

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

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Бугульма - 2022

Работа выполнена в Татарском научно-исследовательском и проектном институте нефти
(ТатНИПИнефть) ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина

Научный руководитель

доктор технических наук
Бакиров Ильшат Мухаметович

Официальные оппоненты:

Султанов Шамиль Ханифович

доктор технических наук, профессор
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования «Уфимский
государственный нефтяной технический университет»,
профессор кафедры «Геология и разведка нефтяных и
газовых месторождений»

Телков Виктор Павлович

кандидат технических наук, доцент
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования «Российский
государственный университет нефти и газа (национальный
исследовательский университет) имени И.М. Губкина»,
доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных
месторождений»

Ведущая организация:

**Общество с ограниченной ответственностью «РН-
БашНИПИнефть» (г. Уфа)**

Защита состоится 19 мая 2022 г. в 15-30 часов на заседании диссертационного совета
72.1.021.01 в Татарском научно-исследовательском и проектном институте нефти
(ТатНИПИнефть) по адресу: 423236, Республика Татарстан, г. Бугульма, ул. М. Джагиля, д.
32.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке и на сайте Татарского научно-
исследовательского и проектного института нефти www.tatnipi.ru

Автореферат диссертации разослан «___» _____ 20__ г.

**Ученый секретарь
диссертационного совета**



Львова Ирина Вячеславовна

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы

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. Глумов 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 исследования

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 керн.

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 результатов работы

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.

Положения, выносимые на защиту:

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.

Достоверность полученных результатов

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 результатов 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.

КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность работы, сформированы цель, основные задачи исследования и методы решения, обозначены положения, выносимые на защиту, показаны научная новизна, теоретическая и практическая ценность результатов работы.

В первой главе приведено состояние изученности проблемы разработки залежей нефти с повышенной вязкостью южного склона Южно-Татарского свода (ЮТС).

Алексеевское нефтяное месторождение приурочено к южному склону ЮТС.

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 добычи нефти является Алексеевский участок. Так по Алексеевскому участку добыто – 56,8 %, Фоминовскому – 17,0 %, Подгорному – 26,2 % от всей добычи нефти по месторождению. Распределение начальных извлекаемых и текущих извлекаемых запасов, а также накопленного отбора нефти по объектам разработки приведено на рисунке 1 по состоянию на дату изучения.

Остаточные 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 %.

Анализ применяемой системы 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.

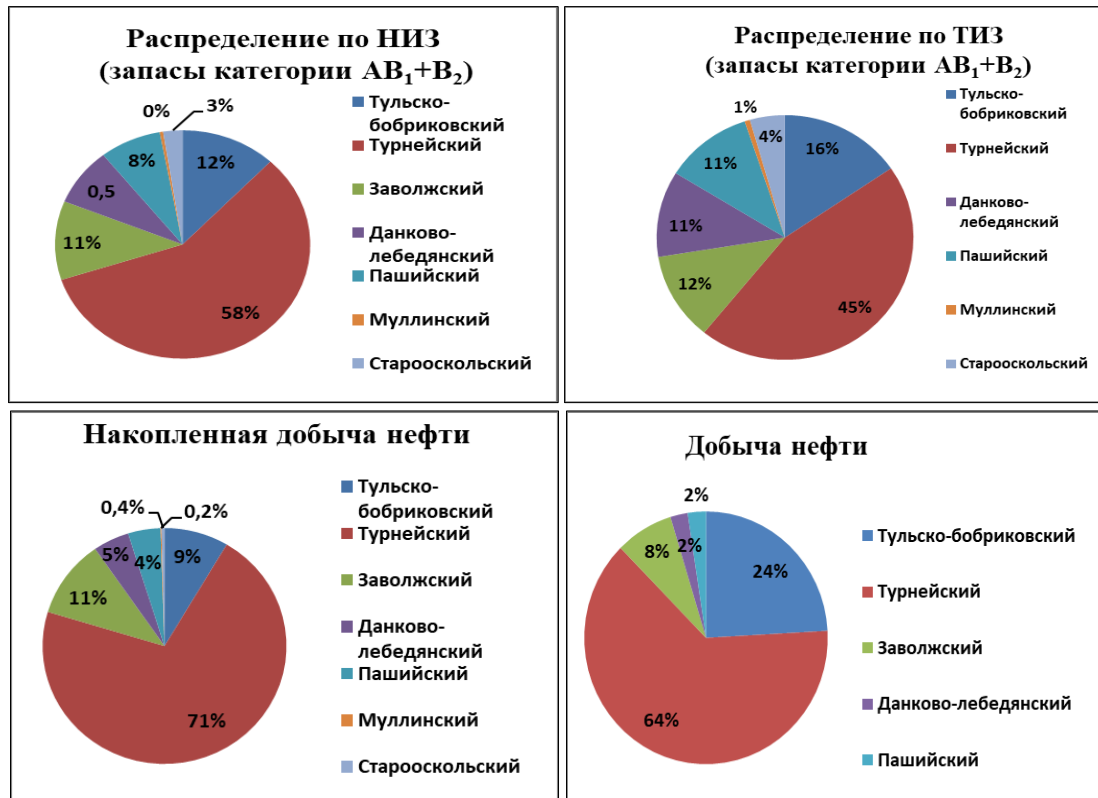


Рисунок 1 – Распределение запасов и добычи по продуктивным горизонтам Алексеевского месторождения

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

Как показывает практика, своевременный ввод системы поддержания пластового давления 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.

Промышленная разработка Подгорного участка Алексеевского месторождения характеризуется определенной последовательностью и началась в июле 1978 года путем ввода скважин №№ 258 и 259 (Рисунок 2).

