На правах рукописи

АНТОНОВ ОЛЕГ ГЕННАДЬЕВИЧ

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ РЕГУЛИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НА ОСНОВЕ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ТРЕТЬЕГО БЛОКА БЕРЕЗОВСКОЙ ПЛОЩАДИ РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени

кандидата технических наук

Бугульма – 2016 г.

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

Научный руководитель: доктор технических наук, доцент
Насыбуллин Арслан Валерьевич

Официальные оппоненты: **Сагитов Дамир Камбирович**
доктор технических наук, ООО НПО "Нефтегазтехнология", сектор разработки трудноизвлекаемых запасов нефти, ведущий научный сотрудник

Сыртланов Виль Ромэнович
кандидат физико-математических наук, ООО «Везерфорд», департамент консультационных услуг по разработке и гидродинамическому моделированию, эксперт по разработке нефтяных и газовых месторождений

Ведущее предприятие: **Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" "ПермНИПИнефть"**

Защита состоится 10 ноября 2016 г. в 13.00 часов на заседании диссертационного совета Д.222.018.01 в Татарском научно-исследовательском и проектном институте нефти (ТатНИПИнефть) по адресу: 423236, Республика Татарстан, г. Бугульма, ул. Джалиля, 32.

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

Автореферат разослан «___» _____ 2016 года

Ученый секретарь
диссертационного совета Львова Ирина Вячеславовна

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы. При продолжительной эксплуатации месторождения в условиях развитой и многократно модифицированной системы разработки значительно усложняется задача по выявлению участков с невыработанными остаточными запасами нефти. Поиск рассредоточенных зон с подвижными остаточными запасами является задачей, решение которой находится с помощью детального воспроизведения процессов вытеснения флюидов в пласте за весь период эксплуатации. Современный подход к оптимизации системы разработки включает в себя создание постоянно действующей геолого-технологической модели (ПДГТМ) месторождения и поддержание её в актуальном состоянии с возможностью оперативного пополнения текущими данными. С появлением ПДГТМ возникла потребность в создании автоматизированных систем проектирования, способных анализировать текущее состояние и генерировать набор геолого-технологических мероприятий (ГТМ) различных вариантов разработки, проводить оптимизацию режимов работы скважин и выдавать рекомендации наиболее эффективной стратегии выработки остаточных запасов. Таким образом, совершенствование методов регулирования разработки нефтяных залежей с помощью создания систем автоматизированного проектирования ГТМ для эффективной выработки остаточных запасов нефти является актуальным направлением исследования.

Степень разработанности темы. С развитием нефтедобывающей отрасли, роль геолого-технологического моделирования возросла. Параллельно с развитием высокопроизводительных вычислительных средств расширяются технологические возможности для создания новых методов управления разработкой. В развитие теоретических основ и практических методов математического моделирования большой вклад внесли следующие ученые и специалисты: В.Д. Булыгин, Д.В. Булыгин, Г.Г. Вахитов, В.А. Данилов, В.И. Дзюба, Ю.П. Желтов, М.Ю. Желтов, С.Н. Закиров, Р.Д. Каневская, В.С. Ковалев, А.В. Насыбуллин, Р.Х. Низаев, В.Р. Сыртланов, И.Н. Хакимзянов, М.Г. Храмченков, А.Н. Чекалин, А.Х. Шахвердиев, и др. В последнее время популярность приобретают потокоотклоняющие технологии. Эти методы основаны на изменения направлений движения жидкостей в пласте при оптимизации системы заводнения и поддержании пластового давления (ППД). Признанными авторитетами в этой области являются многие ученые, такие как И.М. Бакиров, А.Ф. Блинов, И.В. Владимиров, Р.С. Хисамов и др. Большой вклад в совершенствование системы разработки нефтяных месторождений внесли Р.Г. Абдулмазитов, Р.Н. Дияшев, В.Г. Иктисанов, В.Д. Лысенко, Р.Х. Муслимов, Н.Н. Непримеров, Р.Т. Фазлыев. Однако в трудах ученых недостаточно освещены моменты по увеличению скорости поиска решения, связанные с автоматизацией элементов проектирования и оценкой эффективности ГТМ. С учетом этого, перспективным направлением исследования является разработка методов автоматизированной оптимизации системы разработки нефтяного месторождения на основе геолого-технологического моделирования.

Цель работы. Увеличение коэффициента нефтеизвлечения из терригенных отложений девона Ромашкинского месторождения на поздней стадии разработки за счет совершенствования методов регулирования процессов разработки на основе геолого-технологического моделирования, на примере 3 блока Березовской площади.

Основные задачи исследования.

1. Создание детализированной трехмерной постоянно действующей геолого-технологической модели нефтяного месторождения на примере 3 блока Березовской площади Ромашкинского месторождения.
2. Разработка способа эффективной выработки остаточных извлекаемых запасов с переходом на форсированный режим отбора жидкости на заключительной стадии эксплуатации нефтяного месторождения.
3. Разработка методики по автоматизированному определению оптимального расположения проектных скважин с горизонтальным окончанием, боковых и боковых горизонтальных стволов в пласте на основе ПДГТМ.
4. Изучение оптимизации системы заводнения с использованием элементов автоматизации на основе ПДГТМ.
5. Изучение работы системы поддержания пластового давления для выявления скважин, осуществляющих неэффективную закачку.

