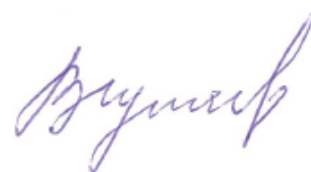


На правах рукописи



ГУЛЯЕВ ВЯЧЕСЛАВ НИКОЛАЕВИЧ

**ИССЛЕДОВАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА УЧАСТКОВ
НА ОБЪЕКТАХ РАЗРАБОТКИ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ
ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ
НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ**

Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и
газовых месторождений

Автореферат диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Бугульма - 2019

Работа выполнена в филиале Общества с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «Когалымский научно-исследовательский и проектный институт нефти» в г. Тюмени (филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени).

**Научный
руководитель**

доктор геолого-минералогических наук,
профессор
– **Ягафаров Алик Каюмович**

**Официальные
оппоненты:**

– **Владимиров Игорь Вячеславович**
доктор технических наук, профессор
ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной
технический университет», кафедра «Разработка и
эксплуатация газовых и нефтегазоконденсатных
месторождений», профессор кафедры

– **Никифоров Анатолий Иванович**
доктор физико-математических наук, профессор
Обособленное структурное подразделение ФГБУН
«Институт механики и машиностроения»,
лаборатория математического моделирования
процессов фильтрации, заведующий лабораторией

**Ведущая
организация**

– Акционерное общество «Всероссийский нефтегазовый
научно-исследовательский институт имени академика
А.П. Крылова» (АО «ВНИИнефть»)

Защита диссертации состоится 19 декабря 2019 года в 9:00 часов на заседании диссертационного совета Д 222.018.01 на базе Татарского научно-исследовательского и проектного института нефти (институт «ТатНИПИнефть») ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина по адресу: 423236, Республика Татарстан, г. Бугульма, ул. Мусы Джалиля, 32.

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

Автореферат разослан _____ 2019 года.

Ученый секретарь
диссертационного совета,
кандидат технических наук



Львова Ирина Вячеславовна

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы

В России разработка нефтяных месторождений с применением заводнения нефтяных пластов является одним из основных способов добычи углеводородного сырья. При этом, основная роль в обеспечении высокого КИН и сокращения удельных расходов воды на добычу нефти отводится методам нестационарного воздействия (НВ). Развитие методов НВ в основном было обусловлено развитием систем заводнения во времени, что обеспечивалось за счёт непрерывного проведения мероприятий по совершенствованию процессов разработки. На промыслах технология прошла две стадии развития – упруго-капиллярное циклическое заводнение (ЦЗ) и импульсное воздействие (ИВ). Методы НВ при фиксированных системах заводнения со временем снижают отдачу и становятся менее эффективными. Метод ЦЗ эффективен на начальных стадиях разработки, а метод ИВ на третьей стадии после снижения эффективности от ЦЗ. На поздней стадии разработки эффективным может быть применение нестационарного режима дренирования (НРД) с последующим переходом на упругий режим с периодическим форсированным отбором жидкости (УР с ФОЖ). При этом регулирование режимов скважин и ФОЖ являются неотъемлемыми элементами методов ИВ, НРД, УР с ФОЖ. Несмотря на значительное количество теоретических исследований, практические результаты внедрения ИВ, НРД, УР с ФОЖ недостаточны или отсутствуют, и не всегда выбор участков для их применения достаточно обоснован. Поэтому применение методов НВ при благоприятных условиях на месторождениях Западной Сибири позволит увеличить нефтеотдачу пласта за счет увеличения коэффициента охвата воздействием.

Степень разработанности темы исследования

Наиболее известной и всесторонне исследованной технологией нестационарного заводнения является метод циклического заводнения, предложенный М.Л. Сургучевым в 1959 г. и относящийся к гидродинамическим методам увеличения нефтеотдачи пласта. Физическая сущность ЦЗ была сформулирована в 1965 г. группой авторов из «ВНИИнефть». В работах А.А. Боксермана и др. лабораторно исследовались особенности удержания воды в малопроницаемых

частях пласта в зависимости от длительности циклов, а также особенности циклического воздействия на слоисто-неоднородные пласты и пласты, разделенные непроницаемыми перемычками.

Первая математическая модель фильтрации для моделирования перетоков из одного пропластка в другой была предложена А.А. Боксерманом и Б.В. Шалимовым, но из-за своей сложности она не получила широкого распространения. В 70-е годы во «ВНИИнефть» О.Э. Цынковой и др. была разработана компьютерная реализация математической модели двухслойного пласта. В 1978 г. группа авторов «ВНИИнефть» (М.Л. Сургучев, А.Т. Горбунов, О.Э. Цынкова) разработала первые практические рекомендации по использованию метода циклического заводнения, это позволило широко внедрять этот метод. В монографии Сургучева М.Л. и Шарбатовой И.Н. были проведены первые расчеты эффективности циклического заводнения для месторождений Западной Сибири.

Проблемами применения нестационарных технологий в условиях неоднородных продуктивных пластов в разные годы занимались Э.М. Альмухаметова, Н.З. Ахметов, Б.Т. Баишев, И.М. Бакиров, А.А. Боксерман, Ю.П. Борисов, О.И. Буторин, И.В. Владимиров, Р.Х. Гильманова, Л.Ф. Дементьев, М.А. Жданов, М.Ш. Каюмов, Л.М. Копылов, Д.Ю. Крянев, В.Д. Лысенко, И.Т. Мищенко, Р.Х. Муслимов, В.Н. Николаевский, В.Г. Оганджянц, А.М. Петраков, М.М. Салихов, Е.И. Семин, М.Л. Сургучев, А.П. Телков, Н.И. Хисамутдинов, О.Э. Цынкова, И.Н. Шарбатова, А.К. Ягафаров и др.

Несмотря на значительное количество теоретических исследований, а также практических результатов НВ, не всегда выбор участков для его применения достаточно обоснован, и на них не получают эффекта. Поэтому с использованием современных методов необходимо усовершенствовать подходы к обоснованию выбора участков на эксплуатационных объектах для успешного применения гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи.

Цель работы – увеличение коэффициента извлечения нефти (КИН) объектов разработки путем научно обоснованного выбора участков и рационального метода НВ на них применительно к различным геолого-физическим условиям и стадиям разработки объектов месторождений Западной Сибири.

Для достижения поставленной цели были сформулированы следующие **основные задачи:**

1. Провести геолого-промысловый анализ эффективности циклического заводнения и форсированного отбора жидкости на месторождениях Нижневартовского района, и выявить зависимость эффекта от геолого-промысловых параметров разработки на участках;

2. Разработать методику выбора участков на эксплуатационных объектах для применения гидродинамических методов ПНП, учитывающую особенности геологического строения и текущее состояние разработки залежей нефти, и апробировать её на практике;

3. Обосновать применение импульсного воздействия (ИВ), при котором реализуются механизмы методов циклического заводнения и форсированного отбора жидкости на участке.