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 добывных 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.

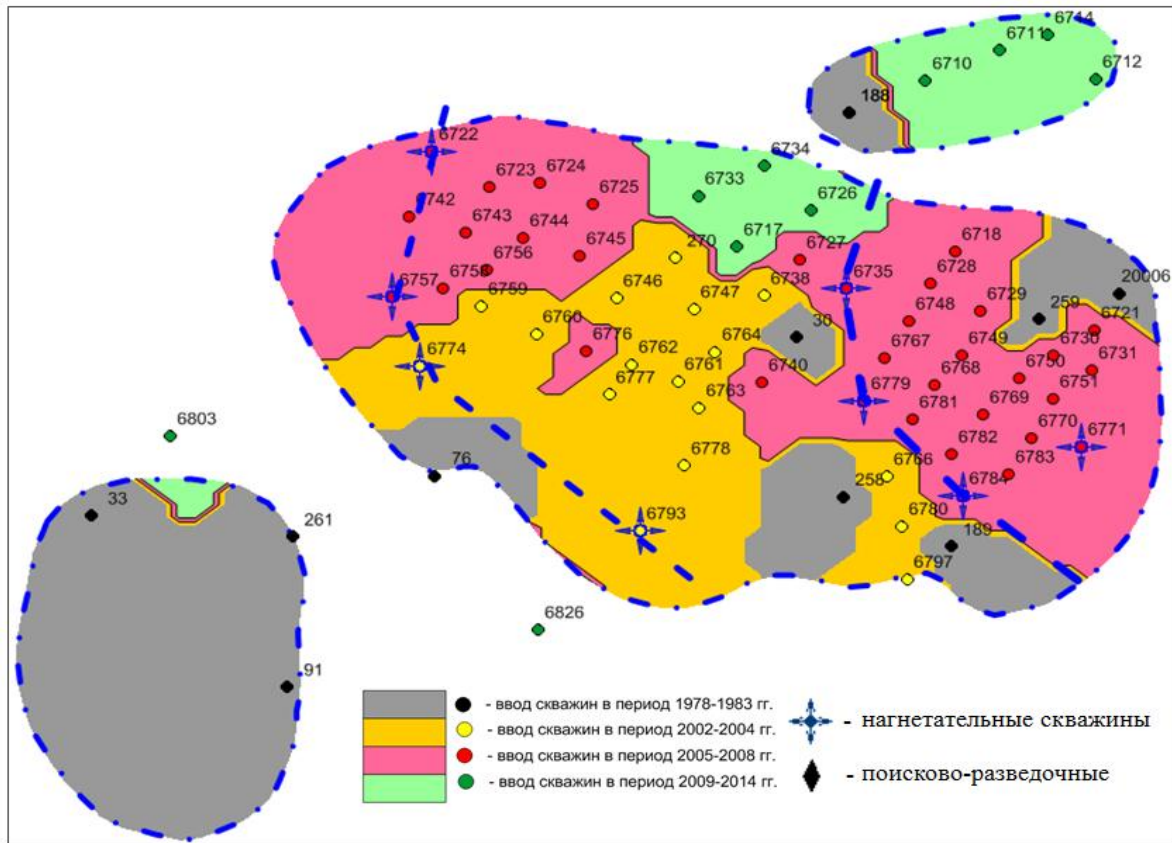


Рисунок 2 – Схема ввода скважин и разрезания периферийного участка на блоки заводнения и разработки

Для оценки эффективности системы ППД построены карты площадного распространения среднего дебита скважин по нефти до и после заводнения залежи (Рисунок 3).

После ввода системы ППД в пределах изучаемой залежи произошли существенные изменения в добыче по скважинам первого ряда (Рисунок 3(б)). Отмечается существенный рост дебита скважин по 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.

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 отличие 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.

