

На правах рукописи



ВАЛЕЕВ АЗАМАТ САЛАВАТОВИЧ

**КОМПЛЕКСНОЕ ОСВОЕНИЕ УГЛЕВОДОРОДНОГО ПОТЕНЦИАЛА
КОГАЛЫМСКОГО РЕГИОНА В УСЛОВИЯХ УХУДШЕНИЯ СТРУКТУРЫ
ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ**

Специальность 25.00.17 — Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Уфа 2020

Работа выполнена на кафедре «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений» федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет».

Научный руководитель доктор технических наук, профессор
Котенёв Юрий Алексеевич

Официальные оппоненты: **Валеев Марат Давлетович**
доктор технических наук, профессор
ООО НПП «ВМ система» / технический директор

Вафин Риф Вакилович
доктор технических наук, доцент
ЗАО «АЛОЙЛ» / генеральный директор

Ведущая организация Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Тюменский индустриальный университет» (ФГБОУ ВО «ТИУ»), г. Тюмень.

Защита диссертации состоится «23» апреля 2020 г. в 11³⁰ часов на заседании диссертационного совета Д212.289.04 при ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» по адресу:

450062, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» и на сайте www.rusoil.net

Автореферат диссертации разослан «__» _____ 2020 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета



Ш.Х. Султанов

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы

Эффективное освоение запасов нефтяных и газонефтяных месторождений Западной Сибири требует не только обоснованного использования методов и технологий, предусматривающих «внешнее» воздействие на продуктивный пласт (гидравлический разрыв пласта, физико-химические и физические методы и т.п.), но и использования собственного потенциала месторождения, в том числе углеводородного. Наибольшее распространение получила закачка в пласт попутно добытой воды и газа. Использование ресурсов самого месторождения позволяет решать ряд экологических, экономических и технологических вопросов. Получение достаточного технико-экономического результата для месторождений Западной Сибири, в том числе Когалымского региона, характеризующихся существенной дифференциацией остаточных запасов нефти в пластах с высокой вертикальной и латеральной неоднородностью зависит от качественного лабораторного, экспериментального, математического обоснования технологий. Опыт освоения остаточных запасов нефти в сложных неоднородных пластах месторождений Когалымского региона показывает, что перспективным направлением извлечения остаточных запасов нефти с использованием собственного энергетического потенциала являются совершенствование системы заводнения, водогазовое воздействие (ВГВ). Ведущие специалисты отмечают необходимость реализации комплекса методов: технологичных («сложных») и общепринятых («с гарантированной эффективностью»).

Научное обоснование методов и технологий, направленных на использование собственного потенциала месторождений с целью освоения остаточных запасов углеводородов и их применения как в Когалымском регионе, так и в целом в Западной Сибири является актуальной задачей для специалистов нефтяной отрасли. Представленная работа посвящена изучению актуальной проблемы совершенствования существующей системы разработки и поиску новых обоснованных решений извлечения остаточной нефти газовым и водогазовым воздействием.

Степень разработанности выбранной темы

Основные подходы при освоении запасов нефти и газа, в том числе с применением гидродинамических, физико-химических и физических методов воздействия на пласт представлены в научно-исследовательских, аналитических и проектных работах Андреева В.Е., Антониади Д.Г., Алтуниной Л.К., Бадьянова

В.А., Бахтизина Р.Н., Бриллианта Л.С., Булыгина Д.В., Валеева М.Д., Владимирова И.В., Гавуры В.Е., Гильмановой Р.Х., Грачева С.И., Ермилова О.М., Жданова С.А., Желтова Ю.П., Зейгмана Ю.В., Каневской Р.Г., Котенева Ю.А., Кучумова Р.Я., Ленченковой Л.Е., Лысенко В.Д., Максимова С.П., Мищенко И.Т., Михайлова Н.Н., Мухаметшина В.Ш., Пономарева А.И., Рогачева М.К., Саттарова М.М., Сургучева М.Л., Токарева М.А., Федорова К.М., Хасанова М.М., Хайрединова Н.Ш., Хисамутдинова Н.И., Швецова В.А., Шелепова В.В., Шпильмана В.И. и многих других видных ученых и практиков. Вопросы и проблемы ВГВ поднимались в работах Вафина Р.В., Гарушева Э.А., Иванишина В.С., Крючкова В.И., Лискевича Е.И., Макастрова А.К., Островского Ю.М., Пиякова Г.Н., Степановой Г.С., Сургучева М.Л., Телина А.Г., Трофимова А.С., Хлебникова В.Н., Хомышина А.И. и др. Значительный объем исследований выполнен БашНИПИнефть, ВНИИнефть, ВолгоградНИПИнефть, НПО «Союзнефтеотдача», ТомскНИПИнефть, УкрГИПРОНИИнефть, УфаНИПИнефть и др.

Цель работы

Научное обоснование эффективного освоения остаточных запасов нефти методами и технологиями, использующими собственный ресурсный потенциал продуктивных пластов месторождений Когалымского региона.

Основные задачи исследования

1 Определить геолого-технологические причины низкой выработки запасов нефти и формирования остаточных запасов нефти месторождений Когалымского региона.

2 Выполнить сравнительный геолого-промысловый анализ разработки продуктивных объектов Когалымского региона, объединенных по стратиграфическому признаку, а также с использованием методов математической статистики, оценить влияние геолого-физических и промысловых параметров и свойств, характеризующих продуктивный объект на показатели эффективности разработки.

3 Обосновать оптимально эффективную систему заводнения пласта в условиях его латеральной анизотропии и напряженного состояния (на примере объекта-полигона - ачимовские отложения).

4 Спланированными лабораторными экспериментами обосновать влияние состава вытесняющего газа на основные физико – химические параметры пластовой нефти в ачимовских отложениях и физико-гидродинамические показатели вытеснения при газовом и водогазовом воздействии.

5 Обосновать технологию газового и водогазового воздействия на неоднородные и низкопроницаемые продуктивные пласты месторождения Когалымского региона с учетом ресурсо- и энергосбережения углеводородного потенциала региона.

Научная новизна результатов работы:

1 Установлена эффективность рядной и пятиточечной систем разработки при условии расположения ряда нагнетательных в зонах с максимальной проницаемостью (минимального стресса) и при соотношении проницаемости в добывающей и нагнетательной скважинах 10:1, а для пятиточечной при соотношении проницаемостей в добывающей и нагнетательной скважинах 3:1 для неоднородных продуктивных пластов в ачимовских отложениях.

2 Лабораторными исследованиями доказана эффективность закачки в пласт «жирного» газа (относительная плотность газа по воздуху – 0,779) как вытесняющего агента для ачимовских отложений Когалымской группы месторождений по сравнению с «сухим» газом (относительная плотность газа по воздуху – 0,592) и установлено его влияние на основные физико–химические параметры нефти: давление насыщения, газосодержание, плотность и вязкость.

3 Обоснованы условия эффективного водогазового и газового воздействия на продуктивные пласты в верхнеюрских и ачимовских отложениях Выинтойского нефтяного месторождения: для пласта ЮВ попеременная закачка «жирного» газа и воды с циклами 3 месяца газ и 3 месяца вода с максимальной приемистостью нагнетательных скважин по газу 15 тыс.м³/сут при суммарном объеме закачки газового агента 20% от порового объема пласта; для пласта Ач постоянная закачка «жирного» газа с максимальной приемистостью нагнетательных скважин по газу 30 тыс.м³/сут.

Теоретическая и практическая значимость работы

Теоретическая значимость работы в том, что:

- определено принципиальное расположение нагнетательных и добывающих скважин в условиях напряженного состояния и латеральной анизотропии пласта ачимовских отложений, при котором возрастает эффективность системы заводнения;

- получены экспериментальные зависимости коэффициента вытеснения нефти от объема прокачанного «сухого» и «жирного» нефтяного газа через продуктивные ачимовские отложения, которые позволяют оценить степень нефтеизвлечения при различных вариантах воздействия на пласт.