Объект и предмет исследования

Объектом исследования являются продуктивные пласты месторождений Нижневартовского района, предметом исследования – гидродинамические методы увеличения нефтеотдачи в различных геолого-промысловых условиях их разработки.

Научная новизна результатов работы

1. Для месторождений Нижневартовского района для трёх групп объектов – АВ, БВ, ЮВ, дифференцированных по фильтрационно-емкостным свойствам, установлены уравнения зависимости дополнительной добычи нефти при циклическом заводнении от геолого-промысловых параметров, таких как, неоднородность толщин пропластков, послойная неоднородность пласта, изменение добычи жидкости, расчлененность, компенсация отборов закачкой и обводненность перед ГТМ;

2. Разработана методика выбора участков на объектах с обоснованием параметров циклического заводнения по результатам расчёта параметров четырёхслойной геолого-статистической модели пласта, учитывающей гидро-

динамическую связность пропластков в скважинах, с учётом текущего состояния разработки участка на объекте разработки и с прогнозом эффекта от циклического заводнения по полученным уравнениям зависимости для объектов;

3. Обосновано применение регрессионно-корреляционного анализа, как статистического метода для анализа и прогноза эффекта от применения циклического заводнения; по контрольной выборке подобранных по методике участков, на которых циклическое заводнение применялось в 2016 г., доказана обоснованность использования для прогноза ожидаемой дополнительной добычи нефти полученных уравнений регрессионной зависимости, показавшим высокую степень сходимости планового и фактического эффектов;

4. С использованием построенной геолого-гидродинамической модели объекта ЮВ₁ Нивагальского месторождения обосновано применение импульсного воздействия (ИВ), при котором одновременно реализуются механизмы методов циклического заводнения и форсированного отбора жидкости на участке.

Практическая ценность и реализация работы

1. Результаты диссертационной работы использованы при проектировании циклического заводнения для извлечения запасов в низкопроницаемых и слабодренируемых зонах продуктивных пластов нефтяных месторождений ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь».

2. Подготовлено в соавторстве учебное пособие «Эффективность методов воздействия на нефтяные залежи», изданное в ТюмГНГУ и используемое для подготовки студентов, обучающихся по специальности «Нефтегазовое дело».

3. Разработан алгоритм выбора участков на объектах с обоснованием параметров циклического заводнения, учитывающий особенности геологического строения, текущего состояния разработки и результаты расчёта четырёхслойной геолого-статистической модели пласта. На участках эксплуатационных объектов месторождений ТПП «Лангепаснефтегаз» и «Покачевнефтегаз» от проведения циклического заводнения, программа применения которого составлена по предлагаемой методике, в 2011 – 2016 гг. получен технологический эффект – 101,1 тыс. т дополнительно добытой нефти.

4. Использован программный продукт «СУФР Х+», созданный в программе «Delphi», для геолого-гидродинамического моделирования с целью оценки вариантов импульсного воздействия на объекте ЮВ₁ Нивагальского месторождения, при проведении которого на участках одновременно реализуются технологии циклического заводнения и форсированного отбора жидкости.

Методы решения поставленных задач

Использовались основные понятия математической статистики для преобразования результатов промысловых исследований в четырёхслойную геолого-статистическую модель пласта, применялся регрессионно-корреляционный анализ для определения зависимости эффекта от геолого-промысловых параметров участка и для его прогноза, метод оценки эффекта по характеристикам вытеснения при анализе результатов разработки нефтяных месторождений, а также геолого-гидродинамическое моделирование (модель «BlackOil»).

Положения, выносимые на защиту

1. Методика выбора участков на объектах и обоснования проведения циклического воздействия, учитывающая особенности строения продуктивных отложений и текущие значения технологических параметров;

2. Сравнительный анализ ожидаемой дополнительной добычи нефти от циклического заводнения, которая определена с использованием полученных регрессионных зависимостей, и фактической, определенной по характеристикам вытеснения, на объектах месторождений ТПП «Лангепаснефтегаз» и «Покачевнефтегаз»;

3. Результаты прогноза добычи нефти по предлагаемой к применению программе импульсного воздействия, при котором одновременно реализуются технологии циклического заводнения и форсированного отбора жидкости, на выбранных участках объекта ЮВ₁ Нивагальского месторождения.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности

Область исследования соответствует паспорту специальности 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, а именно, пункт 4: «Технологии и технические средства добычи и подготовки скважин-

ной продукции, диагностика оборудования и промышленных сооружений, обеспечивающих добычу, сбор и промышленную подготовку нефти и газа к транспорту, на базе разработки научных основ ресурсосбережения и комплексного использования пластовой энергии и компонентов осваиваемых минеральных ресурсов» и пункт 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».

Достоверность полученных результатов проверялась путем сравнения прогноза эффекта по предлагаемой методике с практическим эффектом, рассчитанным по характеристике вытеснения, а также сопоставления результатов численных расчетов при моделировании в сравнении с фактическим результатом, полученным другими авторами на аналогичных объектах.

Личный вклад соискателя состоит в: участии на всех этапах исследования; обработке исходных данных при оценке эффекта от применения ФОЖ и НЗ, и полученных на их основе при анализе выводов; разработке и апробации предлагаемой методики выбора участков, выработанной в результате исследования, при разработке месторождений Нижневартовского района; проведении вычислительных экспериментов при обосновании импульсного воздействия.

Апробация результатов работы

Материалы диссертационной работы докладывались и представлялись на: Международной научно-практической конференции «Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Тюменской области» (Тюмень, 2007 г.); Всероссийской научно-технической конференции посвященной 45-летию Тюменского топливно-энергетического комплекса и 80-летию Грайфера В.И. «Нефть и газ Западной Сибири» (г. Тюмень, 2009 г.); Межрегиональной научно-технической конференции «Подготовка кадров и современные техно-

логии для ТЭК Западной Сибири» (г. Тюмень, 2010 г.); Научно-практической конференции «Современные вызовы при разработке и обустройстве месторождений нефти и газа Сибири» (г. Томск, 2011 г.); Шестой Международной научно-практической конференции ЕАГО «ГЕОКРЫМ-2016. Проблемы нефтегазовой геологии и геофизики» (г. Алушта, 2016 г.); Научно-технических советах Филиала «КогалымНИПИнефть» (г. Тюмень, 2007-2017 гг.); 6-й Ежегодный производственно-технический семинар «Поддержание пластового давления '2017. Управление заводнением, оптимизация систем ППД» (г. Ижевск, 2017 г.).

Публикации

По результатам исследований по теме диссертационной работы опубликовано 17 печатных работ, из них 7 статей в изданиях, включенных в «Перечень российских рецензируемых научных журналов», рекомендованных ВАК РФ, и в 1 учебном пособии.