Научная новизна.

1. Предложен комплексный параметр оценки производительности прогнозируемых вариантов работы системы заводнения при использовании программы автоматизированной адаптации цифровых фильтрационных моделей.
2. Обоснован критерий необходимой и достаточной вертикальной детализации по разрезу при осреднении цифровой фильтрационной модели, полученный на основе статистическо-гидродинамического и трассерного исследований.
3. На основе комплексирования результатов гидродинамического моделирования и трассерных исследований 3 блока Березовской площади уточнена анизотропия коллекторских свойств пластов по направлениям.
4. Разработан алгоритм определения темпов снижения дебитов нефти, от падения пластового давления, при переходе с водонапорного на естественный режим эксплуатации залежи.

Теоретическая и практическая значимость работы.

1. Построена и передана в эксплуатацию ПДГТМ 3 блока Березовской площади Ромашкинского месторождения.
2. Выполнен анализ процесса вытеснения и уточнено геологическое строение участков 3 блока Березовской площади на основе результатов трассерных исследований пласта.

3. Предложен способ повышения эффективности выработки остаточных запасов на завершающей стадии разработки нефтяного месторождения с переходом на форсированный режим отбора жидкости.

4. Созданы программы автоматизированного регулирования прогнозных режимов работы скважин.

5. Предложен способ повышения эффективности выработки остаточных запасов с помощью поиска оптимального расположения траектории зарезки боковых (БС) и боковых горизонтальных стволов (БГС), режимов работы добывающих и нагнетательных скважин с использованием автоматизированного алгоритма оптимизации гидродинамического симулятора.

6. Предложен способ расчета темпов снижения дебитов нефти, в зависимости от падения пластового давления при переходе с водонапорного на естественный режим эксплуатации залежи, для анализа работы системы ППД и выявлению скважин, осуществляющих неэффективную закачку.

7. Шесть технологических решений, предложенных в работе, защищены патентами РФ на изобретения.

8. Основные разработанные положения и рекомендации использованы в руководящих и проектных документах по интенсификации выработки запасов и оптимизации системы заводнения.

9. По результатам внедрения предложенных методик оптимизации системы разработки в 2014 - 2015 гг. на 3 блоке Березовской площади дополнительная добыча нефти составила 6,44 тыс. тонн. Экономический эффект составил 33,378 млн. руб.

Основные защищаемые положения.

1. Методика системного подхода по использованию ПДГТМ для анализа разработки 3 блока Березовской площади Ромашкинского месторождения.

2. Критерий необходимой и достаточной вертикальной детализации при осреднении цифровой фильтрационной модели.

3. Способ определения приоритетного направления образования трещин при проведении гидравлического разрыва пласта.

4. Способ разработки нефтяных месторождений с переходом на форсированный режим отбора жидкости на завершающей стадии.

5. Методика автоматизированной оптимизации проектируемых геолого-технологических мероприятий на 3 блоке Березовской площади Ромашкинского месторождения.

6. Методика автоматизированной оптимизации системы заводнения 3 блока Березовской площади Ромашкинского месторождения.

7. Способ анализа работы системы поддержания пластового давления для выявления скважин, осуществляющих неэффективную закачку.

Методы исследования и достоверность результатов. Достоверность полученных результатов достигалась с помощью методов математического моделирования и обработки данных на основе лицензированных программ геолого-гидродинамического моделирования, а также на основе сопоставления результатов моделирования с реальными промысловыми данными объекта исследования.

Апробация работы. Основное содержание и результаты диссертации докладывались и обсуждались на семинаре главных инженеров и специалистов ОАО «Татнефть» на тему «Информационные технологии для обеспечения управления месторождением» (г. Альметьевск, 23 декабря 2011 г.); на международной научно-практической конференции «Интеллектуальное месторождение: мировой опыт и современные технологии» (РГУ нефти и газа им. Губкина, г. Москва, 10 - 11 мая 2012 г.); на семинаре ОАО «Татнефть» «Прошлое, настоящее и перспективы разработки Ново-Елховского месторождения» (г. Альметьевск, 29 мая 2012 г.); на Татарстанском нефтегазохимическом форуме (г. Казань, 4 - 6 сентября 2013 г.); на расширенном заседании Ученого совета Института нефтегазовых технологий и новых материалов Академии наук Республики Башкортостан (г. Уфа, 9 июня 2014 г.); на Всероссийской научно-практической конференции «Нефтегазовый комплекс: образование, наука и производство» (АГНИ, г. Альметьевск, 30 марта 2015 г.); на юбилейной научно-практической конференции, посвященной 60-летию ТатНИПИнефть (г. Бугульма, апрель 2016 г.), на Ученом совете института «ТатНИПИнефть» (г. Бугульма, май 2016 г.);на Ученом совете ведущей организации – филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжинеринг» «ПермНИПИнефть» (г. Пермь, сентябрь 2016 г.).

Публикации. По теме диссертации автором опубликовано 24 печатные работы, в том числе 6 статьей из перечня рецензируемых научных изданий ВАК при Министерстве образования и науки РФ, получено в соавторстве 6 патентов на изобретения. В рассматриваемых исследованиях автору принадлежит постановка и решение задач, анализ полученных результатов.

Объем и структура работы. Диссертационная работа состоит из введения, 4 глав, заключения и списка литературы из 112 наименований. Объем работы составляет 119 страниц, в том числе 73 рисунка, 6 таблиц.