Практическая значимость работы заключается в том, что:

- гидродинамическим моделированием рядной и пятиточечной систем разработки для пласта Ач Выинтойского нефтяного месторождения установлено значительное влияние анизотропии пласта на коэффициент охвата заводнением в условиях различной ориентации системы расположения нагнетательных и добывающих скважин по отношению к изменению проницаемости;

- лабораторными исследованиями и повариантным гидродинамическим моделированием обоснована большая эффективность водогазового воздействия на ачимовские и васюганские продуктивные пласты Выинтойского месторождения с использованием «жирного» газа, по сравнению с «сухим» газом;

-установлено, что наибольший КИН (0,568) от реализации газового и ВГВ на пласт ЮВ Выинтойского месторождения достигается при попеременной закачке попутного нефтяного газа и воды с циклами 3 месяца газ / 3 месяца вода с максимальной приемистостью нагнетательных скважин по газу 15 тыс.м³/сут, а для пласта Ач при постоянной закачке газа с максимальной приемистостью нагнетательных скважин по газу 30 тыс.м³/сут, достигаемый КИН – 0,584.

Методология и методы исследования

Поставленные в работе задачи решались путем обобщения опыта и геолого-технологического анализа разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений Когалымского региона. При обосновании перспективных методов и технологий воздействия на пласт использовались методы математического, геолого-статистического моделирования, признанное специалистами нефтяниками программное обеспечение по геологическому, гидродинамическому и прокси-моделированию, результаты трассерных исследований. Экспериментальные исследования вытеснения нефти «сухим» и «жирным» газом выполнены на установке высокого давления для исследования проницаемостей кернов УИК-5 с учетом документа ОСТ 153-39.2-048-2003 «Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей».

Основные защищаемые положения:

1 Результаты гидродинамического моделирования по обоснованию расположения добывающих и нагнетательных скважин в условиях различной ориентации анизотропии проницаемости.

2 Результаты лабораторных исследований влияния «сухого» (плотность газа в пластовых условиях - 167,2 кг/м³) и «жирного» (плотность газа в пластовых условиях - 219,8 кг/м³) газов как вытесняющих агентов на основные физико-химические параметры нефти.

3 Технология газового и водогазового воздействия с результатами повариантных гидродинамических расчетов для продуктивных пластов в верхнеюрских и ачимовских отложениях (на примере Выинтойского нефтяного месторождения).

Соответствие диссертации паспорту научной специальности

Указанная область исследований соответствует паспорту специальности 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», а именно 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 и п. 5: Научные основы компьютерных технологий проектирования, исследования эксплуатации, контроля и управления природно-техногенными системами, формируемыми для извлечения углеводородов из недр или их хранения в недрах с целью эффективного использования методов и средств информационных технологий, включая имитационное моделирование геологических объектов, систем выработки запасов углеводородов и геолого-технологических процессов.

Степень достоверности и апробация результатов. Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались на научно-технических совещаниях ООО «ЛУКОЙЛ- Западная Сибирь» (Когалым, 2010 г.) и ОАО «ЛУКОЙЛ» (Москва 2010, 2011, 2013 гг.), Международной научно-практической конференции «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли» (Альметьевск, 2016 г.), Международной научно-технической конференции (Октябрьский, 2015 г.), VI Международных научно-практических конференциях «Инновации и наукоемкие технологии в образовании и экономике» (Уфа, 2017, 2018 гг.), а также реализованы при проектировании разработки Ватьеганского, Выинтойского, Тевлинско-Русскинского и Повховского нефтяных месторождений.

Публикация результатов

Основные результаты диссертационной работы опубликованы в 16 научных трудах, в том числе 4 в ведущих рецензируемых научных журналах, рекомендованных ВАК Министерства образования и науки РФ и 3 публикации в изданиях входящих в международную реферативную базу Scopus.

Структура и объем диссертации. Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, основных выводов и рекомендаций, библиографического списка использованной литературы, включающего 136 наименования. Работа изложена на 161 страницах машинописного текста, содержит 85 рисунков, 30 таблиц.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во **введении** показана актуальность темы диссертации, изложены цель работы, основные задачи исследования и пути их решения, научная новизна и практическая значимость работы.

В **первой главе** выполнено обобщение и анализ особенностей геологического строения нефтяных месторождений Когалымского региона, определены геолого-промысловые причины, влияющие на выработку запасов нефти.

На месторождениях Когалымского региона, в зависимости от особенностей геологического строения продуктивных пластов, применяются различные системы разработки, поддержания пластового давления, воздействия на залежь. Анализ структуры запасов углеводородов, рассматриваемого региона, свидетельствует о высокой доле трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ), составляющей более 60% по основным продуктивным объектам, и приуроченных к слабопроницаемым, неоднородным, недонасыщенным, малотолщинным, высоковыработанным пластам и пропласткам с остаточной нефтью. Наиболее интересный и показательный опыт разработки в условиях сложного геологического строения получен на месторождениях: Повховском, характеризующимся высокой неоднородностью и клиноформным строением пластов; Ватьеганском с высокой вариацией фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) продуктивных пластов за счет значительной фациальной изменчивости; Выинтойском со сложным строением пластов, выраженным неравномерным переслаиванием песчаников и алевролитов, часто известковистых, с коллекторами представленными линзами песчаников и ловушками структурно-литологического типа.

Изучение неоднородности пласта и показателей АВ1-2 Ватьеганского месторождения с использованием фациального анализа базирующихся на исследовании керна и анализа кривой альфа-ПС позволило установить сильную фациальную изменчивость и выделить 7 различных типов разрезов, заметно

различающихся по фильтрационно-емкостным свойствам и степени выработки запасов нефти (Рисунок 1).

Совместный анализ геолого-промысловых данных и показателей, а именно карт распределения типов разрезов, выработки запасов нефти, а также графиков динамики обводнения продукции скважин и средних на скважину дебитов жидкости и нефти позволил определить, что наиболее оптимальной для пласта АВ1-2 и АВ3 Ватьеганского месторождения является расположение нагнетательных скважин в низкопродуктивных зонах пласта с типами разреза 6 и 7, а добывающих – в высокопродуктивных зонах (Рисунок 2).

