением технологии одновременно-раздельной эксплуатации / Р.В. Вафин, Т. Р. Вафин, И. Ш. Щекатурова // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 8. – С. 5-11.
27. Вафин, Р.В. Обоснование выбора периферийных участков и оценка эффективности вытеснения из них нефти водогазовыми технологиями/

Р.В. Вафин, А.Ф. Егоров, Р.М. Инсафов, И.И. Литвинов и др. // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 3. – С. 9-14.

28. Вафин, Р.В. Основы извлечения вязких недонасыщенных газом нефтей из карбонатных коллекторов водогазовым воздействием на пласт: дис. ... д-ра техн. наук: 25.00.17 / Вафин Риф Вакилович. – Уфа, 2009. – 232 с.

29. Вафин, Р.В. Особенности разработки нефтяных залежей кизеловского горизонта Алексеевского месторождения / Р. В. Вафин // Нефтепромысловое дело. – 2004. – № 3. – С. 16-23.

30. Вафин, Р.В. Повышение эффективности технологии водогазового воздействия на пласт на Алексеевском месторождении / Р.В. Вафин // Нефтепромысловое дело. – 2008. – № 2. – С. 33-35.

31. Вафин, Р.В. Стимуляция добычи нефти обработкой призабойных зон добывающих скважин Алексеевского месторождения (кизеловский горизонт) / Р.В.Вафин, М.С.Зарипов, И.М.Гимаев, Д.Л.Алексеев и др. // Нефтепромысловое дело. – 2004. – № 7. – С.16-20.

32. Вафин, Р.В. Управление эффективностью водогазового воздействия по промысловым данным / Р.В. Вафин, Т.Р. Вафин, М.С. Зарипов, И.Ш. Щекатурова // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 8. – С. 24-28.

33. Вафин, Т.Р. Определение интенсивности воздействия на пласт закачкой водогазовой смеси в циклическом режиме / Т.Р. Вафин, М.С. Зарипов, Р.Х. Гильманова, М. Н. Шаймарданов и др. // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 9. – С. 16-21.

34. Вафин, Т.Р. Совершенствование технологий водогазового воздействия на пласт на нестационарном режиме: диссертация ... кандидата технических наук 25.00.17 / Вафин Тимур Рифович. – Татар. науч.-исслед. и проек. ин-т нефти. – Бугульма, 2016. – 122 с.

35. Владимиров И.В. Экспресс-методика расчета технологических показателей эксплуатации залежей нефти (Дополненное и исправленное) / И.В. Владимиров, А.Ф. Егоров, Р.М. Инсафов, Н.И. Хисамутдинов и др. // г. Уфа, ООО «Монография», 2017. – 49 с.

36. Гильманова, Р.Х. Использование геостатистических методов при изучении геологического строения сложных объектов нефтедобычи / Р.Х. Гильманова, Р.Г. Сарваретдинов, А.А. Махмутов, Е.В. Корнев, А.Б. Янкин // Нефтяная провинция. – 2020. – № 1(21). – С.1-16.
37. Гильманова, Р.Х. Использование методики построения куба проницаемости с учетом неоднородности пластов на месторождениях нефти Урало-Поволжья / Р.Х. Гильманова, А.А. Махмутов, Е.В. Корнев, Т.Р. Вафин // Нефтяная провинция. – 2020. – № 4(24). – С. 72-89.
38. Гильманова, Р.Х. Литолого-фациальный анализ продуктивных пластов терригенного девона Алексеевского месторождения / Р.Х. Гильманова, А.А. Махмутов, Т.Р. Вафин, А.Ф. Егоров // Нефтяная провинция. – 2020. – № 3(23). – С. 54-67.
39. Гиматудинов, Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта / Ш.К. Гиматудинов, А.И. Ширковский. – М.: Недра, 1982. – 311 с.
40. Гладкий, Е.А. Оценка эффективности широко применяемых реагентов-деэмульгаторов для обезвоживания нефти термохимическим способом / Е.А. Гладкий, А.Ф. Кемалов, В.И. Гайнуллин, Т.С. Бажиров // Экспозиция нефти и газа. – 2015. – № 5. – С. 18-20.
41. Гусев, С.В. Регулирование водогазового воздействия на пласт / С. В. Гусев, Я. Г. Коваль, Т. М. Сурнова, Г. А. Харитонов // Нефтяное хозяйство. – 1990. – № 6. – С.49-52.
42. Добрынин, В. М. Фазовые проницаемости коллекторов нефти и газа / В.М. Добрынин, А.Г. Ковалев, А.М. Кузнецов, В.Н. Черноглазов // Обз. информация М.: ВНИИОЭНГ, 1988. – 52 с.
43. Дроздов, А. Н. Технология и техника водогазового воздействия на нефтяные пласты. Ч. 2. Исследование до вытеснения модели нефти водогазовыми смесями после заводнения / А.Н. Дроздов, Ю.А. Егоров, В.П. Телков и др. // Территория Нефтегаз. – 2006. – № 3. – С. 48-51.
44. Зарипов, Р.Р. Анализ применяемых технологий обработки призабойных зон скважин на Тавельском месторождении / Р.Р. Зарипов, М.П.