Автор выражает благодарность научному руководителю д.т.н. Насыбуллину А.В., д.т.н. Бакирову И.М., к.т.н. Лифантьеву А.В. и к.т.н. Антонову Г.П. за ценные консультации и содействие в работе над диссертацией.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обосновывается актуальность тематики работы, ее цель, формулируются основные задачи исследования и методы их решения, приводится научная новизна и практическая значимость работы.

В первой главе проведен обзор литературы по направлению исследования на предмет изученности современных методов регулирования разработки нефтяных месторождений, применения трехмерного геолого-технологического моделирования при оптимизации прогнозных вариантов геолого-технологических мероприятий.

Преимущества моделирования заключаются в том, что оно позволяет в единой системе комплексно анализировать все взаимосвязанные между собой характеристики пластов и флюидов, дает возможность решать вопросы проектирования ГТМ, анализировать процесс нефтеизвлечения, выбирать наиболее рациональную систему разработки.

В настоящее время важной задачей является внедрение методов математического моделирования с систему эффективного управления разработкой нефтяного месторождения. Р.Х. Муслимов, Р.С. Хисамов, В.Р. Сыртланов приводят различные подходы и способы применения трехмерного геолого-технологического моделирования в процессы мониторинга разработки. В работах В.Р. Сыртланова, Н.И. Денисова, Ф.С. Хисматуллина, И.С. Джафарова, В.Н. Пьянкова выделяются следующие этапы:

- оценка распределения текущих запасов залежи нефти;
- выделение перспективных участков для проведения ГТМ;
- «секторное» моделирование – уточнение модели в границах исследуемого участка;
- планирование ГТМ;
- оценка ГТМ на модели – анализ прогнозных вариантов;
- заключение об эффективности ГТМ на участке.

В ходе анализа имеющейся информации рассмотрены вопросы создания системного подхода к построению геологических и математических фильтрационных моделей, рационализации выработки остаточных запасов и повышения КИН, регулирования процессов вытеснения нефти водой и прогнозирования показателей разработки. Вопросы геолого–технологического моделирования рассмотрены в работах Булыгина В.Я., Булыгина Д.В., Закирова С.Н. Сложности, возникающие при автоматизации проектирования эксплуатации нефтяных месторождений ранее поднимались в работах ученых Ковалева В.С., Либермана Л.Б., Лихницкой Н.Ю., Киршбаум В.Э. Опыт применения автоматизированных программ проектирования наглядно показал, что они не только снижают трудоемкость расчетов, но и способствуют достижению достаточно высокой точности прогнозных показателей разработки.

Этапы развития моделирования нефтяных залежей, создание и эксплуатация ПДГТМ представлены в работах Шахвердиева А.Х., Максимова М.М., Рыбицкой Л.П., Watson A.T., Sienfeld J.H., Gavalas G.R., Woo P.T. и др., в которых опубликованы результаты применения методов и мероприятий по регулированию разработки нефтяного месторождения на основе моделирования:

– изменение режимов эксплуатации добывающих скважин (увеличение или ограничение отборов жидкости, отключение высокообводненных скважин, форсированный отбор жидкости и др.);

– изменение режимов эксплуатации нагнетательных скважин (увеличение или ограничение закачки рабочего агента, перераспределение закачки рабочего агента между скважинами, введение режима циклической закачки, применение повышенного давления нагнетания и др.);

– улучшение гидродинамических характеристик скважин (дополнительная перфорация, различные методы воздействия на призабойную зону скважин, гидроразрыв пласта и др.);

– изоляция или ограничение притока попутно добываемой воды в скважинах (различные способы цементных заливок, создание экранов, применение химических реагентов и т.д.);

– изменение физико-химических свойств добываемой жидкости (нефти, воды) в пластовых и поверхностных условиях в процессе её выработки;

– оценка эффективности осуществляемых мероприятий по регулированию разработки.

Рассматривая текущее развитие математического моделирования и возможности современных программных комплексов, необходимо отметить увеличение уровня автоматизации и гибкости при прогнозировании работы системы разработки нефтяной залежи. Появились возможности задания многоуровневых алгоритмов для регулирования режимов работы скважин в зависимости от изменения состояния разработки.

Опыт адаптации моделей показал, что расчетные направления потоков в геолого-технологических моделях не всегда подтверждаются результатами других исследований. Это свидетельствует о малом объеме информации о геологическом строении межскважинного пространства. Опыт применения трассерных исследований для контроля за движением воды в пласте приведен в работах Э.В. Соколовского, М.С. Хозяинова, Ю.И. Тренчикова, Г.П. Антонова, В.И. Зайцева и др. Этот метод является наиболее информативным и достоверным, так как дает реальное представление о наличии зональной неоднородности коллектора и скорости движения жидкости в межскважинном пространстве. Эта информация имеет определяющее значение при построении геолого-технологических моделей, оценки расчлененности объекта и планировании ГТМ.

Тема заводнения нефтяных пластов широко представлена в работах Муслимова Р.Х., Фазлыева Р.Т., Бакирова И.М., Дияшева Р.Н., Блинова А.Ф. и др., так как закачка воды является основным и самым распространенным способом поддержания энергии пласта. В настоящее время метод поддержания пластового давления (ППД) применяется практически на всех крупных, средних и мелких месторождениях. Более 90 % извлекаемых запасов нефти добывается с использованием системы ППД.