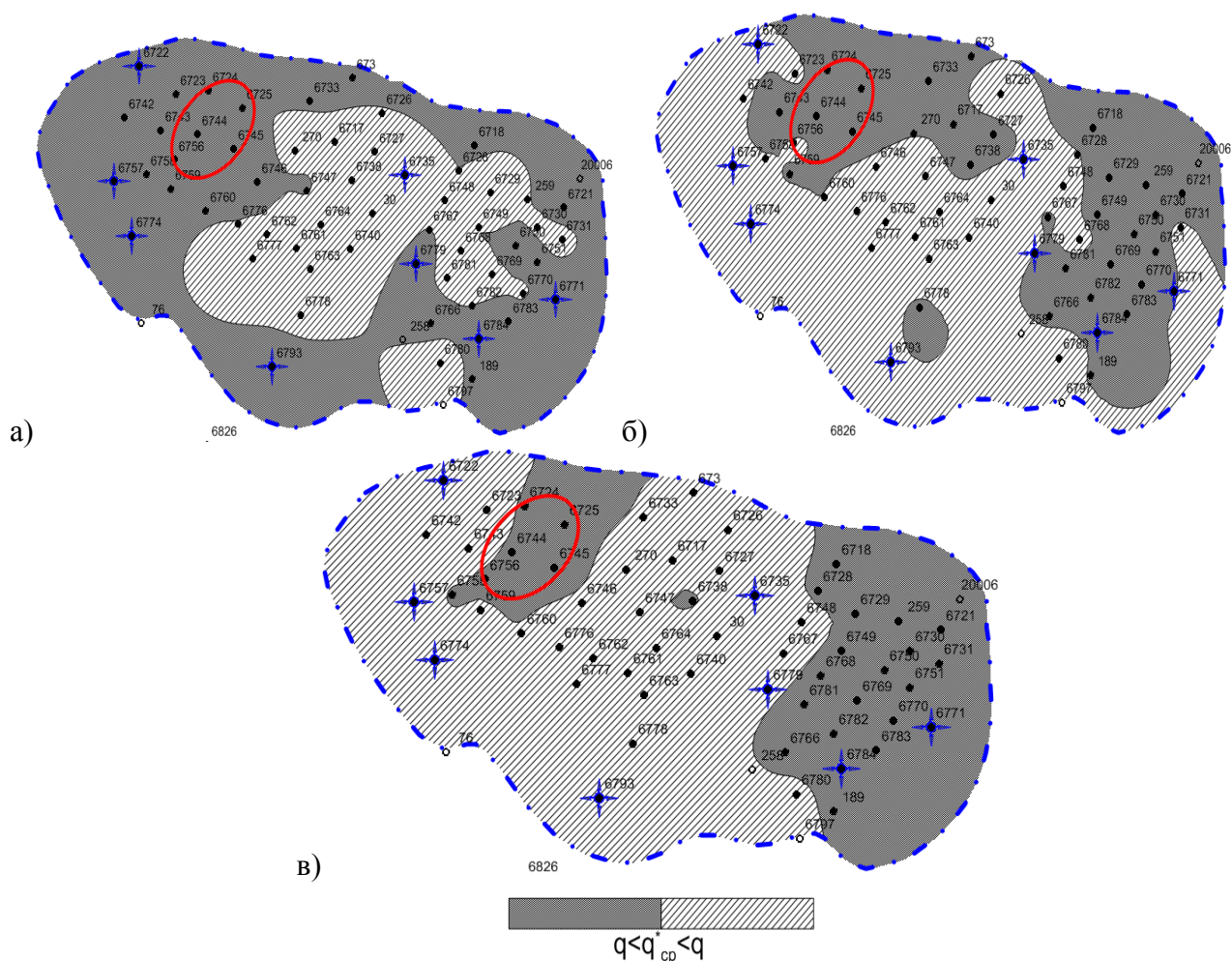


Рисунок 3 – Карта среднего дебита скважин по нефти добывающих скважин
а) до заводнения; б) после заводнения; в) через 5 лет от начала заводнения

Во второй главе рассмотрено совершенствование методов изучения фильтрационных характеристик продуктивных пластов Алексеевского месторождения.

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.

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 (Таблица 1).

Таблица 1 – Освещенность керном продуктивных отложений

Горизонт	Количество определений, шт			
	К _п	К _{пр}	К _{во}	δ _п
Тульский	50	9	42	-
Бобриковский	7	5	5	-
Кизеловский+Черепетский	538	460	307	459

Одним из наиболее значимых факторов, существенно влияющих на эффективность разработки нефтяных месторождений, является неоднородность продуктивных пластов по фильтрационно-емкостным свойствам. 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 геолого-технических мероприятий (ГТМ).

Согласно результатам исследования керна, ГИС и ГДИС отмечено, что изучаемые породы-коллекторы характеризуются высокой литологической изменчивостью и низкой согласованностью между проницаемостью и пористостью (Рисунок 4).

Применение традиционного способа оценки проницаемости, основанного на вычислении через пористость по формуле корреляционной зависимости, будет содержать значительные погрешности и неточности. Это связано с тем, что получаемый результат будет иметь вид сглаженного распределения проницаемости и не будет учитывать наблюдаемый разброс экспериментальных данных.

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.

Так в работе разработан автоматизированный способ выделения гидравлических единиц потока в пределах продуктивных пластов объекта исследования. 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.