Круглов, Л.Ф. Ульмаскулов, Д.Л. Алексеев и др. // Нефтепромысловое дело. – 2004. – № 8. – С.18-24.

45. Зацепин, В. В. Опыт промышленной реализации технологии водогазового воздействия с закачкой водогазовой смеси в пласт / В.В. Зацепин // Нефтепромысловое дело. – 2007. – № 1. – С. 10-13.

46. Зубарев, В.В. Проектирование водогазового воздействия с использованием информационных технологий / Зубарев В.В., Ибатуллин Р.Р., Насыбуллин А.В. и др. // Бурение и нефть. – 2008. – № 7-8. – С. 52-53.

47. Зубарев, В.В. Выбор оптимального агента для осуществления водогазового воздействия при различных геолого-технологических условиях / В.В. Зубарев, Р.Р. Ибатуллин, А.В. Насыбуллин и др. // Тр. ТатНИПИнефть. – 2008. – С. 228-234.

48. Ибрагимов, Г. З. Применение химических реагентов для интенсификации добычи нефти / Г.З. Ибрагимов, К.С. Фазлутдинов, Н.И. Хисамутдинов. – М.: Недра, 1991. – 208 с.

49. Иванов, В. И. Фазовые проницаемости при фильтрации трехфазного потока в пористой среде в случае комбинированной периодической закачки воды и воздуха в пласт. Теоретические и экспериментальные исследования разработки нефтяных месторождений / В.И. Иванов // Материалы межвузовской конференции при Казанском университете 29-31 октября 1963 г. – Казань. – 1964. – С.150-153.

50. Инсафов, Р.М. Снижение энергетических затрат на добычу, сбор и перекачку добываемой продукции с периферийных залежей / Р.М. Инсафов // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 2. – С. 48-49.

51. Инсафов, Р.М. Исследование изменения коэффициента вытеснения нефти в зонах переменного объема закачки рабочего агента в пласт/ Р.М. Инсафов, А.Ф. Егоров, Р.Х. Гильманова // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 6. – С. 5-9.

52. Инсафов, Р.М. Оптимизация расхода химреагента для обработки скважинной продукции по показателю дисперсности нефтяной эмульсии /

Р.М. Инсафов, И.М. Бакиров, А.Г. Миннуллин, А.А. Рахматуллин // Нефтепромысловое дело. – 2021. – № 3. – С. 42-44.

53. Инсафов, Р.М. Повышение эффективности нефтевытеснения водогазовыми технологиями путем изменения состава и объема газа в оторочках / Р.М. Инсафов, А.Ф. Егоров, А.Г. Миннуллин, А.А. Рахматуллин // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 2. – С. 38-40.