На поздней стадии разработки возрастает актуальность оптимизации системы заводнения, основанной на потокоотклоняющих технологиях. Эти методы позволяют вовлечь в разработку

остаточные не дренируемые запасы нефти, снизить обводненность продукции и увеличить КИН.

Во второй главе приведена характеристика опытного объекта разработки и создание постоянно действующей геолого-технологической модели 3 блока Березовской площади Ромашкинского месторождения.

3 блок Березовской площади в 2009 году выбран в качестве экспериментального полигона в рамках масштабного проекта «Создание и внедрение технологий интеллектуализации системы управления разработкой Ромашкинского нефтяного месторождения». Задачей проекта является повышение эффективности добычи нефти. Для этого скважины опытного участка оснащены современным оборудованием, оптимизирована система управления и обмена данными, разработаны эффективные способы интенсификации добычи нефти и минимизации затрат.

3 блок Березовской площади Ромашкинского месторождения представлен осадочными толщинами палеозойских отложений девона. Основные промышленные запасы сосредоточены в терригенных коллекторах кыновского и пашийского горизонтов верхнего девона. Продуктивные отложения пласта $Д_0$ кыновского горизонта и пласта $Д_1$ пашийского горизонта в основном представлены переслаивающимися песчаными, песчано-алевролитовыми породами.

Пласт $Д_0$ кыновского горизонта имеет высокую зональную и послойную неоднородность. В разрезе пашийского горизонта $Д_1$ выделены следующие пласты: «а», «б1», «б2», «б3», «в» и «гд». Средняя абсолютная отметка глубины водонефтяного контакта составляет − 1486,5 м. Общая толщина пластов изменяется от 0,4 м до 7,5 м и в среднем составляя 2,8 м. В целом средневзвешенные параметры коллекторских свойств по толщине характеризуются следующими величинами: коэффициент пористости равен 0,204 доли ед., проницаемости – 0,656 мкм^2, нефтенасыщенности – 0,801 доли ед.

При построении геологической модели для каждого параметра использовались различные методы распределения. Тестовые расчеты цифровой фильтрационной модели с вариацией входных параметров из полученного набора позволило выбрать оптимальный вариант. В результате для основных статических параметров применялся петрофизический метод распределения. Моделирование параметра объемного распределения коллектора проводилось с помощь индикаторного метода с последующим сглаживанием.

На основе выделенных на графике зависимостей проницаемости от пористости создан дискретный параметр литологии с тремя выделенными типами коллекторов. В дальнейшем он использовался при определении индивидуальных свойств в выделенных регионах.

На основе установленных трех зависимостей построено распределение проницаемости от значений пористости с учетом параметра литологии.

При построении поля начальной нефтенасыщенности использовалась зависимость функции Леверетта от водонасыщенности (J – функция), полученная по результатам петрофизических исследований кернов кыновского и пашийского горизонтов.

Поле начальной нефтенасыщенности 3 блока Березовской площади представлено на рисунке 1.

Для построения цифровой фильтрационной модели использовались поля основных и дополнительных параметров, полученные путем экспорта из геологической модели без осреднения, а также данные геофизических и промысловых исследований скважин.

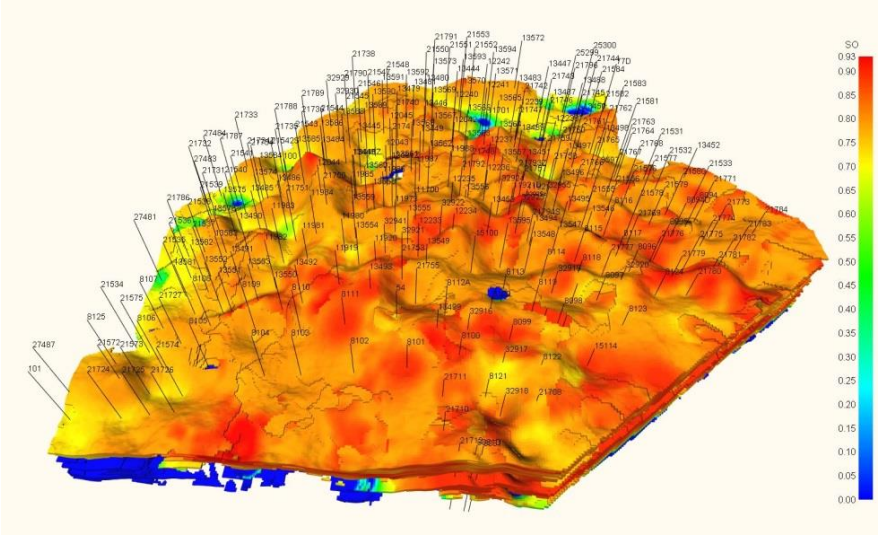

Рисунок 1 – Поле начальной нефтенасыщенности 3 блока Березовской площади

Настройка модели осуществлялась на основе месячных показателей эксплуатации скважин. Адаптация заключалась в максимально возможном приближении динамики расчетных и фактических технологических показателей за всю историю разработки залежи, с учетом режимов работы скважин и выполненных ГТМ.

Гидродинамическая модель адаптирована путем итерационной настройки по фактическим данным добычи жидкости, нефти, закачки воды и забойным давлениям с учетом диапазона их неопределенности. Результаты адаптации по модели и фактических показателей разработки месторождения приведены на графиках рисунка 2.