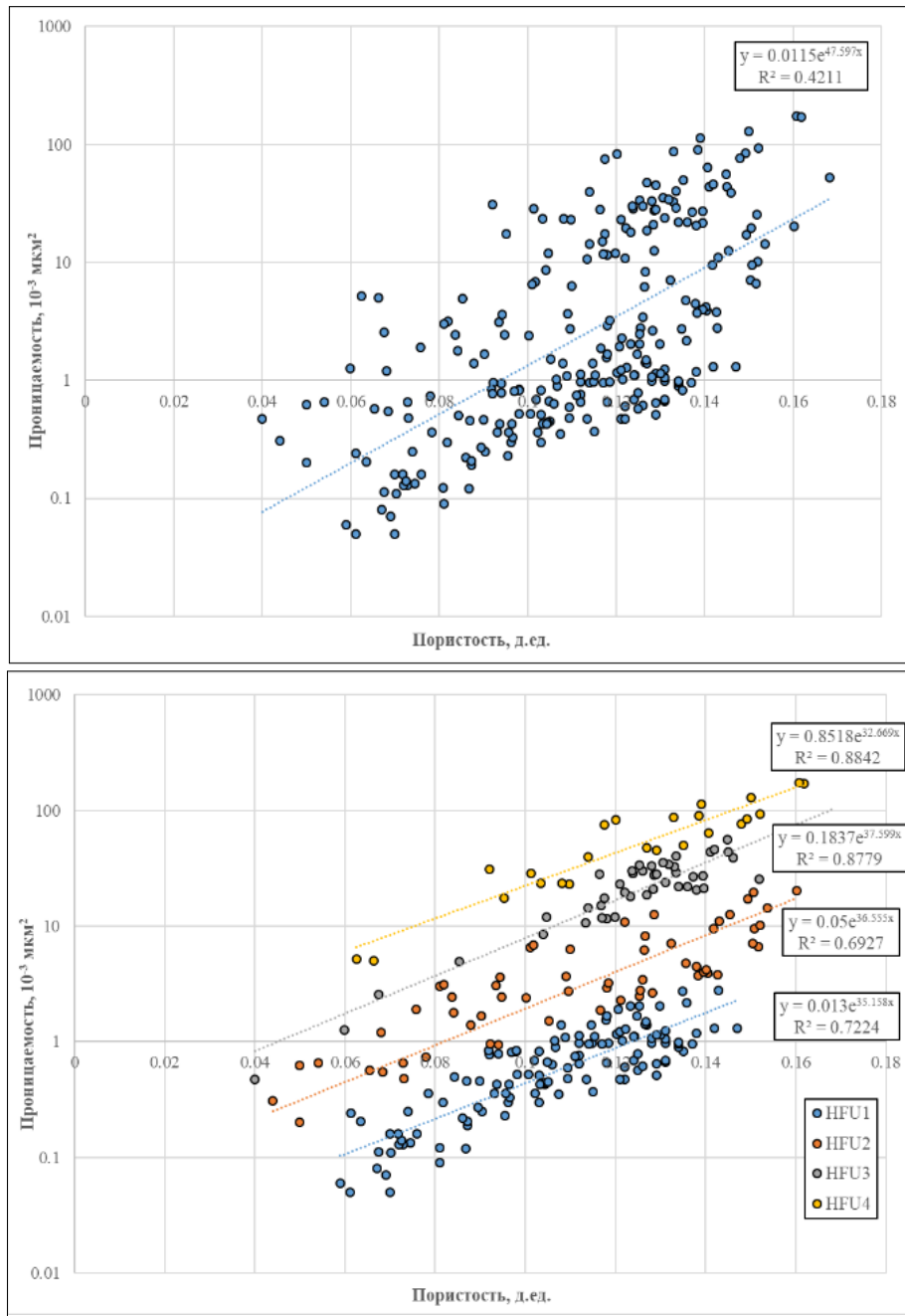


Рисунок 4 – Зависимость «проницаемость-пористость» по результатам исследований ядра и различным группам коллекторов

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.

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. 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.** Поэтому рассмотрен этот вопрос как объект с самостоятельным образованием и осадконакоплением пород, когда периферийные залежи удалены от основной залежи на расстояние 15-45 км и более, например, как Подгорная залежь и Фоминовский участок Алексеевского месторождения.

Выделим для рассмотрения схожести и анализа геологических и технологических параметров отдельные участки, например, Алексеевского месторождения как базового – район скважины № 117, который успешно разрабатывается технологиями водогазового воздействия на пласт и Подгорную залежь, и Фоминовский участок. Сравним их геологические и технологические характеристики.

Определим степень схожести представленных залежей по следующим критериям геологического и технологического характера:

1. 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 $m_8 = \frac{q^A}{q^П}$;

$$9. \text{ Соотношение ПСС } m_9 = \frac{\text{ПСС}^A}{\text{ПСС}^П};$$

$$10. \text{ Соотношение количества нагнетательных и добывающих скважин } m_{10} = \frac{Y^A}{Y^П};$$

$$11. \text{ Соотношение вязкостей нефти в пластовых условиях } m_{11} = \frac{\mu^A}{\mu^П}.$$

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

Полученные величины соотношений схожести параметров сведены в таблицу 2. 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.

Отсюда делается вывод о возможности внедрения водогазовой технологии вытеснения вязкой нефти на Подгорной залежи по аналогии с основной залежью Алексеевского месторождения.

Таблица 2 – Степень сходства периферийной залежи с основным участком Алексеевского месторождения

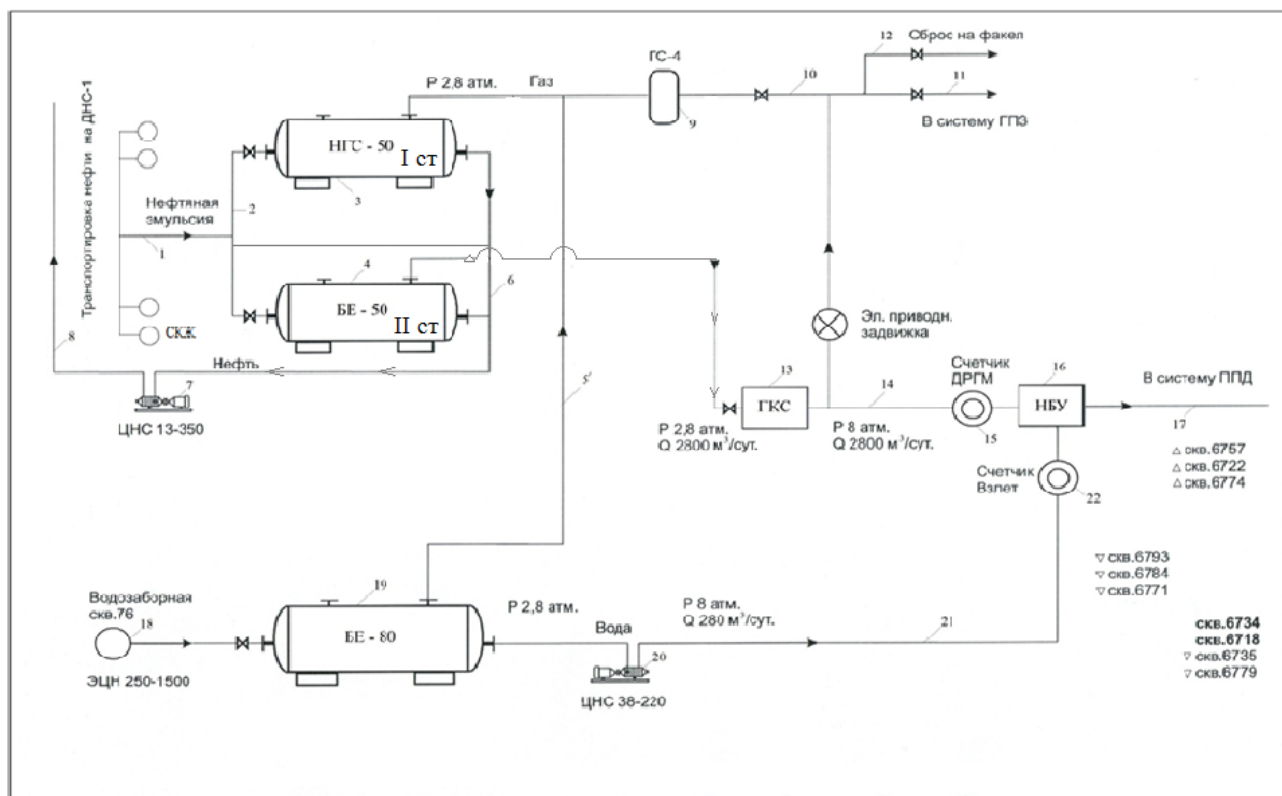
Параметры	Критерий	Величина, отн.ед.	Степень сходства
Площадь нефтегазоносности	$m_1 = \frac{S^A}{S^П}$	1,01	высокая
Пористость	$m_2 = \frac{m^A}{m^П}$	1,00	высокая
Начальные геологические запасы нефти	$m_3 = \frac{Q^A}{Q^П}$	0,82	высокая
Начальные извлекаемые запасы нефти в сопоставляемых объемах и 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	$m_9 = \frac{\text{ПСС}^A}{\text{ПСС}^П}$	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
	Среднее	0,928	высокая