Структура и объем работы

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, основных выводов и рекомендаций, списка литературы, включающего 98 наименований. Работа изложена на 157 страницах машинописного текста, содержит 37 рисунка, 20 таблиц.

Автор выражает свою признательность за помощь и поддержку сотрудникам ТПП «Лангепаснефтегаз» и «Покачевнефтегаз» за содействие при организации опытно-промышленных работ. Автор искренне благодарит за помощь, ценные советы и консультации доктора геол.-минерал. наук, профессора А.К. Ягафарова, доктора техн. наук, профессора Г.П. Зозуля, а также кандидата физ.-мат. наук, доцента А.А. Позднякова, плодотворная работа с которыми способствовала становлению, развитию идей и их практической реализации.

КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность работы, сформулированы ее цель и основные задачи, обозначены основные положения, выносимые на защиту, показаны научная новизна, достоверность полученных результатов, практическая значимость и реализация работы. Обоснована необходимость методики выбора участков для проведения гидродинамических методов увеличения неф-

теотдачи с большей ожидаемой эффективностью в условиях сокращения запасов нефти, вовлеченных в промысловую разработку, и роста обводненности продукции скважин на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь».

В первой главе рассмотрено современное представление о технологии нестационарного заводнения, раскрыта физическая сущность метода, проведен обзор существующих методик выбора участков на объектах месторождений для применения методов нестационарного воздействия.

Во второй главе рассмотрен опыт проведения на объектах гидродинамических методов ПНП, влияние геологического строения рассматриваемых объектов разработки, текущего состояния системы разработки и степени выработки запасов углеводородного сырья на эффективность применения этих методов.

Материалом для отработки методических основ выбора объектов под воздействие и обоснования его параметров послужили остановки нагнетательных скважин, которые рассматривались как нестационарное заводнение (НЗ), ГТМ по форсированному отбору жидкости (ФОЖ) на добывающих скважинах, а также их совместное проведение на участках объектов месторождения, которые относятся к гидродинамическим методам увеличения нефтеотдачи (МУН). Продуктивные пласты рассматриваемых месторождений ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь», как правило, неоднородны по коллекторским свойствам, проводимости, продуктивности. Различаются и промысловые показатели разработки участков, на которых проводились перечисленные выше методы. С целью выявления наиболее влияющих на эффект факторов и систематизации данных по гидродинамическим ГТМ проведен геолого-промысловый анализ.

Анализ применения гидродинамических методов (ГДМ) повышения нефтеотдачи пласта (ПНП) проводился по двум территориально-производственным предприятиям (ТПП), принадлежащих ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь», – «Лангепаснефтегаз» и «Покачевнефтегаз».

Нестационарное заводнение (НЗ) на перечисленных месторождениях анализировалось за период с января 2002 г. по декабрь 2010 г. Всего было проведено 3174 скважино-операции, из них на пластах АВ₁₊₂ осуществлено 577, на объекте АВ₁, соответственно, 455, на АВ₂ – 317, на АВ₃ – 24, на АВ₅ – 14, на БВ₂

– 331, на БВ₃ – 276, на объекте БВ₆ – 237, на БВ₈ – 197, на БВ₁₀ – 16 и на пласте ЮВ₁ – 648 скважино-операций. Эффект рассчитывался через полгода после начала проведения ГТМ по всем скважинам, расположенным на участке, с разделением общего эффекта на две составляющие: по нефтеотдаче пласта и по интенсификации разработки по характеристике вытеснения Р.И. Медведского. Влияние нескольких одновременно проводимых ГТМ на участке оценивалось как единое мероприятие без разделения эффекта по видам ГТМ.

Общий эффект от применения ГДМ ПНП на рассмотренных объектах ТПП «Покачевнефтегаз» и «Лангепаснефтегаз» за исследуемый период составил 3662,4 тыс. т дополнительно добытой нефти. Наибольшее количество дополнительно добытой нефти – 2087,8 тыс. т – приходится на форсированный отбор жидкости (ФОЖ), наименьшее – 599,0 тыс. т – на НЗ, от совместного применения НЗ и ФОЖ – 975,7 тыс. т. Средняя удельная эффективность составила 1,15 тыс.т/скв., при этом для НЗ она составила 0,56 тыс.т/скв., для ФОЖ – 1,50 тыс.т/скв., и для совместного применения НЗ и ФОЖ – 1,36 тыс.т/скв.

В третьей главе разработана методика выбора участков на объектах и обоснования параметров применения циклического заводнения.

Двухслойная геологическая модель широко использовалась в теоретических исследованиях влияния геологических и технологических параметров на эффективность циклического заводнения. Но ее использование корректно только при наличии на участках в скважинах гидродинамически связанных пластов.

Для выбора участков предлагается использовать четырехслойную модель пласта, предложенную А.О. Ярославовым, в которой геологические пропластки объединяются в группы высоко- и низкопроницаемых несвязных и высоко- и низкопроницаемых связных слоев. Четырехслойная модель характеризуется обобщенным параметром F_{co} , который, как и параметр ∇ двухслойной модели, комбинируется из значений толщин и проницаемостей отдельных пропластков. Комплексный параметр геологической благоприятности для циклического заводнения F_{co} – статистический параметр, в который входят три составляющие его параметра: доли проводимости и эффективной толщины литологически связанных пропластков, и вариация проницаемости связанных пропластков.

Выбор участков с использованием построения карт распределения комплексного параметра F_{co} по площади объектов позволяет выделить участки, с высокой вероятностью подходящие для применения ЦЗ, т.к. выявляет зоны на объектах, на которых имеются скважины с гидродинамически связанными пропластками разной проницаемости.

Первый этап исследования был направлен на выбор участков и зон эксплуатационных объектов месторождений ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» по картам распределения комплексного параметра F_{co} по площади, выявляя зоны с высокой вероятностью подходящие для применения ЦЗ и имеющие связанные пропластками разной проницаемости. Автором предложен новый подход, при котором для построения этой модели отбирались пропластки, попадающие в интервал перфорации, а также гидродинамически связанные (не разделенные глинистой перемычкой) с ними пропластки в геофизическом разрезе пласта. Таким образом, при построении четырёхслойной геолого-статистической модели исключались пропластки, по которым в скважине не идёт фильтрация флюидов, а время полуцикла определялось для гидродинамически связанных пропластков.

Одним из главных факторов для ЦЗ является относительная амплитуда циклического воздействия, с определением которой связан частотный показатель смены циклов, который характеризует длительность фаз повышения и понижения объемов нагнетания. Продолжительность полуцикла рассчитывалась по формуле, полученной Щелкачевым В.Н. и определяемой по пьезопроводности низкопроницаемого связного пропластка и среднему расстоянию от нагнетательных до реагирующих скважин.