Также для адаптации цифровой фильтрационной модели использовались результаты ГИС и ГТМ. Наиболее информативным для выявления гидродинамических связей между нагнетательными и добывающими скважинами по протяженности и по разрезу, является метод закачки в пласт оторочки трассирующих реагентов. Это дает реальную картину о направлениях движения меченой жидкости, эффективности работы нагнетательной скважины, а также информацию о геологическом строении исследованного объекта.

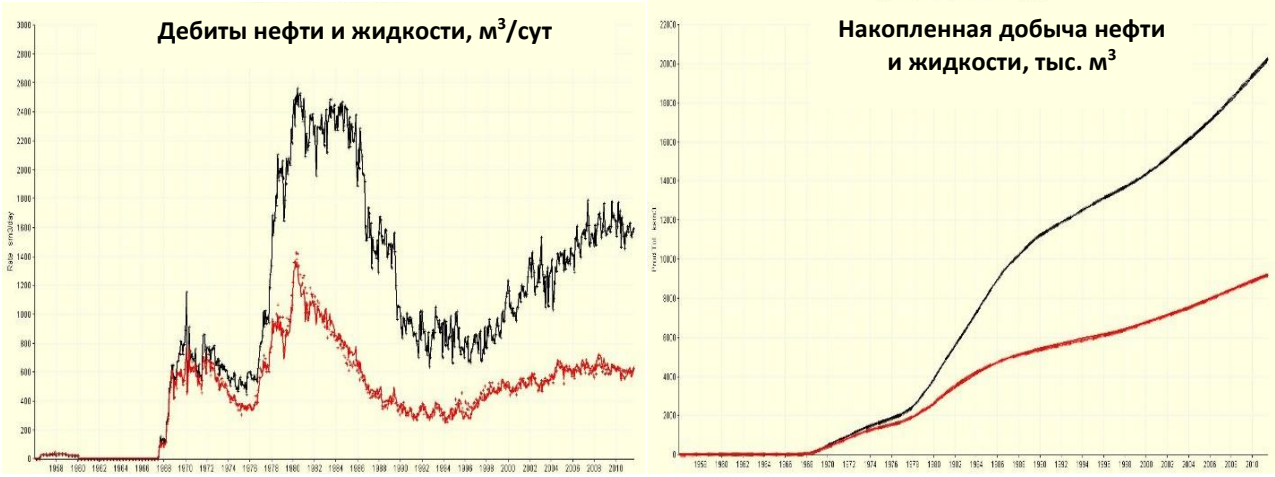

Рисунок 2 – Оценка качества адаптации для фильтрационной модели 3 блока Березовской площади по жидкости (черным) и нефти (красным)

На 3 блоке Березовской площади в разное время проводилось несколько исследований с закачкой в нагнетательные скважины оторочки меченой жидкости, в ходе которых уточнялись геологические характеристики коллекторов в межскважинном пространстве. В результате получена информация:

– о гидродинамической связи нагнетательных скважин с добывающими скважинами;

– данные о анизотропии проницаемости и направлениях фильтрационных потоков в заводненных продуктивных пластах;

– о наличии трещин и о параметрах путей высокой гидропроводности;

– о скоростях и объемах фильтрации закачиваемой воды в направлениях между нагнетательными и добывающими скважинами.

По результатам трассерных исследований установлена гидродинамическая связь между скважинами № 54 и № 13595, что подтверждает наличие коллектора в межскважинном пространстве. Также установлено наличие проницаемого коллектора в пласте $Д_0$ по скважинам №№ 8112А, 8105, 8099. Выявлена непроизводительная закачка воды в скважины №№ 13491, 11920. Полученные данные использовались автором для уточнения ПДГТМ 3 блока Березовской площади.

На графиках выхода трассера с попутно добываемой водой выделяются пики, характеризующие увеличение концентрации в тот или иной период времени. Это свидетельствует о том, что оторочка меченой жидкости к добывающей скважине подходит по отдельным пропласткам с разной скоростью. Число пиков характеризует количество выделенных в исследуемом пласте слоев с различными значениями проницаемости. В пласте $Д_0$ наблюдается 6 отдельных слоев. Выделенное количество слоев использовалось как достаточное число разбиений на пропластки при осреднении геологической модели с пропорциональной сеткой. При равномерной сетке, с учетом эффективной толщины пласта, величина шага по вертикали установлена 1.1 м.

По результатам трассерных исследований 2011 года определено наличие и преимущественное направлении трещин пласта $Д_0$, что является важной информацией при моделировании процесса разработки и гидравлических разрывов пластов (ГРП). Определено преимущественное направление высокопроницаемых путей фильтрации с юго-востока на северо-запад. На основе полученных данных в гидродинамическую модель внесены поправки. Направление моделируемых ГРП изменено с 45^0 на 135^0, что соответствовало установленному приоритетному направлению. В результате расчета в 23 скважинах с ГРП улучшилась адаптация по фактическим данным, по 12 скважинам показатели остались неизменными и по 7 скважин сходимость ухудшилась.

Результаты моделирования трассерных исследований не всегда хорошо коррелируются с промысловыми данными. Установлена хорошая сходимость математических расчетов и фактических результатов исследований, проведенных на начальных этапах разработки на невыработанных участках.