В третьей главе рассмотрены технологические особенности применения водогазовой технологии при добыче нефти на Подгорном участке Алексеевского месторождения.

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.

На данном объекте построен узел приема продукции со скважин, сепарации газа с подачей на бустерную установку и перекачки водонефтяной эмульсии после НГС для дальнейшей подготовки на ДНС-1 Алексеевского месторождения. Водогазовая смесь приготавливается на ДНС-260 и закачивается в пласт Подгорной залежи. Контроль за процессом ведется через контрольно-измерительные приборы, например, установкой СКЖ (счетчик количества жидкости). Скважинная продукция со скважин (Рисунок 5) через индивидуальные счетчики количества жидкости (СКЖ) по трубопроводу 1 поступает на узел приема продукции, а 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 газопроводу 10, 11 подается в систему газосбора газоперерабатывающего завода, причем основная доля газа по газопроводу 12 поступает на напорный газокомпрессор 13, где компримируется до 0,8 МПа и по газопроводу 14 через счетчик 15 и замера газа (ДРГМ) подается на прием смесительного блока насосно-бустерной установки (НБУ) 16. Далее приготовленная водогазовая смесь (ВГС) поступает в систему ППД и нагнетается в скважины №№ 6722, 6735, 6757, 6771, 6734, 6779, 6784, 6793 (Рисунок 6), оконтуренные вокруг нагнетательных скважин на 8 участков, в которых ведутся гидродинамические исследования и контроль за состоянием разработки объекта в целом. Снабжение водной фазой осуществляется по отдельной схеме, где пластовая девонская вода со скв. №76 извлекается насосом ЭЦН-250-1500 и по трубопроводу 18 подается в булит накопитель (БЕ-80) 19, и насосом ЦНС 38-220 (20) по трубопроводу 21 через счетчик 22 нагнетается в НБУ (16) в нагретом состоянии. 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.

Созданная принципиальная схема приготовления ВГС и нагнетания в пласт позволяет гибко регулировать режим работы установки расходами фаз, имеющей в аварийных случаях 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.



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 5 – Принципиальная схема системы подготовки ВГС и закачки в пласт Подгорной залежи Алексеевского месторождения ЗАО "Алойл"

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 на пласт приведены в таблице 3.

Далее рассмотрены методы интенсификации отбора нефти из периферийной залежи водогазовыми технологиями, кроме того отмечено, что по реагирующим скважинам наблюдается прирост дебита скважин по нефти. Причем по скважинам первого ряда приконтурного заводнения отмечается весьма быстрый отклик на начало ВГВ.

Через 2-3 месяца добыча нефти по этой группе скважин увеличивается как по первому, так и по второму ряду добывающих скважин. Однако, необходимо отметить, что значительный рост отборов по данному ряду указывает на более полный охват воздействием в ходе закачки ВГС.

Водогазовый метод в совокупности с нестационарным воздействием оказался успешным в условиях неоднородного коллектора, насыщенного нефтью повышенной вязкости путем использования методики расчета и

разбиения остаточных запасов на зоны влияния и взаимодействия по расположению нагнетательных скважин.

Таблица 3 – Характеристика результатов водогазового воздействия на пласт на Подгорной залежи Алексеевского месторождения

№ п/п	Нагнетательная скважина	Реагирующие скважины	Дата начала ВГВ	Объем закач. газа с начала ВГВ, приведенный к $P_{пл}$, м ³	Объем закач. воды с начала ВГВ, м ³	Перф. толщ. на, м	Раб. толщ. на, 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

Для оценки взаимовлияния скважин и обоснования направления фильтрационных потоков воспользуемся методикой когерентного анализа, разработанной в НПО «Нефтегазтехнология». Проведение подобных расчетов по всем парам нагнетательных и соседних добывающих (в радиусе 500 м) скважин позволило установить связи между скважинами в пределах области закачки

нагнетательных скважин и выявить приоритетные направления фильтрационных потоков пластовых флюидов в межскважинном пространстве.

Совмещение карты остаточных запасов нефти с областью низкой активности реализованной системы нагнетания в пласт ВГС и результатами когерентного анализа позволяют по площади периферийной залежи разбить остаточные запасы на три группы (Рисунок 6).