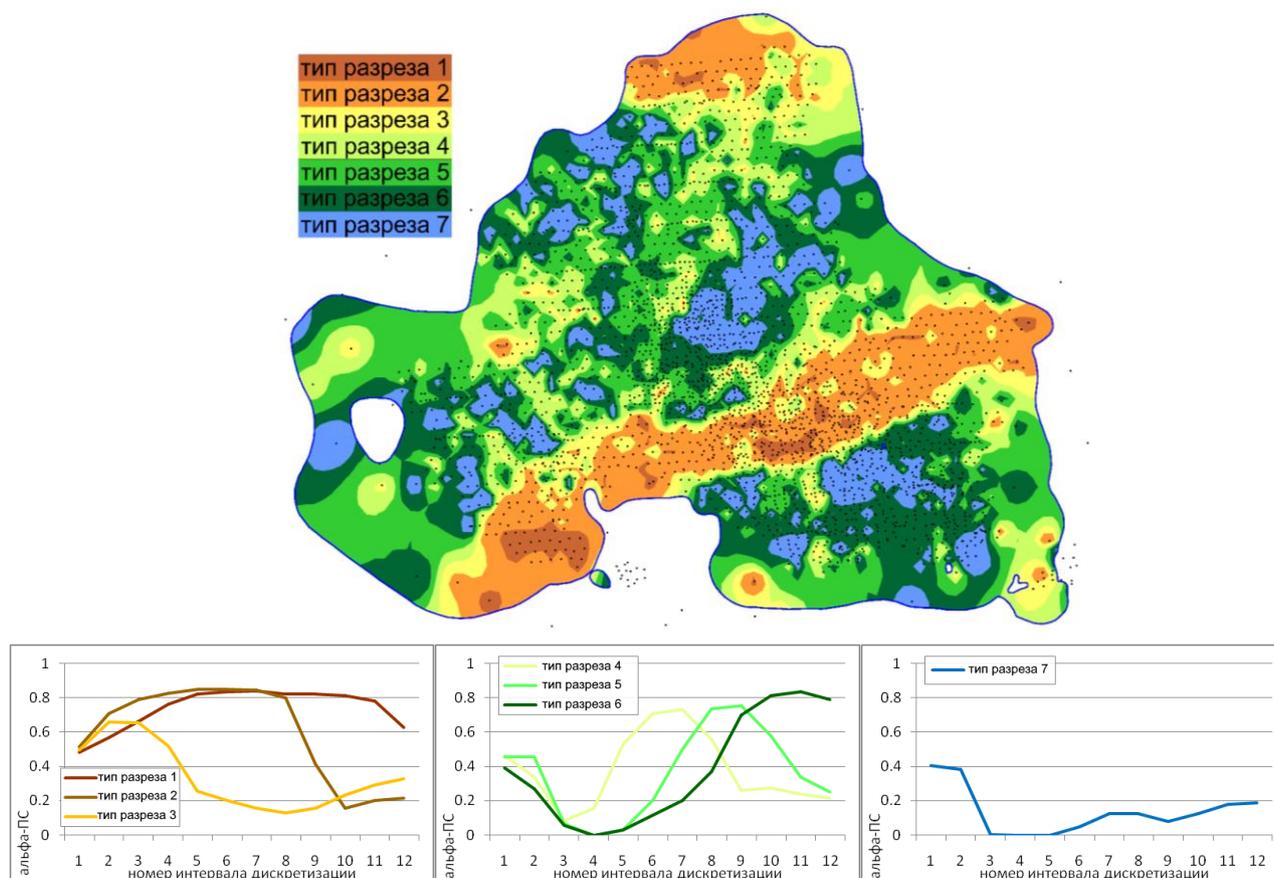


Рисунок 1 – Типизация пласта АВ1-2 Ватьеганского месторождения по неоднородности с выделением 7 типов разреза и вида соответствующих средних электрометрических разрезов по каротажной кривой α -ПС

Данное исследование позволяет сделать вывод об имеющемся потенциале повышения конечного КИН путем оптимизации системы расположения добывающих и нагнетательных скважин относительно зональных неоднородностей пласта АВ1-2 Ватьеганского месторождения с дополнительным воздействием агентом увеличивающим коэффициенты вытеснения и охвата.

Для выявления причин неравномерной выработки запасов нефти группы пластов Ач ачимовской толщи Выинтойского месторождения выполнен анализ

распределения геологических, технологических параметров и энергетического состояния объекта с учетом всех прямых замеров пластового давления. Учитывая особенности геологического строения пласта, связанные с постепенной глинизацией коллектора и его выклиниванием, необходима более интенсивная система поддержания пластового давления с увеличением охвата пласта вытеснением.

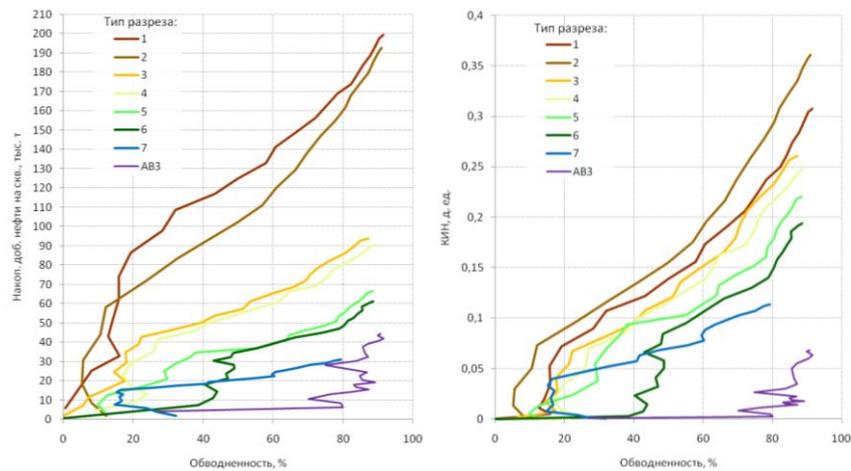


Рисунок 2 - Характеристики обводнения по зонам пласта с различными типами разреза, выделенными в результате кластерного анализа на пластах АВ1-2 и АВ3 Ватьеганского месторождения

На примере продуктивных пластов верхнеюрского возраста васюганской свиты, а именно серии пластов ЮВ Ватьеганского месторождения установлены причины формирования остаточных запасов нефти. Изучение геологического разреза продуктивных пластов ЮВ1 и его коллекторских свойств, анализ реализуемой системы разработки позволили выделить пять участков для дальнейшей детальной оценки состояния выработки запасов нефти (Рисунок 3).

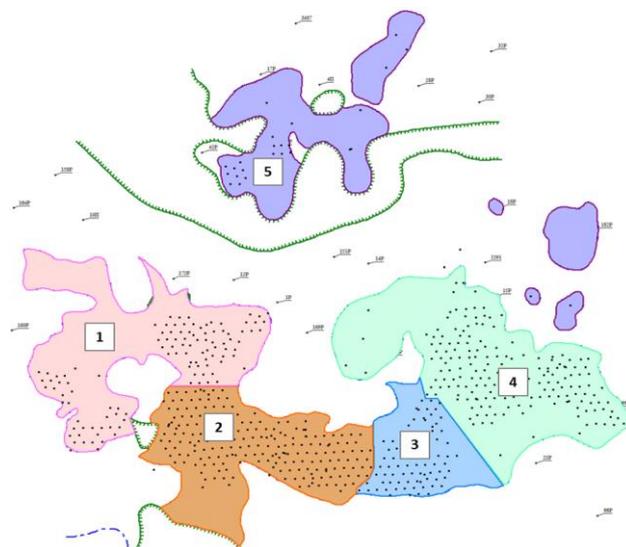


Рисунок 3 – Схема расположения пяти зон различной продуктивности пластов ЮВ1 Ватьеганского месторождения

Опережающая выработка запасов и обводнение пласта происходит в кровельной части разреза объекта (пласт ЮВ1¹). Выработка запасов по пласту ЮВ1 затрудняется высокой степенью прерывистости пласта и многочисленными случаями обводнения скважин водой пласта ЮВ1².

Остаточные запасы приурочены к пониженной части структурной поверхности и обладают локальным распространением повышенных нефтенасыщенных толщин. Запасы расположены в районах с пониженными ФЕС по отношению к разбуренной части.

Во второй главе выполнен сравнительный геолого-промысловый и статистический анализы разработки продуктивных объектов месторождений Когалымского региона с целью оценки влияния геологических и технических свойств и параметров продуктивных объектов, а также технологических показателей разработки на степень выработки запасов нефти.

Эксплуатационные объекты месторождений нефти Когалымского региона дифференцированы по стратиграфическому признаку, а следовательно по условиям их формирования (Таблица 1).