54. Инсафов, Р.М. Регулирование оптимального режима транспортировки жидкости с учетом создания остаточного газосодержания при перекачке с периферийного участка / Р.М. Инсафов, А.Ф. Егоров, А.А. Рахматуллин // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 6. – С. 50-54.

55. Каневская, Р.Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта/ Р.Д Каневская. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр». – 1999. – 212 с.

56. Каюмов, М.Ш. Оптимизация выработки остаточных запасов нефти из низкопродуктивных коллекторов регулированием зон дренирования / М.Ш. Каюмов, М.М. Салихов, Р.Б. Рафиков, М.М. Тазиев и др. // Нефтепромысловое дело. – 2005. – № 8. – С.30-35.

57. Коваленко, Э.К. Лабораторные исследования эффективности периодической закачки воздуха в процессе заводнения неоднородных пластов / Э.К. Коваленко, И.Л. Мархасин, М.М. Саттаров // Тр. УфНИИ. – 1963. – Вып. 9-10. – С.155-160.

58. Кокорев, В.И. Газовые методы – новая технология увеличения нефтеотдачи пластов / В.И. Кокорев // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 11. – С. 24-27.

59. Кошовкин, И.Н. Отображение неоднородностей терригенных коллекторов при построении геологических моделей нефтяных месторождений / И.Н. Кошовкин, В.Б. Белозеров // Известия Томского политехнического университета. – 2007. – Т.310 – № 2. – С. – 26-32.

60. Крючков, В.И. Водогазовое воздействие на пласт на основе попутного газа как альтернатива заводнению / В.И. Крючков, Г.В. Романов, М.Ф. Печеркин и др. // Интервал. – 2004. – № 4. – С.56-60.

61. Кундин, С.А. О величине остаточной газонасыщенности при вытеснении газированной нефти водой / С.А. Кундин // НТС по добыче нефти. ВНИИ. – 1961. – № 12. – С. 57-62.

62. Лискевич, Е.И. Вытеснение нефти газом и водой при комбинированной закачке / Е. И. Лискевич // НТС «Проблемы нефти и газа Тюмени». – 1974. – Вып. 22. – С.35-37.

63. Лысенко, В. Д. Проблемы разработки залежи нефти при газовом заводнении и чередующейся закачке воды и газа / В. Д. Лысенко // Нефтепромысловое дело. – 2007. – № 2. – С. 4-15.

64. Любимов, Н.Н. Использование средств гидродинамического моделирования для оценки технологической эффективности режима смешивающегося вытеснения нефти при реализации технологии водогазового воздействия на пласт / Н. Н. Любимов // Бурение и нефть. – 2012. – № 12. – С. 48-51.

65. Магзянов, И.А. Применение технологии подготовки и перевода периферийной части залежи на вытеснение нефти водогазовыми методами / И.А. Магзянов, А.Г. Миннуллин, Р.М. Инсафов, Р.Х. Гильманова и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых скважин. – 2020. – № 2. – С. 76-78.

66. Мангазеев, В.П. Методика отображения в цифровой геологической модели литолого-фациальных особенностей терригенного коллектора / В.П. Мангазеев, В.Б. Белозеров, И.Н. Кошовкин, А.В. Рязанов // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 5. – С. 66-70.

67. Михайлов, Н.Н. Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых пластов / Михайлов Н.Н. – М.: Недра, 1992. – 270 с.

68. Михайлов, Н.Н. Прогноз остаточного нефтенасыщения при проектировании методов воздействия на пласт и призабойную зону / Н.Н.



Михайлов, В.И. Глазова, Е.С. Высоковская // М.: ВНИИОЭНГ. Сер. Нефтепромысловое дело. – 1983. – 73с.

69. Мищенко, И.Т. Скважинная добыча нефти: учебное пособие для вузов/ И.Т.Мищенко – М.: ФГУП Изд-во «нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.

70. Мищенко, И.Т., Кондратюк А.Т. Особенности разработки нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами / И.Т. Мищенко, А.Т. Кондратюк. – М.: Нефть и газ, 1996. – 190 с.