На втором этапе с целью определения геолого-промысловых факторов, влияющих на величину эффекта, был проведен регрессионно-корреляционный анализ (РКА) с использованием метода множественной регрессии. При его проведении использовался метод с пошаговым включением переменных в уравнение множественной регрессии. Общее назначение множественной регрессии состоит в анализе связи между несколькими независимыми переменными (предикторами) и зависимой переменной. В качестве независимых переменных выбраны:

- W_b – обводненность перед ГТМ
- Dop_l – доп. добыча жидкости
- V_l – послойная неоднородность
- V_z – зональная неоднородность
- $Sand$ – песчанистость
- N_l – расчлененность
- kh – проводимость пласта
- K_{ec} – коэффициент вертикальной связности пропластков
- $kompens$ – компенсация отбора закачкой
- $Neodnor_h$ – неоднородность эффективной толщины скважин
- F_{co} – комплексный параметр
- χ – пьезопроводность
- deb_l_d – изменение среднего дебита жидкости на участке
- Q_{zak} – изменение закачки

Зависимыми переменными в проведенном анализе был общий эффект от применения метода нестационарного заводнения.

В таблице 1 показан результат проведенного регрессионно-корреляционного анализа, показывающий зависимость общего эффекта для объектов АВ от независимых переменных.

Таблица 1 – Результат расчета множественной регрессии для общего эффекта от нестационарного заводнения на пластах АВ.

N=29	Результат регрессии: эффект общий ($E_{ддн}$); R=0,8724; $R^2=0,7611$; скоррект. $R^2=0,7091$; F(5,23)=14,652; p -уровень<0,0000					
	Beta	ст. ошибка Beta	B	ст. ошибка B	t-критерий	p-уровень
Константа			-12886,6	3562,41	-3,617	0,0014
Neodnor_h	0,6820	0,1118	13957,5	2288,92	6,098	0,0000
Dop_liq	-0,3650	0,1086	-24,1	7,16	-3,360	0,0027
N_l	0,3341	0,1095	792,8	259,91	3,050	0,0057
kompens	0,1756	0,1101	301,3	188,82	1,596	0,1242
W_b	0,1383	0,1129	4659,8	3804,46	1,225	0,2330

В представленной таблице 1 показаны *Beta*-коэффициенты, которые позволяют сравнить относительные вклады каждой независимой переменной в предсказание зависимой переменной. *B*-коэффициенты входят в уравнение множественной регрессии с соответствующими переменными.

Коэффициент детерминации (квадрат корреляции R^2) равен 0,76 для этой зависимости. Судя по *Beta*-коэффициентам, наибольшее влияние на величину

общего эффекта оказывают неоднородность эффективной толщины пласта по скважинам, изменение добычи жидкости на участке и расчлененность пласта на участке НВ. Компенсация отборов закачкой и обводненность продукции скважин перед ГТМ на участке влияют на эффект в меньшей степени.

Для расчета неоднородности в работе использован новый подход с использованием для определения вариации двух дисперсий: внутригрупповой и межгрупповой. Формула для определения коэффициента послойной неоднородности – вариации проницаемости пропластков в скважинах участка:

$$V = \frac{\delta_1}{k}, \quad (1)$$

где δ_1 – среднее квадратичное отклонение, определенное как корень квадратный из средней величины внутригрупповых дисперсий проницаемости прослоев по отдельным скважинам, $\cdot 10^{-3}$ мкм²; k – средняя проницаемость прослоев отобранных скважин участка, $\cdot 10^{-3}$ мкм²;

Средняя из внутригрупповых дисперсий отражает случайную вариацию, т.е. ту часть вариации, которая происходила под влиянием всех прочих факторов, за исключением фактора группировки. Она определяется по следующей формуле:

$$\overline{\delta_1^2} = \frac{\sum \delta_i^2 \cdot f_i}{\sum f_i}, \quad (2)$$

где δ_i^2 – внутригрупповая дисперсия проницаемости прослоев в одной i -й скважине; f_i – частота.

Зональная неоднородность определена как коэффициент вариации проницаемости между скважинами по следующей формуле

$$V = \frac{\delta_2}{k}, \quad (3)$$

где δ_2 – среднее квадратичное отклонение, определенное как корень квадратный из межгрупповой дисперсии проницаемости.

Межгрупповая дисперсия измеряет вариацию изучаемого признака под влиянием группировочного признака. Пропластки с разной проницаемостью группируются в каждой скважине, и дисперсия вычисляется по формуле

$$\delta_2^2 = \frac{\sum (\bar{k}_i - k)^2 \cdot n_i}{\sum n_i}, \quad (4)$$

где \bar{k}_i и n_i – средняя проницаемость ($\cdot 10^{-3}$ мкм²) и количество прослоев отобранных в i -й скважине участка (ед.), соответственно.

РКА проводился по объектам эксплуатации, на которых применялось нестационарное (циклическое) заводнение. В формуле (5) показано уравнение зависимости эффекта ($E_{\text{одн}}$) при НЗ полученное для объекта АВ месторождений ТПП «Покачевнефтегаз» и «Ланегепаснефтегаз». Коэффициент детерминации R^2 полученный для зависимости эффекта при проведении метода НЗ составил 0,76 (таблица 1).

$$E_{\text{одн}} = 13957.5 * Neodnor_h - 24.1 * Dop_liq + 792.8 * N_l + \\ + 301.3 * kompens + 4659.8 * W_b - 12886.6 \quad (5)$$

На втором этапе с помощью метода множественной регрессии по полученному уравнению зависимости эффекта от значимых факторов прогнозировалось значение его величины от проведения гидродинамических ГТМ. Затем полученные с использованием этого метода значения проверялись по фактическому эффекту от проведения циклического заводнения, определенному по характеристикам вытеснения. Применяя методику выбора участков под нестационарное воздействие, с учётом расчетов остаточных извлекаемых запасов нефти и текущего состояния разработки были рекомендованы участки под проведение циклического воздействия.

Карта текущего состояния разработки (на 01.07.2011) участка в районе скважины № 134 объекта БВ₅ Локосовского месторождения представлена на рисунке 1, граница которого показана линией красного цвета. Крестами синего цвета на этом рисунке показаны нагнетательные скважины (№№ 119Б, 144 и 175), работающие с увеличением закачки в течение первого периода полуцикла и останавливаемые в течение второго периода полуцикла. Звездочками зеленого цвета помечены нагнетательные скважины (№№ 174, 205 и 243), останавливаемые в течение первого периода полуцикла и работающие с увеличением закачки в течение второго периода полуцикла. Для циклического заводнения вы-

брана перекрестная схема остановки группами по три нагнетательных скважины, расположенных в центре этого участка.