Таблица 1 – Дифференциация продуктивных пластов по стратиграфическому признаку

I группа	II группа	III группа	IV группа	V группа
Ватьеганское (АВ1-3) Ватьеганское (АВ8)	Ватьеганское (БВ1-2) Восточно - Придорожное (БВ0) Восточно - Придорожное (БВ4)	Ватьеганское (ЮВ1) Тевлинско – Русскинское (ЮС1) Повховское (ЮВ1) Дружное (ЮС1) Вьинтойское (ЮВ1) Восточно – Придорожное (ЮВ1 ¹) Южно – Ягунское (ЮС1)	Тевлинско – Русскинское (БС10 ²⁻³) Тевлинско – Русскинское (БС11) Тевлинско – Русскинское (БС12) Повховское (БВ8) Дружное (БС10 ⁰⁺¹) Дружное (БС10 ²) Южно – Ягунское (БС10) Южно – Ягунское (БС11) Кустовое (БС11 ⁰⁻¹) Кустовое (БС11 ²)	Тевлинско – Русскинское (ЮС2) Повховское (Ач) Вьинтойское (Ач)

Сравнительный анализ динамики основных показателей разработки в относительных единицах в первой группе позволил отметить, что по эксплуатационным объектам АВ1-3 и АВ8 Ватьеганского месторождения максимальные уровни добычи нефти достигнуты на различных этапах разработки, соответственно, при отборе 14% и 46 % от начальных извлекаемых запасов (НИЗ).

Пласт АВ8 имеет больший потенциал по сравнению с АВ1-3 как по степени выработки, так и по прогнозируемым уровням падения добычи.

Максимальные уровни добычи объектами второй группы достигнуты при 20-25% от НИЗ. На объектах БВ0 и БВ4 Восточно-Придорожного месторождения характерно снижение уровня добычи нефти после достижения максимума, а в случае объекта БВ1-2 Ватъеганского месторождения уровень добычи нефти также имеет тенденцию к снижению при достаточно высоких дебитах нефти. Следует отметить, что по пластам БВ4 и БВ0 отобрано 80 и 76 % от НИЗ, а по пласту БВ1-2 - 48%. Обводненность продукции скважин при изменении динамики добычи нефти продолжает увеличиваться и составляет критическую величину: по пласту БВ0 - 98%, по пласту БВ4 - 96%. Анализ динамики технологических показателей разработки и изученности геологического строения показали, что для пластов Восточно-Придорожного месторождения особенно важно предусматривать регулирование системы разработки при отборе 60% от НИЗ.

В третьей группе темпы годовой добычи нефти Ватъеганского месторождения объекта ЮВ1 и Повховского месторождения ЮВ1 достигают 6%, а по остальным объектам он несколько ниже и составляет около 4%

В целом, добыча нефти по всем эксплуатационным объектам, начиная с 15 % отбора от НИЗ, имеет схожую динамику, до указанной отметки «скачкообразное» изменение в уровнях отбора обосновано резким изменением фонда эксплуатационных скважин, особенно это характерно для пласта ЮС1 Дружного месторождения. По объектам с большими геологическими запасами в этой группе (ЮВ1 Ватъеганского месторождения, ЮС1 Тевлинско-Русскинского месторождения, ЮВ1 Повховского месторождения) система разработки характеризуется как эффективная. Это обусловлено постоянным регулированием отборов жидкости и вовлечением в разработку участков со слабовырабатываемыми запасами нефти.

Четвертая группа объектов характеризуется высокими отборами нефти от НИЗ - 80%, по пласту БС12 Тевлинско-Русскинского месторождения - 64%. По максимальным уровням годовой добычи нефти выделяются две подгруппы при отборах 18-25% и 42- 55% от НИЗ. Темп годовой добычи по всем месторождениям, кроме пласта БС11 Тевлинско-Русскинского месторождения, не достигает 10%, а по пласту БС11 выше и достигает 13%

Объекты ЮС2 Тевлинско-Русскинского и Ач Повховского различны по условиям формирования залежей, соответственно, и по возрасту отложений. На Тевлинско – Русскинском месторождении (ЮС2) максимум добычи нефти отмечается на ранней стадии разработки (при отборе 4% от НИЗ), на объекте Ач

Повховского месторождения максимальная добыча нефти достигается на отметке отбора в 42% от НИЗ.

Интерпретация результатов статистического моделирования показала, что на выработку запасов нефти существенное влияние оказывают удельный объем нефти, вязкость нефти, плотность сетки скважин, на обводненность - отношение накопленного отбора жидкости к геологическим запасам нефти, темп отбора от НИЗ и жесткость системы разработки (соотношение добывающих и нагнетательных скважин).

Анализ эффективности применения методов и технологий воздействия на пласт и призабойную зону показал, что комплекс существующих геолого-физических и геолого-промысловых условий месторождений Когалымской группы, определяет основные направления освоения запасов нефти:

- гидродинамические методы — нестационарное заводнение;
- обработка призабойной зоны (ОПЗ) — мероприятия по интенсификации добычи нефти, охватывающие как добывающий, так и нагнетательный фонд скважин;
- физические методы — ГРП и бурение второго ствола (БВС);
- химические методы — мероприятия по регулированию охвата пластов заводнением через нагнетательные скважины.

Оценка выработки запасов и технологий воздействия на пласт и призабойную зону скважины показали на необходимость комплексного и детального обоснования перспективных методов повышения нефтеотдачи пласта.

На примере регулирования системы заводнения пласта и водогазового воздействия предложено комплексное обоснование освоения углеводородного потенциала месторождений Когалымского региона.

В третьей главе обоснована эффективность системы заводнения и оценено влияние различных систем разработки на величину нефтеотдачи в условиях латеральной неоднородности фильтрационных свойств пласта месторождений Когалымского региона.

Для сравнительного анализа эффективности работы различных систем разработки объектом исследования определен пласт ЮВ1 Ватьеганского месторождения, на котором сформирована семиточечная система разработки с элементами рядной (Рисунок 4).

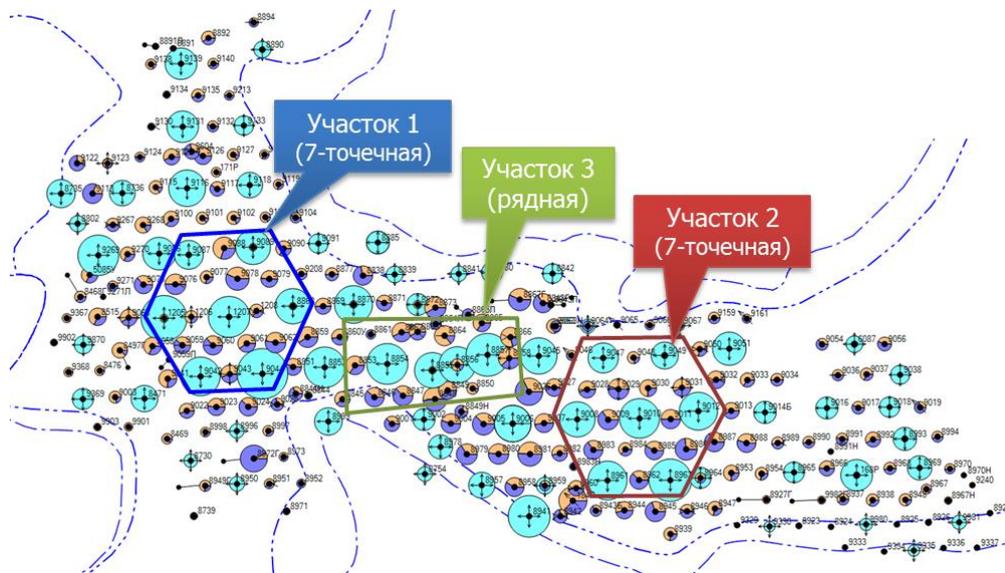


Рисунок 4 - Карта выделения участков с различными элементами разработки

На Рисунке 5 представлено сопоставление зависимостей накопленной добычи нефти и жидкости по участкам с различными системами. До момента перехода участка 3 на рядную систему характеристики вытеснения близки, после этого характеристика закономерна и обусловлена местоположением участков. Участок 2 сформировался после рядной системы и расположен вблизи неё, чем обусловлен несколько меньший накопленный отбор нефти. Участок 1 сформировался на раннем этапе (до 2006 г.) и характеризуется до 2011 г. неохваченной разработкой частью на юго-западе залежи. Учитывая особенности формирования систем разработки и время их ввода в активную разработку, можно отметить, что превосходства одной системы разработки над другой не наблюдается.