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 7).

В отличие от классического заводнения преимуществом метода ВГВ на периферийной залежи является повышение степени взаимодействия системы «нагнетательная скважина-пласт-добывающая скважина».

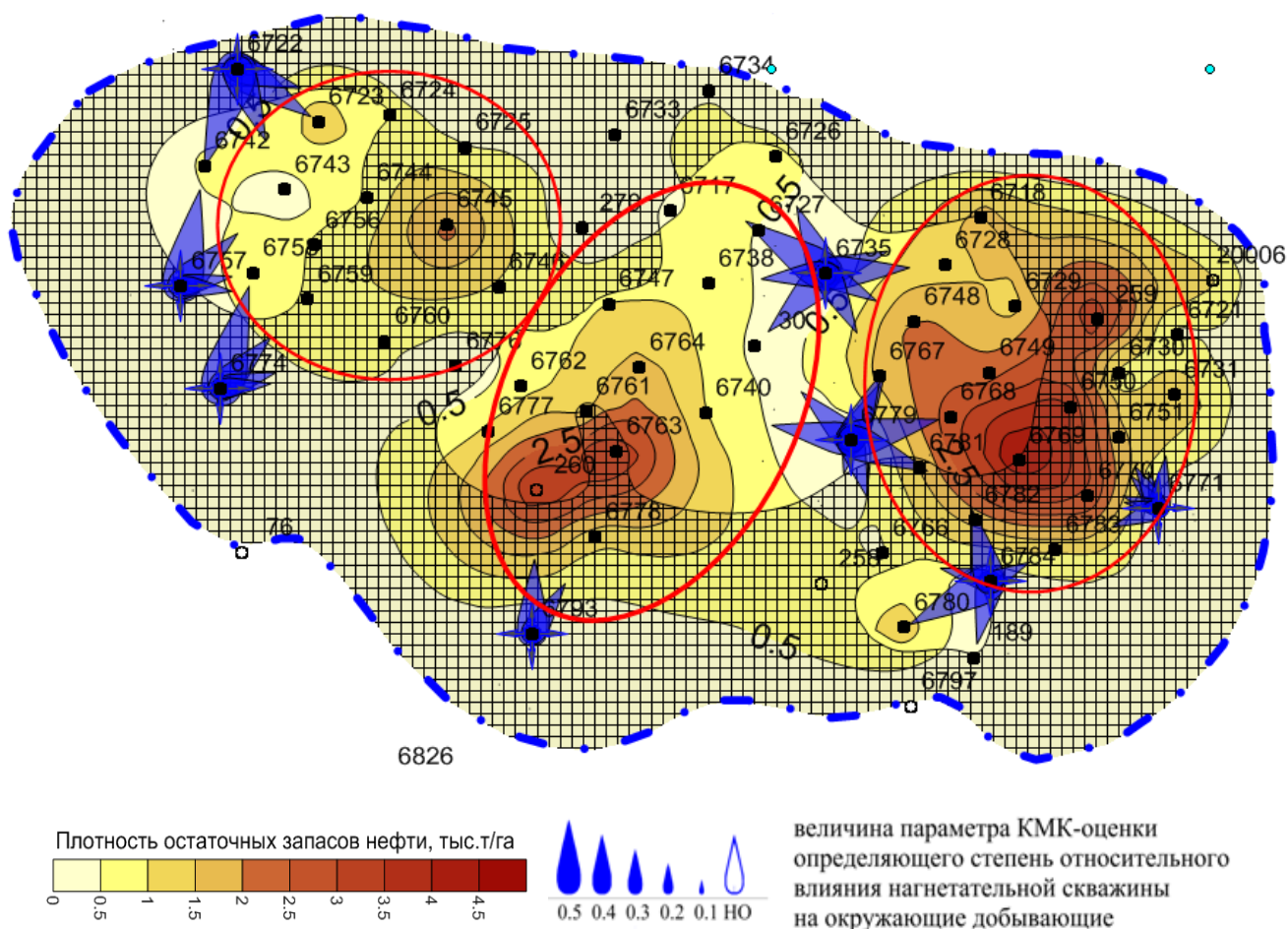


Рисунок 6 – Разбиение остаточных запасов на зоны влияния и взаимовлияния по расположению нагнетательных скважин (заштрихованная область – зоны низкой активности системы ППД)

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.

Проведена оценка приемистости нагнетательных скважин по данным эксплуатации и дистанционных исследований, в частности определение профиля приемистости и оптимизации интервалов перфораций с построением блока-схем нагнетательной скважины с реагирующими скважинами. Изучен механизм охвата запасов нефти дренированием путем оптимизации выбора расположения реагирующих скважин водогазовым воздействием. Приведены результаты фильтрационных исследований и дана оценка оптимальных коэффициентов вытеснения нефти из пласта, в частности, исследования по вытеснению нефти водой и водогазовой смесью из карбонатных коллекторов турнейского яруса Алексеевского месторождения. Рассмотрены вопросы изменения состава газа, который подается на бустерную установку и затем поступает в пласт в виде ВГС. Из таблицы 4 видно, что состав газа от «сухого» к «жирному» изменяется в сторону резкого повышения плотности и по содержанию этана, пропана и высшие. Так, концентрация массовая пропана увеличилась с $133,7 \text{ г/м}^3$ до 525 г/м^3 , что указывает на рост коэффициента вытеснения за счет растворения и

отмыва более плотной и вязкой нефти. Это подтверждается ростом добычи нефти в добывающих скважинах.