71. Муслимов, Р.Х. Повышение эффективности освоения нефтяных месторождений Татарии / Р.Х. Муслимов. – Казань: Таткнигоиздат, 1985. – 176 с.

72. Муслимов, Р.Х. Проект реализации водогазового воздействия на Алексеевском месторождении / Р.Х. Муслимов, Р.С. Хисамов, Р.В. Вафин, Н.И. Хисамутдинов и др.// Нефтепромысловое дело. – 2004. – №6. – С.23-31.

73. Муслимов, Р.Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения / Р.Х. Муслимов. – Казань. Изд-во Казанского госуниверситета, 2003. – 596 с.

74. Обоснование применения газового и водогазового воздействия. Этап 2. Анализ теоретических и экспериментальных работ по газовым и водогазовым методам воздействия на пласт: отчет о НИР / ВНИИнефть; рук. Желтов Ю. В.– М.: 1988. – С. 56-67.

75. Островский, Ю. М. Вытеснение нефти газоводяными смесями из слоисто-неоднородных пластов / Ю. М. Островский, А. И. Хомышин // Тр. Укргипрониинепфть, 1979. – Вып.29. – С.100-103.

76. Островский, Ю. М. О механизме комбинированного вытеснения нефти водой и газом / Ю. М. Островский, Р. А. Гнатюк, Е. И. Лискевич // Тр. Укргипрониинепфть. – 1973. – Вып.11–12. – С. 220-225.

77. Отчет по результатам лабораторных исследований деэмульгаторов марки СНПХ на водонефтяных эмульсиях ЗАО «Алойл» (Разработчик ООО НИИ «Нефтепромхим»). – Казань, 2017. – 6 с.

78. Петрова, Е.С. Опыт интерпретации кривых ГИС с учетом особенностей геологического строения на примере кыновско-пашийского разреза Урало-Поволжья/ Е.С. Петрова, Д.В. Фурман, Е.О. Гронский, Р.М. Инсафов и др. // IV Всероссийская молодежная научно-практическая конференция «Геолого-геофизические исследования нефтегазовых пластов». Сборник тезисов. – Уфа: РИЦ БашГУ. – 23 мая 2019. – С. 86-89.

79. Разработка нефтяных месторождений в 4-х томах / Под редакцией Н.И. Хисамутдинова, Г.З. Ибрагимова. – М.: ВНИИОЭНГ, 1994. – т.1 – 240 с., т.II - 272 с., т. III – 149 с., т. IV – 263 с.

80. Сарваретдинов, Р.Г. Предпосылки к уточнению концептуальной и седиментологической моделей нефтяных пластов на поздней стадии разработки / Р.Г. Сарваретдинов, А.А. Махмутов, С.Н. Смирнов и др.// Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 10. – С.45-50.

81. Сафиуллин, И.Р. Способ построения палеофациальной модели продуктивных пластов путем автоматизированной обработки данных ГИС / И.Р. Сафиуллин, А.А. Махмутов, А.Г. Миннуллин и др.// Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности и газовых месторождений. – 2017. – № 5. – С.16-19.

82. Сафиуллин, И.Р. Экспресс-метод оценки степени взаимодействия скважин с использованием частотного анализа данных истории эксплуатации нагнетательных и добывающих скважин / И. Р. Сафиуллин, В. М. Васильев, Н. И. Хисамутдинов, К. В. Абабков, В. Ш. Шаисламов // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 7. – С. 10-13.

83. Сборник инструкций и регламентов по технологиям ОПЗ пластов, стимуляции работы скважин и повышению нефтеотдачи пластов. ОАО «Татнефть», НПО «Нефтегазтехнология», Уфа-Альметьевск, 2002 г. – С.182.

84. Степанова, Г.С. Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласты / Г.С. Степанова. – М.: Газойл пресс, 2006. – 200 с.