С целью оценки эффективности расположения скважин важным является исследование взаимосвязи дебита жидкости и обводненности добывающей скважины от приемистости окружающих нагнетательных скважин. Для решения данной задачи для пласта ЮВ1 Ватьеганского месторождения выполнено прокси - моделирование показателей работы скважин. Методология прокси-модели - это искусственная нейронная сеть (ИНС). На карте взаимовлияния (Рисунок 6) цвет (зеленый, желтый, красный) характеризует интенсивность воздействия.

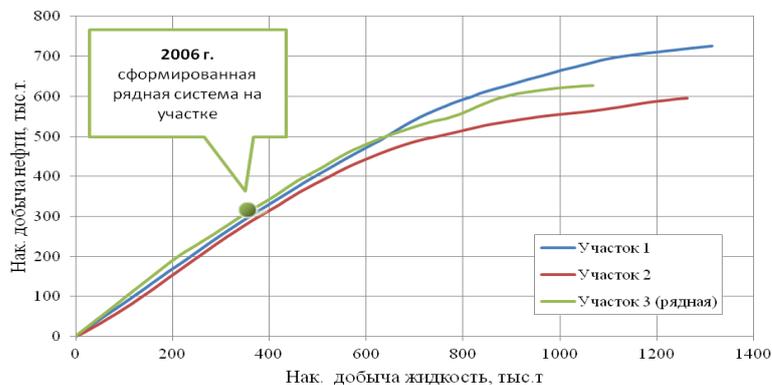


Рисунок 5 - Динамика накопленной добычи нефти и жидкости на участках с различными элементами разработки

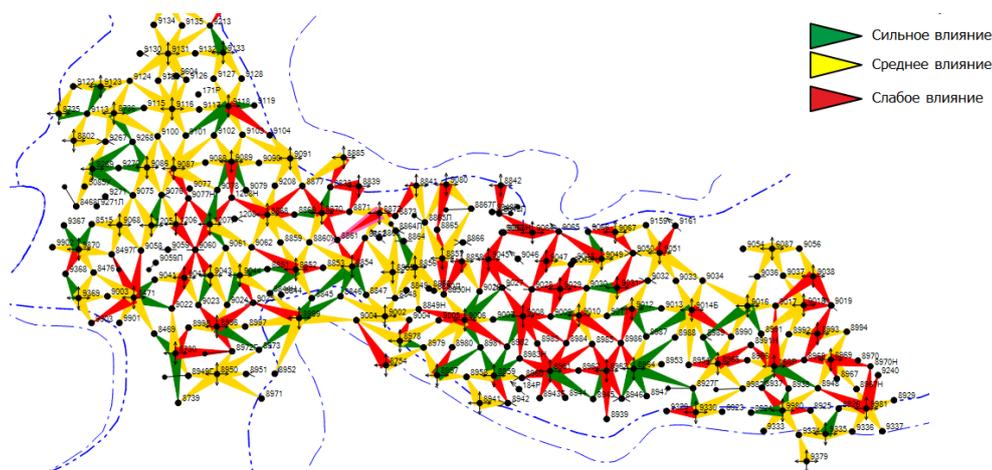


Рисунок 6 - Схема взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин

Характер распределения коэффициентов взаимовлияния по объекту исследования говорит о том, что равномерная сетка скважин в условиях высокой геологической неоднородности пласта не обеспечивает компактности фронта заводнения, соответственно, актуальной является необходимость регулирования режимов работы нагнетательных скважин, во избежание преждевременного обводнения добывающих скважин и поддержания пластового давления.

Следующим этапом на примере пласта ЮВ1 Ватъганского месторождения выполнены исследования, направленные на изучение влияния анизотропии пласта на коэффициент охвата заводнением при различных системах расположения добывающих и нагнетательных скважин. В свою очередь, расположение скважин должно учитывать результаты анализа напряженно-деформированного состояния пласта и, следовательно, его латеральной неоднородности. Предполагается, что с направлениями минимального латерального стресса необходимо располагать ряды нагнетательных скважин или ориентировать в соответствии с ними площадные системы разработки. Это предположение в работе обосновывалось и проверялось на основе гидродинамического моделирования.

Для пятиточечной системы разработки рассматривались случаи расположения скважин по сторонам квадрата, ориентированным вдоль направления анизотропии пласта и под углом 45 градусов к нему. Соотношения проницаемостей взяты по аналогии с предыдущим опытом. На Рисунке 7, 8 приведены зависимости коэффициента нефтеизвлечения от объема прокачки воды, выраженной в поровых объемах.

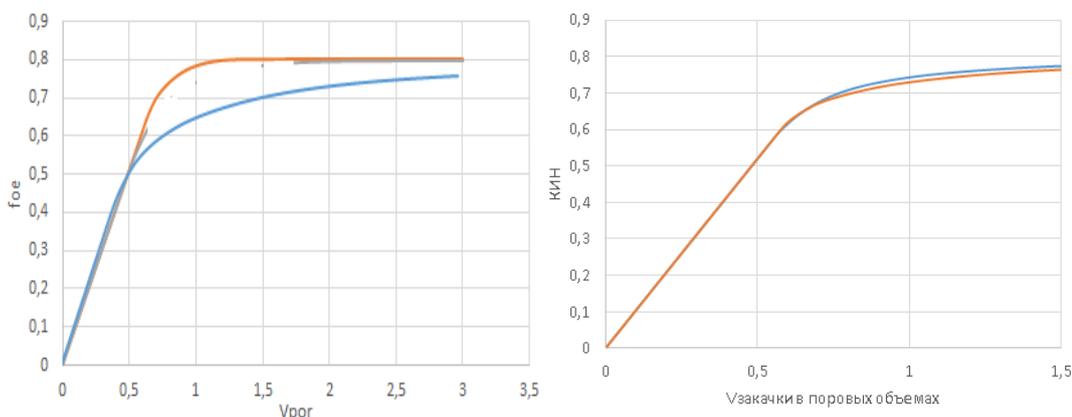


Рисунок 7 - Зависимости коэффициента нефтеизвлечения от объема прокачанной воды, выраженного в поровых объемах для рядной системы заводнения: слева - $K_x/K_y = 10$ (синяя линия) и $K_x/K_y = 1/10$ (оранжевая линия); справа - и $K_x/K_y = 3$ (синяя линия) и $K_x/K_y = 1/3$ (оранжевая линия)