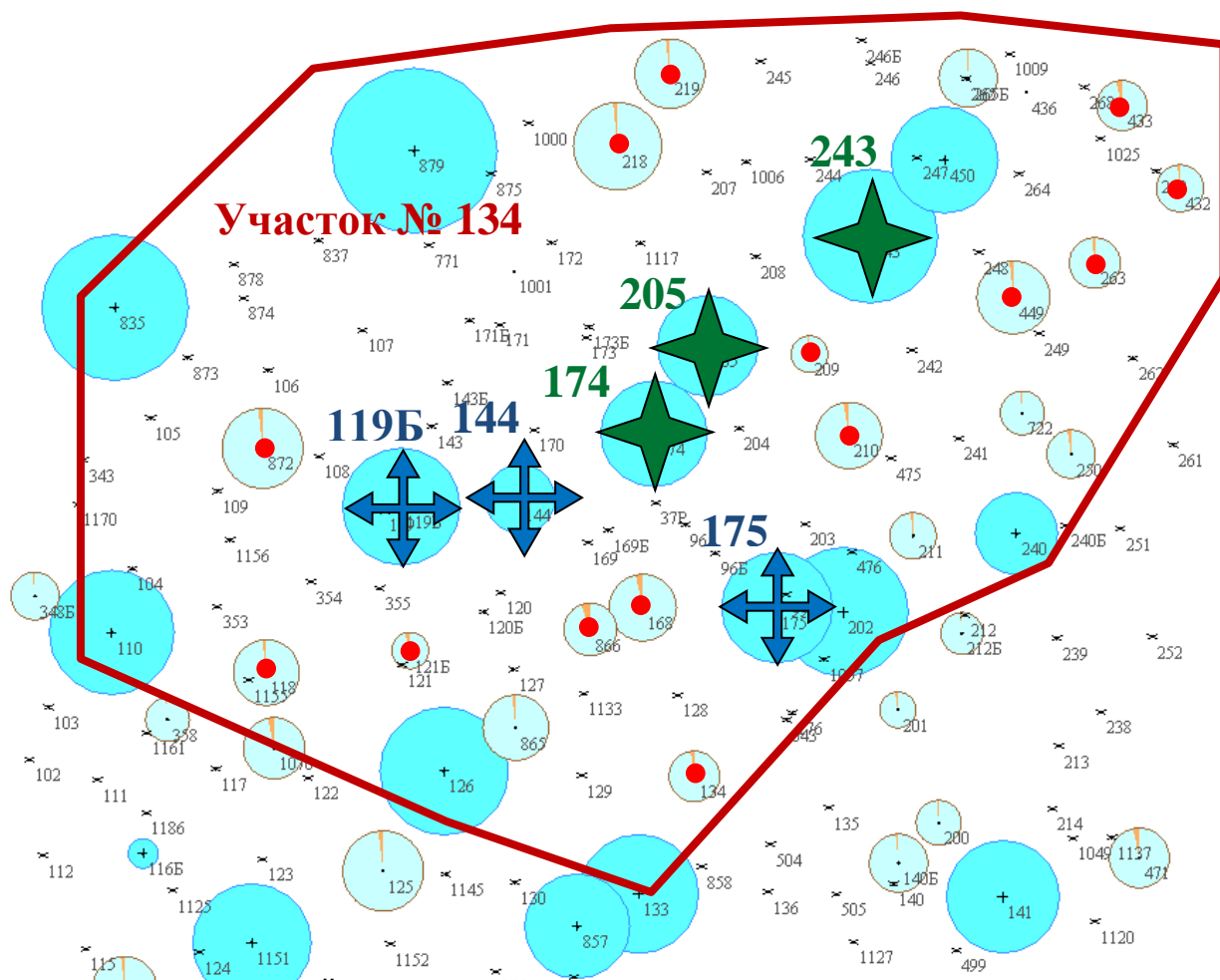


Рисунок 1 – Карта текущего состояния разработки участка № 134 объекта БВ₅ Локосовского месторождения ТПП «Лангепаснефтегаз»

Ожидаемый эффект, рассчитанный по статистическим зависимостям, по выбранному для циклического заводнения с полупериодом 41 сутки участку № 134 объекта БВ₅ составил 1,22 тыс. т. Задачами этого этапа исследований были опробование методики подбора участков под циклическое воздействие через оценку результатов проводимых работ и сравнение прогнозной и фактической эффективности. Общий эффект на участке № 134 составил 1,55 тыс. т дополнительно добытой нефти, из которых 1,50 тыс. т – эффект по нефтеотдаче пласта. Хороший результат подтвердил практическую значимость предлагаемой методики выбора участков для проведения на них гидродинамических методов ПНП. От повторного проведения в 2012 г. циклического заводнения на Локосовском месторождении было дополнительно добыто 2,15 тыс. т нефти.