На поздней стадии разработки результаты моделирования и фактические данные коррелируются хуже. Это объясняется высокой выработанностью пластов и большим количеством проведенных ГТМ, что сильно влияет на траектории движения жидкости внутри пластов, а также образованием неучтенных вертикальных перетоков в следствии проведенных ГРП.

В результате проделанной работы создана ПДГТМ 3 блока Березовской площади с учетом неоднородности пласта и детального воспроизведения истории разработки по скважинам за 60 лет.

В третьей главе представлены результаты оптимизации системы разработки и подбор ГТМ.

При проведении работ по оптимизации автоматизирован процесс корректировки режимов работы скважин по заданным условиям на прогнозируемый период. Созданы программы, регулирующие режимы работы скважин при моделировании основных ГТМ:

- задание текущих режимов работы добывающих скважин на прогноз;
- изменение режимов работы скважин при достижении определенных условий;
- перевод обводнившихся добывающих скважин в нагнетательный фонд;
- задание циклического режима закачки воды по нагнетательным скважинам.

Предложенным способом проведена оптимизация системы разработки 3 блока Березовской площади. Основное внимание уделено прогнозным вариантам разработки, в которых получено увеличение или сохранение текущего уровня добычи нефти на максимально продолжительное время.

Автором рассмотрен вариант разработки, в котором в качестве точки отсчета заложены планируемые уровни добычи нефти С использованием фильтрационной модели рассчитаны уровни необходимого отбора жидкости, а также компенсация его закачкой воды для

поддержания текущего значения пластового давления. Условием отключения добывающих скважин является предельно допустимая обводненность продукции.

Предложен метод разработки нефтяного месторождения, находящегося на завершающей стадии, с первоначальным увеличением пластового давления и последующим переходом на форсированный режим отбора жидкости с полной остановкой закачки воды. В модель заложено постепенное увеличение объема закачки на 30 % с сохранением в добывающих скважинах текущего уровня забойного давления. За счет увеличения депрессии в добывающих скважинах увеличивается дебит жидкости и нефти. Заданный режим поддерживается исходя из продолжительности эффекта. Далее, по мере отключения обводнившихся добывающих скважин, снижается отбор жидкости и, соответственно, уменьшается компенсирующий объем закачиваемой в пласт воды. В оставшихся действующих добывающих скважинах за счет снижения забойного давления сохраняется депрессия, достаточная для поддержания установившегося на объекте разработки режима отбора жидкости. При достижении в добывающих скважинах забойного давления, равного давлению насыщения нефти газом, на всем объекте полностью останавливается закачка, а добывающие скважины переводятся на форсированный режим отбора жидкости с допустимым снижением забойного давления ниже давления насыщения. Гидродинамические расчеты по данному варианту показали рост или стабилизацию добычи нефти на ближайшие 3 - 4 года. Расчетное увеличение КИН составило 2 %.

По прогнозным вариантам оценены экономические показатели. Форсированный отбор жидкости с постепенной остановкой нагнетания показал более высокие экономические показатели по сравнению с базовым вариантом и вариантом поддержания заданной добычи нефти (таблица 1).

Таблица 1 - Экономическая оценка прогнозных показателей

Показатели	Базовый вариант	Форсированный отбор	Режим поддержания добычи нефти
Индекс доходности затрат дисконтированный, д. ед.	1,150	1,214	1,161
ЧДД, млн. руб.	1150	2492	1702,5
Рентабельность, %	15	28	19
Накопленная добыча нефти, тыс. т	1727	3173	2444
Накопленная добыча жидкости, тыс. т	8057	15305	14069

Предложен способ определения оптимального направления стволов скважин, зарезки БС и БГС. Эта задача решена с помощью разработанного алгоритма генерирования траектории скважин с горизонтальным окончанием (СГО). Алгоритм позволил закладывать проектные стволы скважин, привязывать к существующим скважинам в качестве БС и БГС, определять интервалы перфорации.

Для поиска оптимального расположения проектной скважины и набора статистической информации, проведён ряд прогнозных расчетов с разным набором входных параметров. С

помощью встроенных алгоритмов выполнен анализ и оптимизация полученных результатов. В результате получены числовые значения параметров проектируемого ствола скважины, определяющие его оптимальное расположение в пласте (рисунок 3).