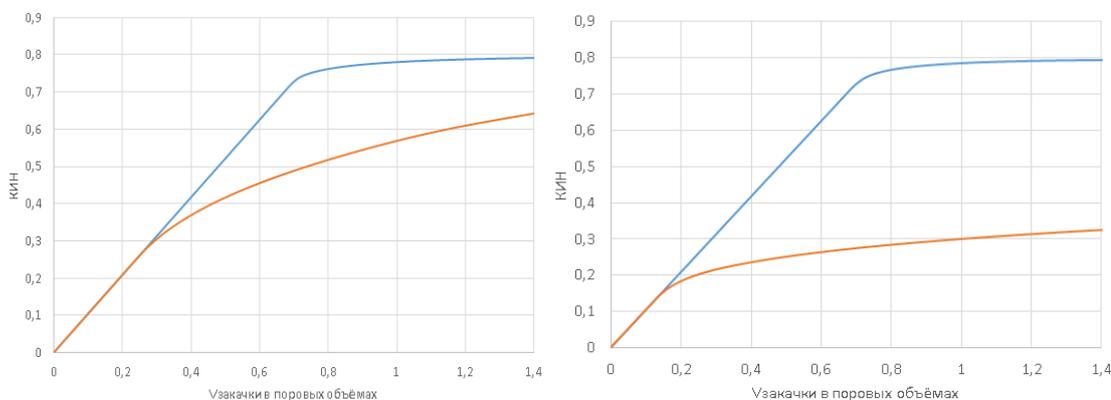


Рисунок 8 -Зависимости коэффициента нефтеизвлечения от объема прокачанной воды, выраженного в поровых объемах для пятиточечной системы заводнения: слева - $K_x/K_y = 10$ (синяя линия) и $K_x/K_y = 1/10$ (оранжевая линия); справа - и $K_x/K_y = 3$ (синяя линия) и $K_x/K_y = 1/3$ (оранжевая линия)

Проведенный анализ позволяет сделать вывод, что учёт латеральной анизотропии проницаемости и направлений минимального стресса в пласте приводит к повышению эффективности процесса вытеснения за счет повышения охвата пласта заводнением. Это проявляется в увеличении времени безводной нефтедобычи и росте конечного коэффициента вытеснения нефти.

В четвертой главе выполнено геолого-промысловое и лабораторное обоснование газового и водогазового воздействия на остаточные запасы нефти.

Экспериментальные и теоретические исследования, выполненные в России, а также за рубежом показали, что эффективными методами повышения нефтеотдачи пластов являются технологии, базирующиеся на нагнетании в пласт газа и водогазовых смесей. Такие геолого-физические факторы большинства нефтяных месторождений Когалымского региона, как малая плотность и вязкость нефти, сравнительно большие глубины залегания залежей, наличие ресурсов газа, мелкозернистые полимиктовые коллектора с высокой удельной поверхностью и повышенной водонасыщенностью предопределяют развитие подобных технологий.

С целью исследования возможной реализации технологий газового и водогазового воздействий обоснованы два объекта-полигона на Выинтойском месторождении - пласты ЮВ и Ач.

В ходе исследования взаимодействия пластовой нефти ачимовских отложений с вытесняющими агентами – «сухим» и «нефтяным» газами происходит ее насыщение и изменение основных физико-химических параметров: давления насыщения, газосодержания, плотности и вязкости. Сопоставление свойств и компонентов в составе «сухого» и «жирного» газов приведены в Таблице 2.

Таблица 2 – Основные свойства и компоненты в составе «сухого» и «жирного» газов

Компоненты	Содержание «сухого» газа		Содержание «жирного» газа	
	мас. %	мол. %	мас. %	мол. %
Углекислый газ	2,273	0,884	1,523	0,784
Азот	3,133	1,914	1,947	1,573
Метан	87,981	93,884	60,576	85,480
Этан	4,604	2,621	3,653	2,749
Пропан	1,281	0,497	7,616	3,909
Изо-бутан	0,153	0,045	1,723	0,671
Н-бутан	0,191	0,056	1,647	0,641
Остаток C ₁₀₊	0	0	8,466	1,114
Расчетная плотность при стандартных условиях, кг/м ³	0,713		0,939	
Молярная масса, г/моль	17,12		22,63	
Относительная плотность газа (по воздуху)	0,592		0,779	
Мольное содержание C ₂₊ , %	3,3		12,15	
Свойства в пластовых условиях:				
плотность, кг/м ³	167,2		219,8	
вязкость, мПа*с	0,0217		0,0254	
коэффициент сверхсжимаемости	0,987		0,953	
объемный коэффициент, ст. м ³ /м ³	234,6		234,2	

Результаты проведенных исследований показывают значительное влияние вытесняющего газа на основные физико – химические параметры пластовой нефти Ач отложений Выинтойского месторождения. Так под действием «сухого» газа при насыщении нефти ее газонасыщенность увеличивается с 84,2 до 200,0 м³/м³, вязкость снижается с 0,428 до 0,263 мПа×с, плотность с 704,4 до 643,7 кг/м³. Под действием «жирного» газа нефть претерпевает более значительные изменения: ее газонасыщенность увеличивается до 233 м³/м³, вязкость и плотность снижаются до 0,2 мПа×с и 638,0 кг/м³, соответственно.

Динамики вытеснений и изменения перепадов давления в моделях в процессе экспериментов приведены в Таблице 3 и представлены на Рисунке 9.

Таблица 3 -Динамика вытеснения нефти в зависимости от прокачанных поровых объемов «сухого» и «жирного» нефтяного газа через продуктивные ачимовские отложения

Наименование вытесняющего агента	Параметры вытеснения	Объем прокачанного газа Vпрокачанный/Vпор, доли ед.				
		1	2	3	4	5
«Сухой» нефтяной газ	Перепад давления, ΔP, МПа	0,18	0,17	0,164	0,435	1,01
	Коэффициент вытеснения, %	48,3	53,5	55	55,7	55,7
«Жирный» нефтяной газ	Перепад давления, ΔP, МПа	0,496	0,224	0,178	1,860	2,070
	Коэффициент вытеснения, %	57,2	61	62,2	62,2	62,2

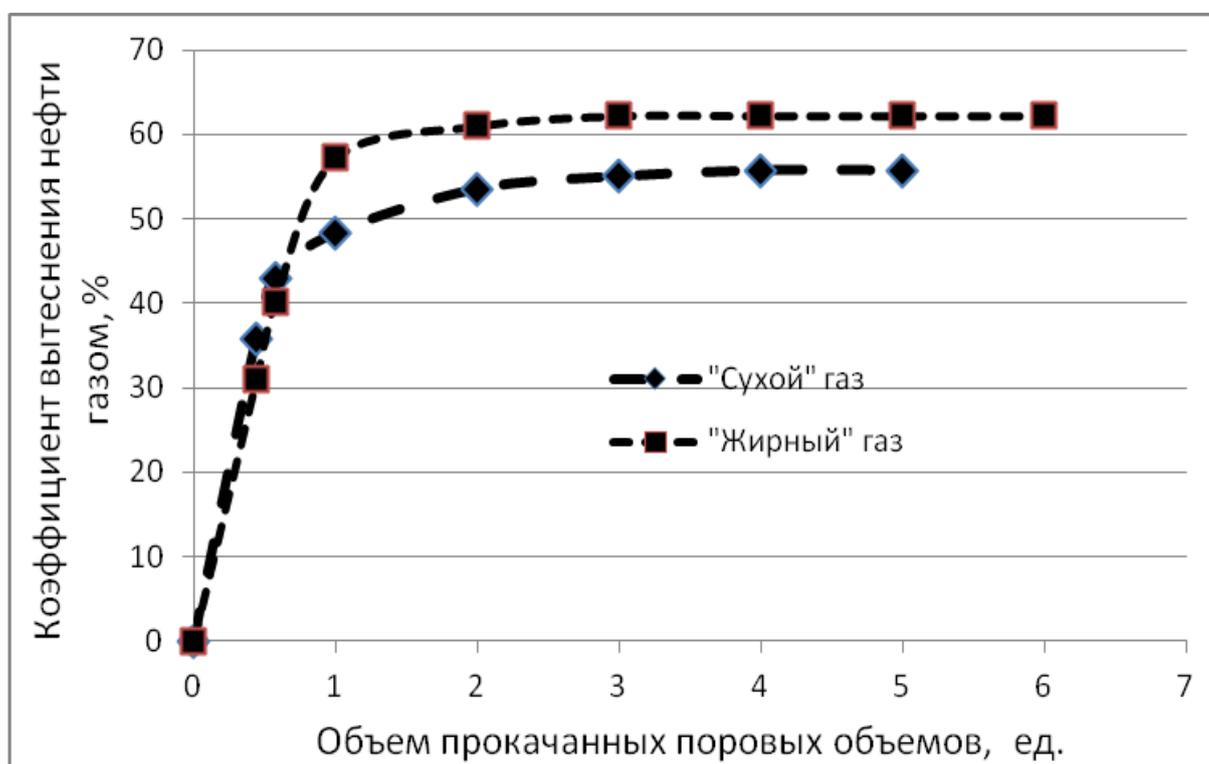


Рисунок 9– Зависимость коэффициента вытеснения нефти от объема прокачанного «сухого» и «жирного» нефтяного газа через продуктивные ачимовские отложения