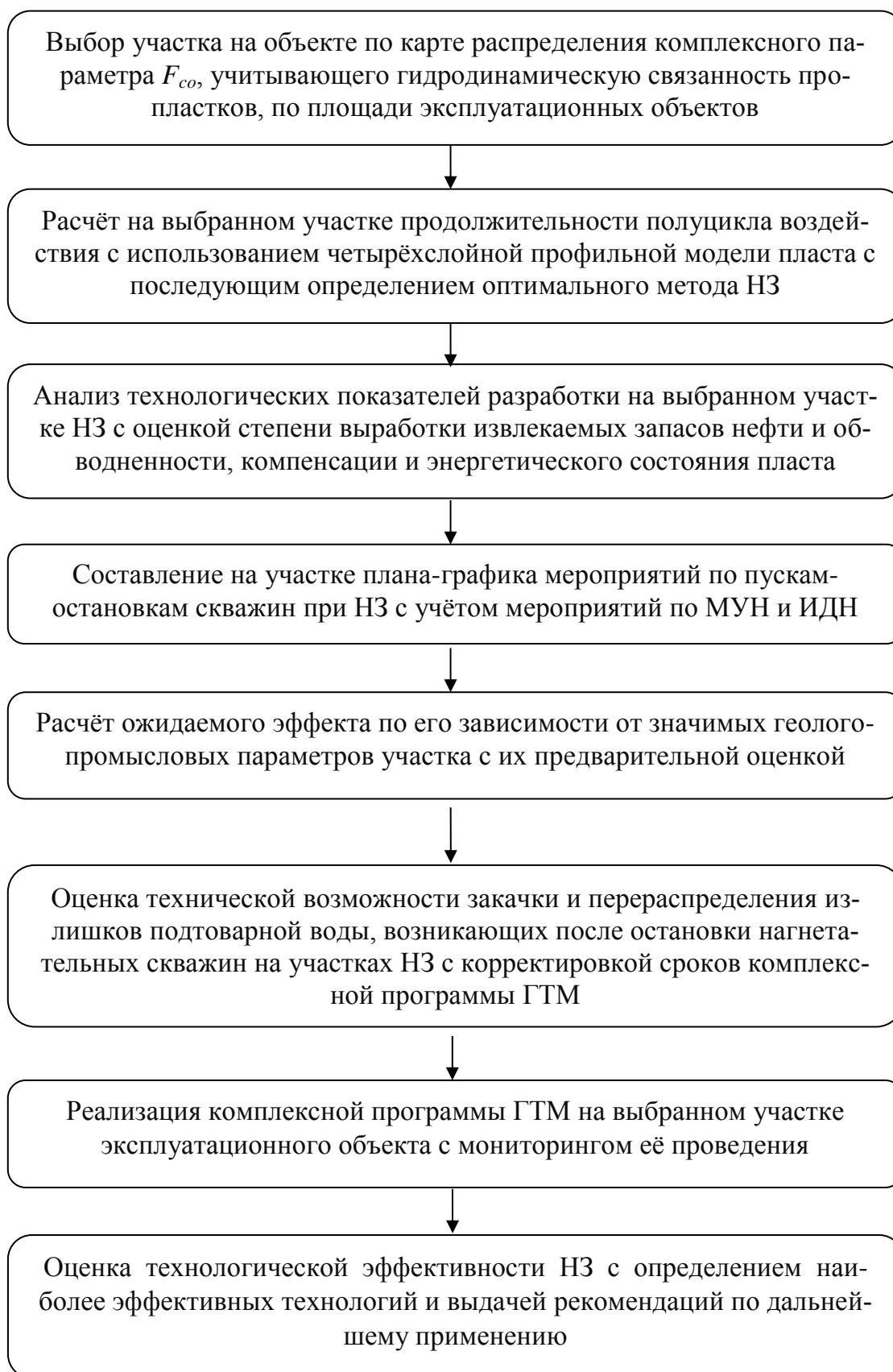


Рисунок 2 – Алгоритм выбора участков для проведения нестационарного заводнения, составления адресной (поскважинной) программы и её последующей реализации.

Непосредственно выбор участков для проведения нестационарного воздействия основывается на многофакторном анализе и проводится с использованием разработанного в Филиале «КогалымНИПИнефть» алгоритма, схематично показанного на рисунке 2, который позволяет выделить объекты, пласты и участки с высокой вероятностью подходящие для эффективного применения нестационарного заводнения.

Апробация данной методики выбора участков для проведения нестационарного заводнения проводилась в 2013 – 2015 годах. На рисунке 3 показана динамика эффективности по годам на участках месторождений двух ТПП «Лангепаснефтегаз» и «Покачевнефтегаз» с разделением эффекта от НЗ на эффекты: по нефтеотдаче пласта (НО) и по интенсификации нефтедобычи (ИН).

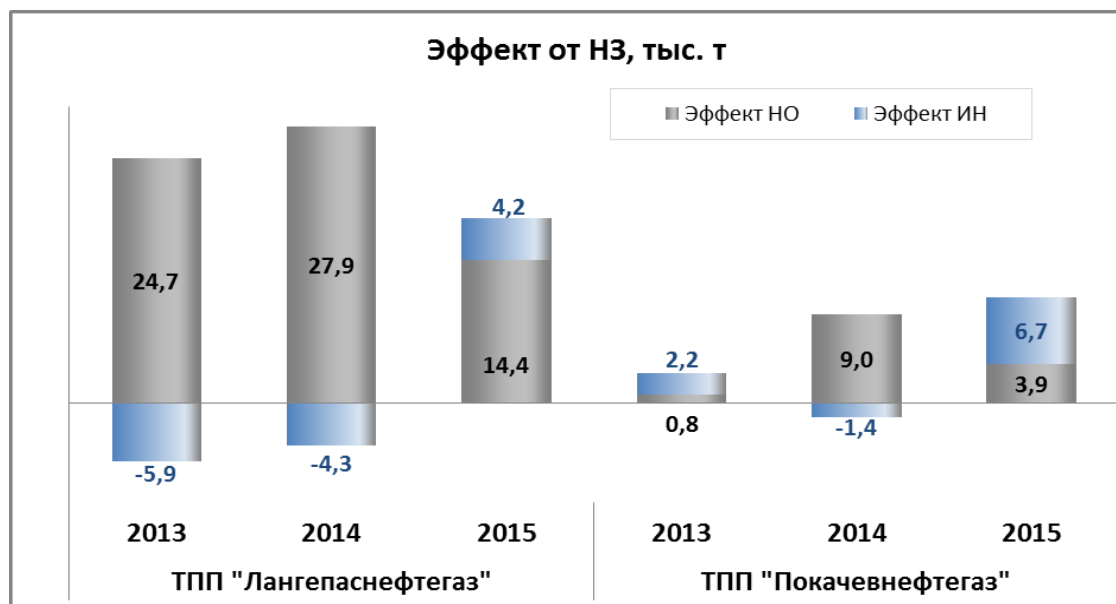


Рисунок 3 – Динамика эффективности по годам на участках месторождений ТПП «Лангепаснефтегаз» и «Покачевнефтегаз» с разделением эффекта от НЗ на эффекты: по нефтеотдаче пласта (НО) и по интенсификации нефтедобычи (ИН).

Общий эффект на месторождениях ТПП «Лангепаснефтегаз» в 2013 г. составил 18,8 тыс. т нефти, в 2014 г. – 23,6 тыс. т, в 2015 г. – 18,7 тыс. т, на месторождениях ТПП «Покачевнефтегаз» в 2013 г. дополнительно добыто 3,0 тыс. т нефти, в 2014 г. – 7,7 тыс. т, в 2015 г. – 10,6 тыс. т. Всего получено дополнительно 82,4 тыс. т нефти, успешность НЗ – более 85 %.

Для решения задачи апробации методики в 2016 г. по полученным регрессионным зависимостям дополнительной добычи нефти, которые определены по геолого-промысловым параметрам участков НЗ 2013-2015 гг., рассчитан ожидаемый эффект для каждого из выбранных для реализации циклического заводнения 13 участков на объекте АВ₁₋₂, который впоследствии сравнили с фактическим эффектом. На рисунке 4 показан график соответствия планового и фактического эффекта, на котором видно, что линия тренда почти параллельна линии равных эффектов (красная – на графике), и, судя по коэффициенту детерминации ($R^2 = 0,77$), полученную при регрессионно-корреляционном анализе зависимость эффекта от геолого-промысловых параметров с хорошей достоверностью возможно использовать для прогноза ожидаемой дополнительной добычи нефти от НЗ на выбранном участке.

На участках эксплуатационных объектов месторождений ТПП «Лангепаснефтегаз» и «Покачевнефтегаз» от проведения циклического заводнения, программа применения которого составлена по предлагаемой методике, в 2011 – 2016 гг. получен технологический эффект – 101,1 тыс. т нефти.