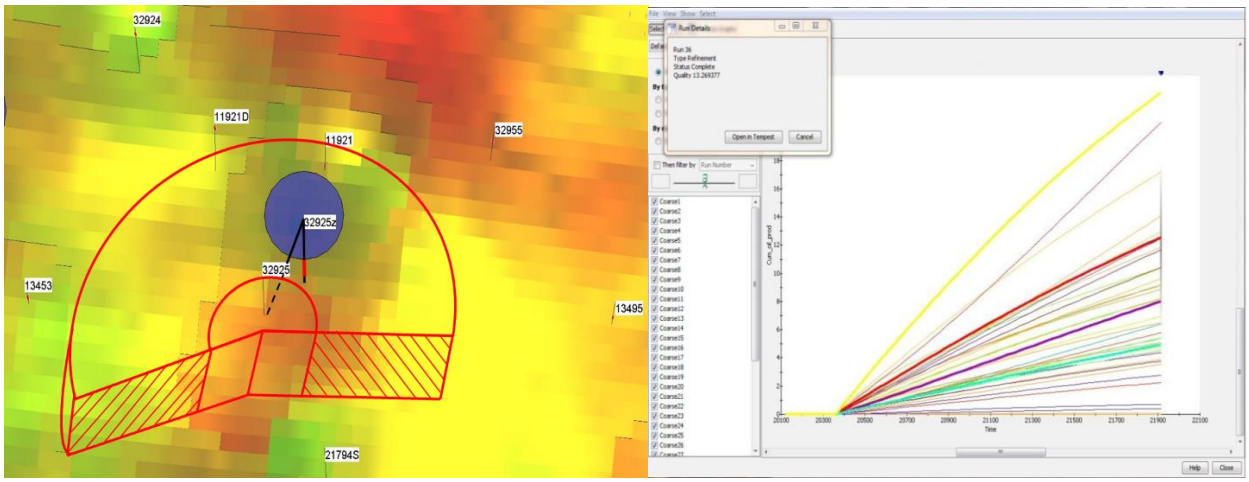

Рисунок 3 – Оптимизация траектории БС для скважины №32925

Существует методика автоматизации процесса поиска решений по усовершенствованию системы разработки с использованием программного комплекса АРМ геолога «Лазурит», созданный в ТатНИПИнефть. АРМ геолога «Лазурит», на основе собственного алгоритма, проводит автоматизированный подбор участков и скважин - кандидатов для бурения БС и БГС. Полученные данные далее используются для локализации зоны поиска работы алгоритма генерирования траектории проектных стволов скважин в программе автоматизированной адаптации. Объединение геолого-гидродинамического моделирования и АРМ геолога «ЛАЗУРИТ» в единую систему проектирования ГТМ качественно дополнило друг друга в части снижения рисков при поиске оптимального решения.

На практике методика использована при проектировании БС к нагнетательной скважине №32925. В результате зарезки БС удалось увеличить приемистость, стабилизировать пластовое давление и отбор жидкости по участку.

В результате проделанной работы создана программа автоматизированного прогнозирования режимов работы скважин, рассчитаны прогнозные варианты разработки 3 блока, разработан алгоритм по автоматизации поиска оптимальной траектории проектных скважин, БС и БГС.

В четвертой главе представлены результаты оптимизации системы заводнения и оценка эффективности нагнетательного фонда скважин, которые получены на основе математических расчетов цифровой фильтрационной модели объекта исследования.

Оптимизация системы заводнения является одним из перспективных инструментов регулирования разработкой. При полном отсутствии капитальных затрат на бурение и

обустройство, регулирование системы ППД позволяет получить заметный прирост в добыче нефти и снизить обводненность продукции.

Предлагаемая автором методика основана на изменении направления потоков закачиваемой в пласт жидкости и вовлечении в разработку зон с невыработанными остаточными запасами нефти. Основной задачей при этом является оптимальное перераспределение объемов закачиваемой воды между нагнетательными скважинами.

Для решения задачи оптимизации системы заводнения выбран экспериментальный участок на востоке 3 блока Березовской площади, состоящий из 22 скважин.

Проведена оценка влияния нагнетательных скважин на добычу нефти. При этом сделано более ста гидродинамических расчетов с различными режимами закачки по каждой скважине. Пределы режимов работы нагнетательных скважин изменялись от ноля до максимального значения исторического объема закачки. Для увеличения эффективности предложенной методики в алгоритм оптимизации было включено регулирование режимов работы действующих добывающих скважин. По накопленной статистике определено влияние каждой нагнетательной скважины на накопленную добычу нефти в целом по участку.

За счет оптимального перераспределения объемов закачиваемой жидкости между нагнетательными скважинами по опытному участку получены расчётные данные увеличения добычи нефти на 5 %.

В 2014 году предложенная методика была применена на практике. Для оптимизации системы заводнения режимы работы скважин пересчитывались ежеквартально. В результате удалось остановить темп снижения добычи и стабилизировать дебит нефти по участку на уровне 40 - 50 м^3/сут при обводнённости 65 - 70 %. Оптимизация привела к сокращению непроизводительной закачки воды до 20 %.

При расширении области интересов от опытного участка до размеров нефтяной залежи, автором предложен метод поэтапной оптимизации системы заводнения отдельных участков объекта разработки, с учетом их взаимовлияния.

Одной из задач оптимизации является оценка влияния окружающих нагнетательных скважин на каждую добывающую. Для этого весь блок площади условно разделен на четыре участка по группам скважин. Деление блока на группы проделано с целью разделения объекта на локальные зоны поиска решения, увеличения эффективности работы алгоритма оптимизации и по техническим ограничениям вычислительного комплекса. В каждую группу добавлены нагнетательные скважины смежных участков, которые потенциально оказывают влияние.

В качестве критерия оценки эффективности системы заводнения, для работы алгоритма оптимизации геолого-гидродинамического симулятора, введен дополнительный параметр, объединяющий в себе несколько факторов оценки, и рассчитываемый по формуле (1):

$$K_{оптим} = \frac{\sum_{i=1}^{n} \frac{Q_{н_i}}{\sqrt{B_i}}}{n} \qquad (1)$$

где $K_{оптим}$ – оценочный параметр,

$Q_н$ – накопленная добыча нефти, тыс.м^3,

B – обводненность, доли ед.;

n – количество контрольных точек на прогнозируемый период.