Анализируя полученные данные по лабораторному исследованию газового воздействия на моделях пласта Выинтойского месторождения, можно отметить меньшую эффективность применения «сухого» газа в качестве вытесняющего агента по сравнению с попутным нефтяным газом, что согласуется с результатами статистических расчетов коэффициентов вытеснения. В результате полученное значение коэффициента вытеснения нефти «сухим» газом для ачимовских отложений составило 55,7 %, при расчетном 45%, что на 15% выше полученных значений в случае стандартного заводнения. По результатам экспериментов при закачке «жирного» газа получена величина коэффициента вытеснения 62,2%, в то время как расчетное значение составило 50%.

Расчеты на гидродинамической модели для участков пластов ЮВ и Ач Выинтойского месторождения включали по 15 вариантов. Основные исходные параметры вариантов приведены в Таблице 4.

Для участков пластов ЮВ и Ач Выинтойского месторождения оценена эффективность газового/водогазового воздействия и повышения нефтеотдачи пластов на основе построенной и адаптированной по фактическим данным добычи гидродинамической композиционной секторной модели.

Выполненные на основе построенной и адаптированной по фактическим данным добычи гидродинамической композиционной секторной модели, 15 вариантов расчетов газового и водогазового воздействия на участках пластов ЮВ и Ач Выинтойского месторождения показали, что наибольший КИН:

- для участка пласта ЮВ – 56,8% достигается при попеременной закачке попутного нефтяного газа и воды с циклами 3 месяца газ / 3 месяца вода с максимальной приемистостью нагнетательных скважин по газу 15 тыс.м³/сут;

- для участка пласта Ач - 0.584 достигается при постоянной закачке газа с максимальной приемистостью нагнетательных скважин по газу 30 тыс.м³/сут.

Таблица 4 - Основные параметры расчетных вариантов участков пластов ЮВ и Ач Выинтойского месторождения

Номер варианта	Режим закачки смеси (Р _{забнагн/доб}), МПа		Тип закачиваемого агента		Максимальный темп закачки газа на скважину, тыс м ³ /сут/скв	
	пласта ЮВ	пласта Ач	пласта ЮВ	пласта Ач	пласта ЮВ	пласта Ач
базовый (1)	45/11	45/12	вода	вода	-	-
2	42/11	42/12	газ (постоянно)	газ (постоянно)	5	10
3	42/11	42/12	газ (постоянно)	газ (постоянно)	10	15
4	42/11	42/12	газ (постоянно)	газ (постоянно)	15	20
5	42/11	42/12	газ (постоянно)	газ (постоянно)	20	25
6	42/11	42/12	газ (постоянно)	газ (постоянно)	25	30
7	42/11	42/12	газ (постоянно)	газ (постоянно)	30	35
8	42/11	42(45)/12	газ (постоянно)	газ (0,05PV) +переход на воду	35	30
9	42(45)/11	42(45)/12	газ (0,1PV) +переход на воду	газ (0,10PV) +переход на воду	15	30
10	42(45)/11	42(45)/12	газ (0,2PV) +переход на воду	газ (0,15PV) +переход на воду	15	30
11	42(45)/11	42(45)/12	газ (0,3PV) +переход на воду	газ (0,20PV) +переход на воду	15	30
12	42(45)/11	42(45)/12	газ (0,4PV) +переход на воду	газ (0,25PV) +переход на воду	15	30
13	42(45)/11	42(45)/12	циклы закачки газа (3мес) и воды (3мес)		15	30
14	42(45)/11	42(45)/12	циклы закачки газа (6 мес) и воды (6 мес)		15	30
15	42(45)/11	42(45)/12	циклы закачки газа (12мес) и воды (12мес)		15	30

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1 Детальный анализ эффективности системы разработки с учетом особенностей геологического строения и характера распределения ФЕС позволил установить, что основной причиной низкой выработки и формирования остаточной нефти, на примере продуктивных пластов Повховского, Ватьеганского и Выинтойского месторождений, являются не учет литологической изменчивости коллектора, для пластов ЮВ - глинизация пласта и частое его выклинивание, для пласта АВ1-2 - расположение нагнетательных скважин в продуктивных и высокопродуктивных зонах пласта, а добывающих в низкопродуктивных.

2 Сравнительный геолого-промысловый анализ разработки продуктивных объектов, дифференцированных по стратиграфическому признаку, позволил установить, что: для группы пластов АВ высокие уровни добычи нефти достигаются при жесткой системе разработки и активном вводе эксплуатационных скважин; для группы пластов БВ регулирование системы разработки более эффективно при 60% отборов от НИЗ созданием очагового типа заводнения на локальных участках с низкопроницаемым коллектором и уплотнением сетки скважин; для объектов верхнеюрских отложений (группы пластов ЮВ и ЮС) эффективным является регулирование отборов жидкости при вариации значения компенсации отбора закачкой 120-140%; для продуктивных пластов в отложениях неокома (пласты БС10 – БС12) высокие значения выработки запасов нефти достигнуты по объектам, характеризующимся максимальными уровнями добычи нефти при коэффициенте использования запасов 20-30%.

Интерпретация результатов статистического моделирования показала, что на коэффициенты использования запасов и извлечения нефти существенное влияние оказывают удельный объем нефти, вязкость нефти, плотность сетки скважин, на обводненность - отношение накопленного отбора жидкости к геологическим запасам нефти, темп отбора от НИЗ и жесткость системы разработки (соотношение добывающих и нагнетательных скважин).

3 Результатами численных экспериментов доказано, что учет латеральной анизотропии пласта, обусловленной направлением регионального стресса при расстановке добывающих и нагнетательных скважин, позволяет существенно увеличить эффективность процесса вытеснения нефти водой. Расчеты показали, что при анизотропии 1:10 система заводнения, построенная с учетом направления регионального стресса, позволяет поднять конечный коэффициент нефтеотдачи

более чем на 10%. Установлено, что при высоких значениях латеральной анизотропии пластов формирование системы заводнения с учетом направления регионального стресса преимущество необходимо отдавать площадным системам перед рядными.

4 Лабораторными исследованиями установлено значительное влияние вытесняющего газа на основные физико – химические свойства пластовой нефти Ач отложений Выинтойского месторождения. Так, под действием «сухого» газа при насыщении нефти, ее газонасыщенность увеличивается с 84,2 до 200,0 м³/м³, вязкость снижается с 0,428 до 0,263 мПа×с, плотность с 704,4 до 643,7 кг/м³. Под действием «жирного» газа газонасыщенность увеличивается до 233 м³/м³, вязкость и плотность снижаются до 0,200 мПа×с и 638,0 кг/м³, соответственно. Полученные зависимости коэффициента вытеснения нефти от объема прокачанного «сухого» и «жирного» нефтяного газа через продуктивные ачимовские отложения позволили отметить большую эффективность применения «жирного» газа, так, значение коэффициента вытеснения нефти «сухим» составило 55,7 %, «жирным» - 62,2%.