Таблица 4 – Состав газа со второй ступени сепарации

№ п/п	Наименование компонента	Концентрация молярная, % мол. $X \pm \Delta$ $p=2, P=0,95$	Пересчет среднего значения X		
			Концентрация объемная, % об.	Концентрация массовая, % вес	Концентрация массовая, г/м ³
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

Процесс вытеснения усиливается при подаче газа в виде оторочек («сухого» и «жирного» газа) в соотношении 1:1 в течение одного месяца. Обработка экспериментальных данных по коэффициенту вытеснения с вводом «жирного» газа в составе ВГС для Подгорной залежи имеет вид, приведенный на рисунке 8.

В зоне 1 идет нагнетание «сухого» газа в составе ВГС, а в интервале А-А₁ замечен рост значения коэффициента вытеснения при объеме прокачки 6.5-7.5 V_{пор}. В зоне В-В₁ закачивается условно «сухой» газ и начинается движение оторочки «жирного» газа в объеме по 0.5 V_{пор}. Реакция вводимых реагентов на коэффициент вытеснения идет с некоторым опозданием. Она появляется на отрезке 3 на кривой вытеснения, в которой начинается прирост коэффициента вытеснения, а затем стабилизируется до условно стационарного режима.

Причем чередование закачки оторочки ВГС «сухого» газа с «жирным» позволяет ослабить влияние асфальто-смоло-парафиновых отложений за счет растворения во фракции «жирного» газа, что и в практическом исполнении полностью подтвердилось на практике (Рисунок 8).

Обработка кривой 3 с вводом «жирного» газа показывает, что коэффициент вытеснения растет на 4 %. Это наглядно подтверждается увеличением добычи нефти в эксплуатационных скважинах.

Выполнено определение фактического коэффициента вытеснения по данным эксплуатации Подгорной залежи. Исследовано влияние зависимости

прироста вытеснения нефти от газосодержания в ВГС. Отмечено, что с ростом газосодержания как «сухого», так и «жирного» газа дополнительная добыча нефти растет. Также исследовано влияние состава воды и газа на свойства водогазовых смесей. Отмечено, что состав воды в ВГС незначительно влияет на коэффициент вытеснения.

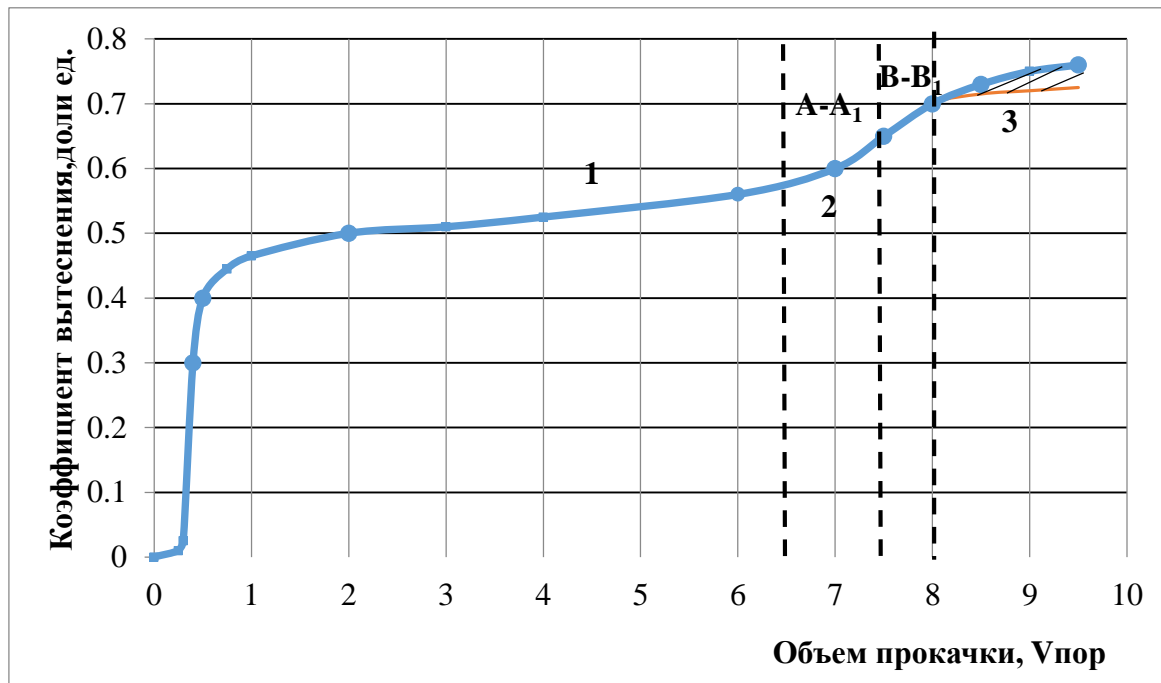


Рисунок 8 – Динамика изменения коэффициента вытеснения с вводом «сухого» и «жирного» газа

Рассмотрены вопросы регулирования и оптимизации приготовления ВГС и нагнетания её в пласт. Показано, что парное разделение нагнетательных скважин в системе заводнения увеличивает охват и вытеснение нефти.

В четвертой главе изучены методы эмульсообразования в системе «скважина-узел сепарации». Предложены методы и технологии снижения энергетических потерь при подъеме продукции скважин насосами из пласта, сборе и транспортировке вязкой нефти. В качестве методики изучения исследования эмульсообразования приняты известные методы исследования, широко известные с их разрушением и разложением эмульсии на фазы путем использования комплексных химреагентов, вводимых в ствол скважины, состоящие из деэмульгатора, растворителя и ингибитора коррозии. Для ввода химреагентов, с целью предупреждения образования вязкой эмульсии разработаны индивидуальные скважинные дозаторы. Схема обустройства сетей подъема и сбора продукции из скважин со схемой размещения дозирующих установок приведены на рисунке 9.