85. Сургучев, М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов/ М.Л. Сургучев. – М.: Недра, 1985. – 308 с.
86. Тазетдинова Г.С. Пересчет запасов Алексеевского нефтяного месторождения РТ/ Г.С. Тазетдинова. – ЗАО Алойл, Казань, 2002, 369 с.
87. Тазетдинова Г.С. Подсчет запасов нефти Подгорного участка Алексеевского месторождения РТ/ Г.С. Тазетдинова. – ЗАО Алойл, Казань, 2004, 256 с.
88. Технологическая схема опытно-промышленной разработки Алексеевского месторождения водогазовой смесью (опытный участок скважин № 6343, 6396): отчет о НИР / ЗАО "Алойл", ООО НПО «Нефтегазтехнология». – Уфа, 2003. – Кн. 1. – 204с.
89. Тронов, А.В. Научное обоснование и создание комплекса технологий очистки нефтепромысловых вод для повышения эффективности разработки нефтяных месторождений: диссер. ... докт. техн. наук: 25.00.17 / Тронов Анатолий Валентинович – Бугульма. ТатНИПИнефть, 2001. – 323 с.
90. Тронов, В.П. Промысловая подготовка нефти / В.П. Тронов. – Казань, ФЭН, 2000. – 416 с.
91. Тронов, В.П. Разрушение нефтяных эмульсий при добыче нефти / В.П. Тронов. – М. Недра, 1974. – 272 с.
92. Тронов, В.П. Фильтрационные процессы и разработка нефтяных месторождений / В.П. Тронов. – Казань: Изд-во «ФЭН» Академии Наук РТ, 2004. – 584 с.
93. Халимов, Р.Х. Способ оценки послойной неоднородности нефтяных пластов по проницаемости в условиях недостаточной информативности / Р.Х. Халимов, А.А. Махмутов, Р.З. Нургалиев, Н.И. Хисамутдинов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 12. – С. 56-58.
94. Хисамутдинов, Н.И. Нестационарные технологии вытеснения вязких нефтей физико-химическими методами / Н.И. Хисамутдинов, Р.Ф. Вафин. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2018. – 224 с.

95. Хисамутдинов, Н.И. О некоторых особенностях вытеснения нефти из неоднородных по проницаемости коллекторов водогазовой смесью / Н.И. Хисамутдинов, Сарваретдинов Р.Г., Вафин Т.Р., Щекатурова И.Ш., Насыбуллин А.В. // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 1. – С. 29-32.
96. Чеботарев, В.В. Расчеты основных показателей технологических процессов при сборе и подготовке скважинной продукции / В.В. Чеботарев – Уфа, УГНТУ, 2007. – 408с.
97. Эфрос, Д.А. Определение средних размеров газовых включений при нестационарной фильтрации газированной жидкости / Д.А. Эфрос, С.А. Кундин // Тр. ВНИИ, 1957. – Вып.10. – С.318-338.
98. Яценко, В.М. Методика оценки проницаемости методом гидравлических единиц на примере коллекторов Ванкорского месторождения / В.М. Яценко, Д.А. Антоненко, Р.Р. Нигматуллин // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 12. – С. 69-72.
99. Cronquist, C. Carbon dioxide dynamic miscibility with light reservoir oils / C.Cronquist Proc. Fourth Annual U.S. DOE Symposium, Tulsa. – 1978. – P. 28-30.
100. Dong, M. Potential of Greenhouse Gas Storage and Utilization through Enhanced Oil Recovery – Task 3: Minimum Miscibility Pressure (MMP) Studies / M. Dong // Final Report (SRC Publication). – 1999. – № 9. – P. 110-468.
101. KYTE, I.R. Mechanism of Water-flooding in Presence of Free Gas / I.R. KYTE et al. // Petr. Trans. AIME. – 1956. – Vol.207. – P. 215-221.
102. Махмутов, А.А. Совершенствование метода гидравлических единиц потока на основе кусочно-линейной аппроксимации функции распределения FZI в условиях сложного геологического строения / А.А. Махмутов, В.К. Мухутдинов, Р.Х. Гильманова, Р.М. Инсафов // Нефтяная провинция. – 2021. – №4 (28). – Часть 2. – С.343-352. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.343-352>.