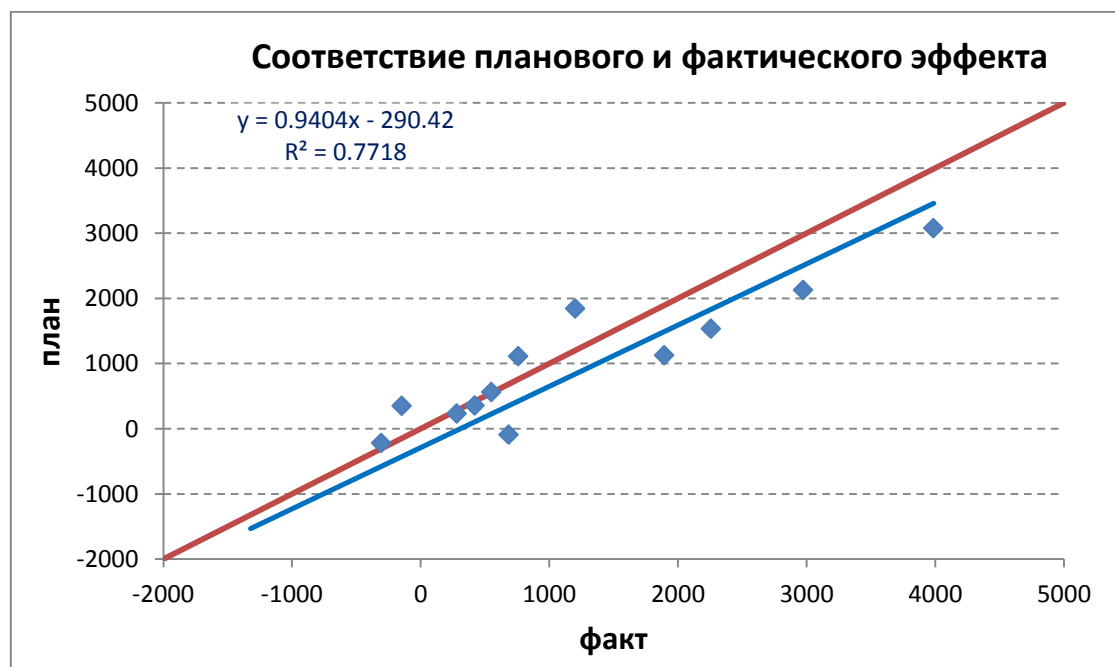


Рисунок 4 – График соответствия планового и фактического эффекта при НЗ в 2016 г. на участках объекта АВ₁₋₂ (красная линия показывает полное соответствие факта плану).

Таким образом, апробацию предлагаемой методики по выбору участков на эксплуатационных объектах для применения гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи следует считать успешной. Все три зависимости для объектов АВ, БВ и ЮВ показали высокую степень сходимости планового и фактического эффектов, поэтому обоснованность их применения с целью оценки прогноза эффекта практически доказана.

В четвертой главе приведены результаты расчета на прогноз импульсного воздействия, с помощью которого задействованы механизмы проведения циклического заводнения и форсированного отбора жидкости. С использованием методики выбора участков для проведения на них ГДМ ПНП и по результатам гидродинамического моделирования на Нивагальском месторождении ТПП «Лангепаснефтегаз» предложено проведение импульсного воздействия (ИВ). При подготовке предложения по его реализации учтён опыт применения ЦЗ и ФОЖ в Республике Татарстан. Проводить его рекомендовано следующим образом: на нагнетательных скважинах проводится циклическое заводнение, при этом в полувцикл работы этих скважин по программе окружающие их реагирующие добывающие скважины останавливают, а в момент остановки закачки на них последние включаются в работу в режиме добычи. Таким образом, увеличивается градиент давления, и при циклическом заводнении на добывающих скважинах создается условие для форсирования отбора жидкости из пласта с изменением направления фильтрационных потоков (ИНФП) из-за литологической неоднородности пласта как зональной (по латерали – между скважинами), так и послойной (между пропластками).

Задачами данного этапа исследований были опробование методики подбора участков для применения гидродинамических методов ПНП и расчет параметров его проведения в режиме импульсного воздействия с учётом геолого-промысловых условий на выбранном участке; определение ожидаемой эффективности рекомендованных к проведению работ при комплексной технологии, при которой одновременно реализуются ЦЗ и ФОЖ.

Необходимо отметить, что на этом этапе реагирующие добывающие скважины участков опытно-промышленных работ (ОПР) определялись на ос-

нове геолого-гидродинамического моделирования в программном комплексе «СУФР Х+». Дополнительная добыча рассчитывалась в этом программном комплексе с использованием модуля гидродинамического симулятора «Flow ZD». После определения технологической эффективности проведенных мероприятий был оценен прирост коэффициента извлечения нефти за период с 2019 – 2024 гг., который от проведенных мероприятий по импульсному воздействию на центральной залежи составил 0,03 %, на южной залежи – 0,10 %.

Прирост извлекаемых запасов от применения как ЦЗ, так и ИВ определялся только по геолого-промысловым характеристикам определенным в результате вычисления на геолого-гидродинамической модели объекта ЮВ₁ Нивагальского месторождения. По опытному участку на центральной залежи от ЦЗ дополнительно будет получено 15,98 тыс. т нефти, отбор жидкости по сравнению с базовым вариантом сократится на 31,1 тыс. т, ср. снижение обводненности составит 0,90 %. При реализации ИВ эффект составит 6,19 тыс. т нефти, отбор жидкости по сравнению с базовым вариантом сократится более значительно на 313,3 тыс. т, ср. снижение обводненности составит 1,24 %.

На южной залежи при проведении технологии ЦЗ при реализации ЦЗ на этой залежи за 6 лет дополнительно будет получено 29,97 тыс. т нефти, отбор жидкости по сравнению с базовым вариантом сократится на 32,8 тыс. т, среднее снижение обводненности составит 1,04 %. При реализации ИВ эффект составит 19,92 тыс. т нефти, отбор жидкости по сравнению с базовым вариантом сократится более значительно на 342,5 тыс. т, ср. снижение обводненности составит 1,25 %. При проведении ИВ не возникнет необходимости в установке дополнительного или замене старого оборудования в системе ППД с целью соблюдения баланса добываемой и закачиваемой жидкости.

Как наиболее эффективное и менее рискованное предлагается проведение циклического заводнения по первому варианту на центральной залежи с эффектом 15,98 тыс. т нефти, и импульсного воздействия (ИВ) на южной залежи объекта ЮВ₁ Нивагальского месторождения с эффектом 19,92 тыс. т нефти.

Заключение

1. С использованием прикладных статистических методов выявлены наиболее влияющие на дополнительную добычу нефти при проведении гидродинамических МУН геолого-промысловые параметры, значения которых учитывались при прогнозе её ожидаемой величины. Доказана обоснованность применения регрессионно-корреляционного анализа, как метода математической статистики, для прогноза эффекта от применения гидродинамических методов увеличения нефтеизвлечения.