5 Повариантными расчетами на гидродинамической модели участков пластов ЮВ и Ач Выинтойского месторождения, включающими определение максимального темпа закачки газа, оптимальной величины суммарного объема закачки газа от порового объема объекта-полигона и оптимальной продолжительности цикла в попеременной закачке воды и газа установлено, что:

- для пласта ЮВ наибольший КИН – 0,568 достигается при попеременной закачке попутного нефтяного газа и воды с циклами 3 месяца газ / 3 месяца вода с максимальной приемистостью нагнетательных скважин по газу 15 тыс.м³/сут при суммарном объеме закачки газового агента 20% от порового объема пласта;

- для пласта Ач наибольший КИН – 0,584 достигается при постоянной закачке газа с максимальной приемистостью нагнетательных скважин по газу 30 тыс.м³/сут.

Основное содержание диссертации опубликовано в 16 печатных трудах, из которых 4 статьи опубликованы в рецензируемых научных журналах, входящих в перечень ВАК Минобрнауки России, 3 статья опубликована в издании, входящем в международную реферативную базу данных и систем цитирования, 5 докладов на международных научно-практических и научно – технических конференциях:

- в изданиях, входящих в Перечень рецензируемых научных изданий ВАК Минобрнауки России:

1. Валеев, А.С. Повышение эффективности выработки остаточных запасов нефти из низкопродуктивных коллекторов с использованием газового и водогазового воздействия / Валеев А.С., Котенев Ю.А., Котенев А.Ю., Мухаметшин В.Ш., Султанов Ш.Х. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений.- №7(331).- 2019.- С.59-64.

2. Валеев, А.С. Методические основы планирования и организации интенсивных систем заводнения (на примере пластов Ватъеганского и Тевлинско-Русскинского месторождений) / А.С. Валеев, М.Р. Дулкарнаев, Ю.А. Котенев, Ш.Х.Султанов Л.С. Бриллиант, Д.Ю. Чудинова // НТЖ «Экспозиция. Нефть. Газ» - № 3(49) 2016. - С.38–41.

3. Валеев, А.С. Повышение эффективности гидроразрыва в условиях высокой обводнённости пласта БВ-8 Повховского месторождения / А.С. Валеев, М.Р. Дулкарнаев, Ф.С. Салимов, А.В. Бухаров, Ю.А. Котенев // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. №6. 2014.- С. 154-174. [Электронный ресурс] URL: http://ogbus.ru/issues/6_2014/ogbus_6_2014_p154-174_ValeevAS_ru.pdf.

4. Дулкарнаев, М.Р. Повышение эффективности разработки месторождений в условиях высокой обводнённости пласта по технологии двухэтапного управляемого гидроразрыва на примере пласта БВ-8 Повховского месторождения / М.Р. Дулкарнаев, А.С. Валеев, М.В. Чертенков, Ю.А. Котенев, Ш.Х. Султанов// НТЖ «Нефтегазовое дело». – Т 13. - №3. 2015. - С. 43-48

- в изданиях, входящих в международные реферативные базы данных и систем цитирования Scopus:

5. Валеев, А.С. Причины увеличения обводненности в скважинах после проведения гидравлического разрыва в неоднородных пластах / А.С. Валеев, М.Р. Дулкарнаев, Ю.А. Котенев, Ш.Х. Султанов, Л.С. Бриллиант //«Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов».- Т 329. - №6.- 2018. - С. 140-147.

6. Валеев, А.С. Оценка эффективности водогазового воздействия при использовании газа различного состава / А.С. Валеев, Ю.А. Котенёв, А.П. Шевелёв, И.О. Дмитриев, Ш.Х. Султанов, М.А. Токарев // Socar Proceedings – №2.- 2018. – С. 58-64.

7. Valeev, A.S. Substantiation of the recovery of residual oil from lowproductive and heterogeneous formations in Western Siberia by improving the waterflood system using gas and water-gas impacts / A. S. Valeev, Yu. A. Kotenev, V. Sh. Mukhametshin, Sh. Kh. Sultanov // IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering 560 (2019) 012204 doi:10.1088/1757-899X/560/1/012204.

- в изданиях, входящих в международные реферативные базы данных и систем цитирования:

8. Валеев, А.С. Геолого-статистический анализ процесса нефтеизвлечения месторождений Когалымского региона / А.С. Валеев, А.Ю. Егорова // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: сб. науч. тр. Вып.7 (12).- Уфа: ООО «Монография».- 2018.- С. 22-28.

9. Валеев, А.С. Группирование продуктивных объектов месторождений Когалымского региона / А.С. Валеев, А.Ю. Егорова // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: сб. науч. тр. Вып.7 (12).- Уфа: ООО «Монография».- 2018.- С. 45-48.

10. Валеев, А.С. Оценка эффективности разработки месторождений Когалымского региона статистическими методами / А.С. Валеев, Ш.Х. Султанов, А.Ю. Егорова // Материалы VII Международной научно-практической конференции «Инновации и наукоемкие технологии в образовании и экономике». –БГУ. - г. Уфа.- С.74-80.

11. Валеев, А.С. Оптимизация системы разработки и трансформация системы заводнения на крупном нефтегазоносном объекте / А.С. Валеев, М.Р. Дулкарнаев, Ю.А. Котенев, Ш.Х. Султанов // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: сб.науч.трудов. Вып.4(9) - Уфа: ООО Монография, 2015. - С.118-127.

12. Валеев, А.С. Экспериментальное обоснование водогазового воздействия на залежи нефти Выинтойского месторождения / А.С. Валеев, М.Р. Дулкарнаев, М.В. Чертенков Ю.А. Котенев, Ш.Х. Султанов // Материалы Международной научно-практической конференции, посвященной 60-летию высшего образования в Республике Татарстан «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли» г. Альметьевск- 2016.- С.338 -342.

13. Фазылова, Л.Р. Оценка влияния неоднородности пластов-коллекторов нижнего мела на разработку запасов Л.Р. Фазылова, Ш.Х. Султанов, В.В. Никифоров, А.С. Валеев, М.Р. Дулкарнаев // Научные труды 43-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском Материалы в 2-х томах.- Октябрьский.- 2016. С. 267-272.

14. Особенности распределения физических свойств нефти в пластах Ватьеганского нефтяного месторождения // Фазылова Л.Р., Котенев Ю.А., Чудинова Д.Ю., Валеев А.С., Дулкарнаев М.Р. // В сборнике: Сборник научных трудов 43-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском Материалы в 2-х томах. 2016. С. 263-267.

15. Исследование механизма притока флюида из трещиноватых коллекторов с использованием компьютерной программы 3D_IMAGE // Валеев А.С., Мартянова К.В., Султанов Ш.Х. // В сборнике: Инновации и наукоемкие технологии в образовании и экономике Материалы VI Международной научно-практической конференции. Ответственный редактор К.Ш. Ямалетдинова. 2017. С. 105-108.

16. Методические основы и опыт внедрения цифровых технологий оперативного планирования и управления режимами работы добывающих и нагнетательных скважин на участке ОПР пласта ЮВ1 Ватьеганского месторождения ТПП "Повхнефтегаз" (ООО "ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь") // Арефьев С.В., Юнусов Р.Р., Валеев А.С., Корниенко А.Н., Дулкарнаев М.Р., Лабутин Д.В., Бриллиант Л.С., Печеркин М.Ф., Кокорин Д.А., Грандов Д.В., Комягин А.И. // Недропользование XXI век. 2017. № 6 (69). С. 60-81.