Рассмотрены некоторые проблемы предварительной технологии снижения вязкости эмульсии, направленной на величину глубины и качества сепарации продукции и получения нужного количества газа для закачки в пласт, который подается с повышенным давлением через компрессор и направляется в

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

Введение растворов реагентов через установленные на затрубной задвижке дозаторы позволяет снизить вязкость эмульсии с 26.5 мПа·с до 17.8 мПа·с. Это приводит к осуществлению дальнейшего развития процессов трубной деэмульсации в трубопроводе от ДНС-260 к ДНС-1 диаметром 159 мм.

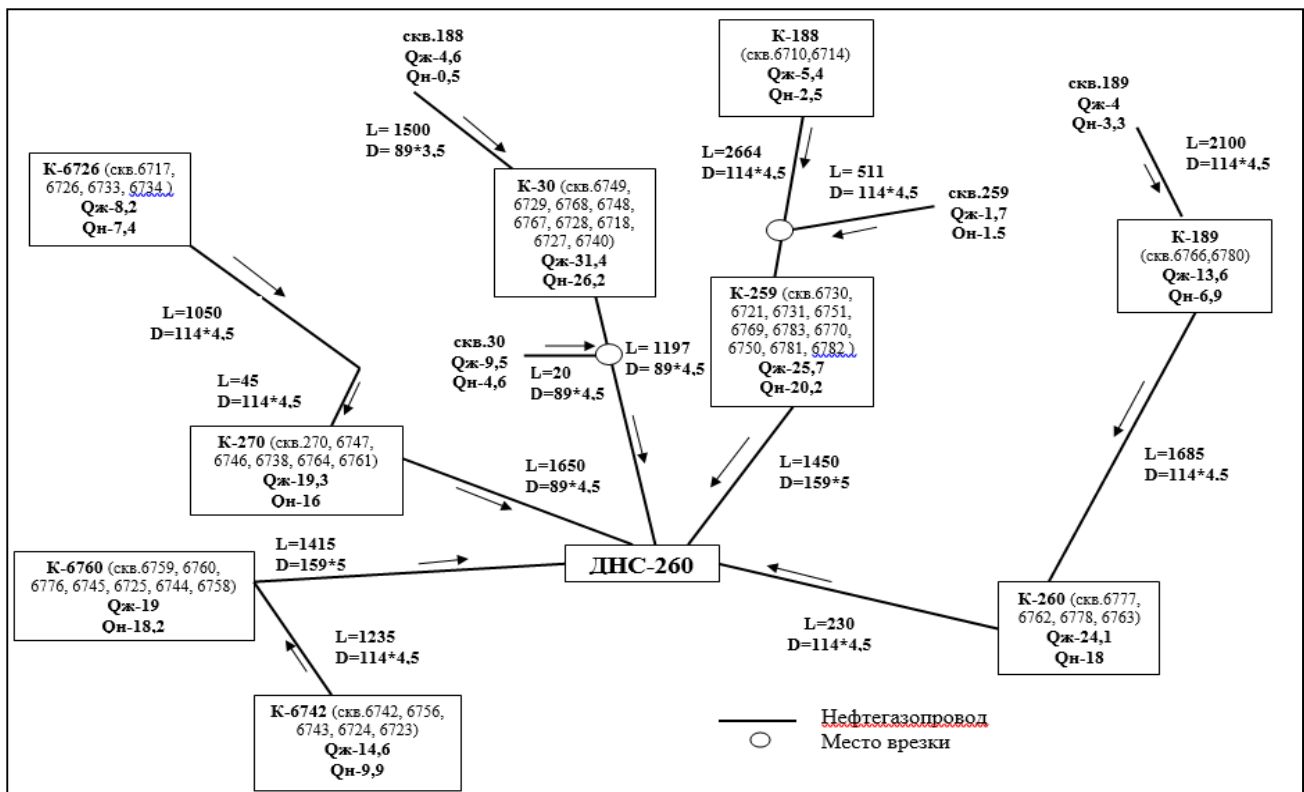


Рисунок 9 – Технологическая схема сбора и транспортировки продукции, оборудованная индивидуальными дозаторами химреагентов по скважинам на Подгорной залежи

Исследована эффективность разделения продукции скважин на фазы с использованием различных химреагентов. Установлено, что при исследовании деэмульгирующей способности с деэмульгаторами института ВНИИнефтепромхим для разрушения эмульсий, содержащих асфальтено-смолопарафиновые фракции нефти с серой, достаточно эффективны. Наряду с деэмульгаторами лучшие результаты получены при добавлении растворителей,

ингибиторов коррозии и реагентов, нейтрализующих серные соединения. Проведенные исследования позволяют сделать вывод, что наилучшим решением в технологии разрушения стойких водонефтяных эмульсий является обработка добывающей продукции смешанным составом химических реагентов, включающих деэмульгатор, растворитель и ингибитор коррозии, оптимизированных по данным экспериментальных исследований в весовом соотношении 90-120 г/т в системе сбора и подготовки ДНС-1 ЗАО “Алойл” (деэмульгаторы марки СНПХ-4114 и СНПХ-4460У). При апробации данной технологии установлено, что наиболее эффективным химреагентом является деэмульгатор СНПХ-4114.

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.

Основные результаты работы опубликованы в следующих научных трудах:

Ведущие рецензируемые научные издания

1. 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.

2. 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.

3. 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.

4. 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, А.А. Рахматуллин // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 6. – С. 5-9.

5. 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.

6. Инсафов, Р.М. Повышение эффективности нефтewытеснения 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.

7. 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.

8. 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.

9. 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.

10. 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>.

Прочие печатные издания

11. 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.

12. 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.