2. Разработана методика выбора участков, которая включает использование: карт распределения комплексного параметра геологической благоприятности для циклического заводнения по площади объекта, расчёт и выбор на основе текущего состояния разработки, а также данных четырёхслойной модели пласта вариантов и цикличности заводнения, и прогноза эффекта от планируемых к применению ГТМ по результатам регрессионно-корреляционного анализа. С использованием этой методики выбраны и рекомендованы для практической реализации циклического воздействия участки на эксплуатационных объектах месторождений ТПП «Лангепаснефтегаз» и «Покачевнефтегаз», где в 2013 – 2016 гг. получен общий эффект – 101,1 тыс. т нефти, подтвердив обоснованность её использования. Разработанная методика рекомендуется к практическому применению для выбора участков с целью увеличения КИН за счёт проведения гидродинамических методов увеличения нефтеизвлечения на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь».

3. После проведения расчётов на геолого-гидродинамической модели объекта ЮВ₁ Нивагальского месторождения ТПП «Лангепаснефтегаз» обосновано применение импульсного воздействия, при проведении которого одновременно реализуются механизмы циклического заводнения и форсированного отбора жидкости, который в свою очередь происходит за счёт увеличения градиента давления на участке. Дополнительная добыча от применения на рекомендованной к применению этого метода южной залежи объекта ЮВ₁ составит 19,92 тыс. т нефти, прирост коэффициента извлечения нефти (КИН) – 0,10 %, добыча жидкости сократится на 342,5 тыс. т, что позволит избежать проблем с

закачкой излишков подтоварной воды, возникающих при остановке нагнетательных скважин во время проведения нестационарного воздействия.

Основные результаты работы опубликованы в следующих научных трудах

В рецензируемых научных изданиях:

1. Гуляев В.Н. О концепции применения гидродинамических методов на месторождениях ТПП «Покачевнефтегаз» / В.Н. Гуляев, Н.А. Ланин, И.Г. Телегин, А.А. Поздняков, А.К. Ягафаров, Г.П. Зозуля, И.Е. Платонов // Бурение и нефть. – 2008. – № 2. – С. 38-41.
2. Гуляев В.Н. Гидродинамические методы воздействия на нефтяные залежи / В.Н. Гуляев, Н.П. Кузнецов, А.К. Ягафаров, В.А. Коротенко, Ю.В. Ваганов // Нефтепромысловое дело. – 2010. – № 10. – С.16-21.
3. Гуляев В.Н. Обоснование применения нестационарного заводнения и совершенствование системы поддержания пластового давления на месторождении Дружное / В.Н. Гуляев, М.Р. Дулкарнаев, А.А. Вильданов, В.В. Баушин // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 4. – С.104-106.
4. Гуляев В.Н. Обоснование применения нестационарного заводнения на Южно-Выинтойском месторождении / М.Р. Дулкарнаев, В.Н. Гуляев, А.К. Ягафаров, И.И. Клещенко // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2014. – № 12. – С. 98-100.
5. Гуляев В.Н. О реализации нестационарного заводнения на объекте АВ₁₋₂ Урьевского месторождения / В.Н. Гуляев, И.И. Киприн // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 9. – С. 76-81.
6. Гуляев В.Н. Применение технологии нестационарного воздействия для увеличения КИН участков с трудноизвлекаемыми запасами / В.Н. Гуляев, И.И. Киприн, Н.П. Захарова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 10. – С. 39-44.
7. Гуляев В.Н. Обоснование выбора участков для нестационарного заводнения на месторождениях Западной Сибири с использованием четырёхслойной геолого-статистической модели пласта / В.Н. Гуляев, И.И. Киприн, Н.П. Захарова // Инженерная практика. – 2017. – № 7 – С. 16-19.

В других изданиях:

8. Гуляев В.Н. Геолого-статистический анализ результатов применения нестационарного заводнения на месторождениях ТПП «Покачевнефтегаз» / В.Н. Гуляев, Н.А. Ланин, А.К. Ягафаров, И.Е. Платонов // Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири: Тр. междунаrod. академ. конф. – Тюмень, 2007. – С.381-386.
9. Гуляев В.Н. Эффективность методов воздействия на нефтяные залежи: учебное пособие / В.Н. Гуляев, Н.А. Ланин, А.К. Ягафаров, И.Е. Платонов, А.С. Трофимов, Г.П. Зозуля. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2008. – 268 с.
10. Гуляев В.Н. Особенности выбора участков для применения технологии нестационарного заводнения / В.Н. Гуляев, Н.А. Ланин, А.К. Ягафаров // Нефть и газ Западной Сибири: Тр. Всероссийской науч.-техн. конф. – Тюмень, ТюмГНГУ, 2009. – С.53-56.
11. Гуляев В.Н. Технология комплексного воздействия на нефтяные залежи / В.Н. Гуляев, Ю.В. Ваганов, А.К. Ягафаров, В.А. Коротенко // Подготовка кадров и современные технологии для ТЭК Западной Сибири: Сборник Трудов Института Нефти и Газа и материалов Межрегиональной науч.-техн. конф. (ч.1). Тюмень, 2010. – С.75-84.
12. Гуляев В.Н. Применение гидродинамических методов ПНП на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» / В.Н. Гуляев, Н.А. Ланин, В.Н. Никифоров // Подготовка кадров и современные технологии для ТЭК Западной Сибири: Сборник Трудов Института Нефти и Газа и материалов Межрегиональной науч.-техн. конф. (ч.2). – Тюмень, 2010. – С.21-27.
13. Гуляев В.Н. Технология повышения нефтеотдачи гидрофильных пластов / В.Н. Гуляев, А.К. Ягафаров, В.А. Коротенко, Ю.В. Ваганов // Подготовка кадров и современные технологии для ТЭК Западной Сибири: Сборник Трудов Института Нефти и Газа и материалов Межрегиональной науч.-техн. конф. (ч.2). – Тюмень, 2010. – С.51-60.
14. Гуляев В.Н. Применение нестационарного заводнения на нефтяных месторождениях Западной Сибири / В.Н. Гуляев, А.К. Ягафаров, В.А. Коротенко, С.К. Грачева // Современные вызовы при разработке и обустройстве месторождений нефти и газа Сибири: Тезисы докладов науч.-практ. конф. – Томск: STT, 2011. – С.104-105.

15. Гуляев В.Н. Опыт применения гидродинамических методов ПНП пластов на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» / В.Н. Гуляев, А.К. Ягафаров // Наука и ТЭК. – 2011. – № 2 – С.61-63.
16. Гуляев В.Н. Опыт применения гидродинамических методов ПНП пластов на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» // Нефтегазовый сервис. Западная Сибирь: Сборник трудов III технологического форума – Тюмень, 2012. – С.37-40.
17. Гуляев В.Н. Реализация нестационарного заводнения на месторождениях Западной Сибири на основе выбора участков с использованием четырёх-слойной профильной модели пласта / В.Н. Гуляев, И.И. Киприн, Н.П. Захарова // Материалы VI Международной научно-практической конференции (ЕАГО) «ГЕОКРЫМ-2016» – г. Алушта – 2016. – С.263-266.

Соискатель



В.Н. Гуляев