Квадратный корень введен для увеличения значимости оценочного параметра от обводненности.

Для подбора режимов работы скважин первого выделенного участка проведено порядка 70-и прогнозных гидродинамических расчетов. В ходе оптимизации анализировалась накопленная статистика и подбирались режимы для нагнетательных скважин, при которых параметр $K_{оптим}$ достигал максимального значения.

Режимы работы нагнетательных скважин первого участка фиксировались, а установившиеся объемы закачки скважин, вошедших в группу из смежных участков, далее использовались как приоритетные в заданном доверительном интервале.

Так же проводилась последовательная оптимизация второго, третьего и четвертого выделенных участков. При каждом последующем этапе добавлялось необходимое условие, которое не допускало ухудшение количественных показателей предыдущих оптимизационных шагов.

В результате моделирования процесса оптимизации системы заводнения спрогнозировано увеличение годовой добычи нефти до 4.1 % и снижение общей обводнённости по блоку на 2.2 %.

Для снижения эксплуатационных затрат автором решена задача по определению нерентабельных нагнетательных скважин. Для этого сделана количественная оценка потерь добычи нефти при остановке каждой нагнетательной скважины. Расчеты показали, что остановка большинства нагнетательных скважин приводит к различным уровням снижения добычи. Однако выявлены такие нагнетательные скважины, при остановке которых потери оказались минимальными или же наблюдался прирост прогнозируемой накопленной нефти за расчетный период. Это объясняется перераспределением потоков и включением в разработку застойных нефтенасыщенных зон или отключением источников обводнения добывающих скважин. Такие скважины можно рассматривать в качестве кандидатов для остановки.

Кроме того, смоделированы варианты по одновременной остановке нескольких нерентабельных нагнетательных скважин. Расчеты показали кратное увеличение недобора нефти по сравнению с суммой потерь, полученных при поочередном отключении. Это является следствием более резкого падения пластового давления.

Кроме программы автоматизированной адаптации, эта же задача решена с помощью программного комплекса мониторинга ПДГТМ ResViewII-3D и на основе программ нейросетевого анализа. Основным недостатком этих методов является наличие хорошо

адаптированных и актуальных ПДГТМ. В настоящее время такие модели существуют не для всех объектов разработки, что ограничивает массовое внедрение методик.

Для повышения точности и достоверности расчетов, возникает необходимость в сужении зоны поиска, т.е. исключения из процесса анализа вариантов с заведомо плохими показателями.

Для восполнения этого недостатка автором предложен метод оперативного анализа оценки рентабельности нагнетательного фонда. Он основан на определении коэффициента падения добычи нефти, в среднем по объекту разработки, при полной остановке нагнетания.

В случае наличия цифровой фильтрационной модели объекта разработки проводятся два прогнозных расчета. Базовый вариант, с фиксированными на текущую дату режимами работы скважин, и вариант с полной остановкой нагнетания.

Из отношения полученных прогнозных дебитов нефти, рассчитанных по двум вариантам, выводится коэффициент падения добычи нефти ($K_{паден.}$) на каждый временной интервал (рисунок 4).

Рисунок 4 – Коэффициент падения добычи нефти после полной остановки нагнетания

В случае отсутствия цифровой фильтрационной модели или ее недостаточного уровня проработки предложен способ, основанный на методиках и математических выкладках В.Д. Лысенко, В.Н. Щелкачёва и других ученых-нефтяников.

Для этого необходимо оценить:

– максимальный дебит добывающих скважин;
– упругий запас пласта;
– снижение дебита нефти при режиме истощения;
– снижение пластового давления в режиме истощения.

Определяется максимальный дебит добывающих скважин. Для этого взята средняя величина начального коэффициента продуктивности скважин по нефти для пластов с низкой продуктивностью, равной η_0=1 т/(сут·МПа). Максимальная депрессия рассчитана как разность

значений между текущим средним пластовым давлением и забойным, равным давлению насыщения. Далее получен амплитудный (начальный максимальный) дебит нефти добывающей скважины.

В случае полной остановки нагнетания на объекте исследования, дальнейшая разработка происходит за счет запаса энергии упругости пласта. В этом случае упругий запас жидкости определяется за счет снижения пластового давления.

Нефтенасыщенный объем пласта определяется из площади зоны дренирования одной скважины и его средней эффективной толщине. В итоге динамика снижения дебита нефти добывающей скважины $q_э/q_о$ в долях единиц от начального максимального дебита будет равна (2):

$$\frac{q_э}{q_0} = e^{-\frac{q_0}{Q_{у0э}} \cdot t} \tag{2}$$

где t – время эксплуатации скважины, мес.;

$Q_{у0э}$ – упругий запас нефти.

При постоянном забойном давлении, равном давлению насыщения, снижение дебита нефти соответствует снижению упругого запаса нефти и пластового давления (3):

$$P_{пл} = P_{заб} + (P_{пл0} - P_{заб}) \cdot e^{-\frac{q_0}{Q_{у0э}}} \tag{3}$$

Для проверки полученных результатов в цифровую фильтрационную модель заложены входные параметры остановки нагнетания, соответствующие аналитическим расчетам. Сравнение динамик изменения параметров показало приемлемую сходимость результатов, полученных по разным методикам (рисунок 5). Это дает основание утверждать, что приведенные аналитические расчеты пригодны для оценки потерь от остановки нагнетательных скважин.

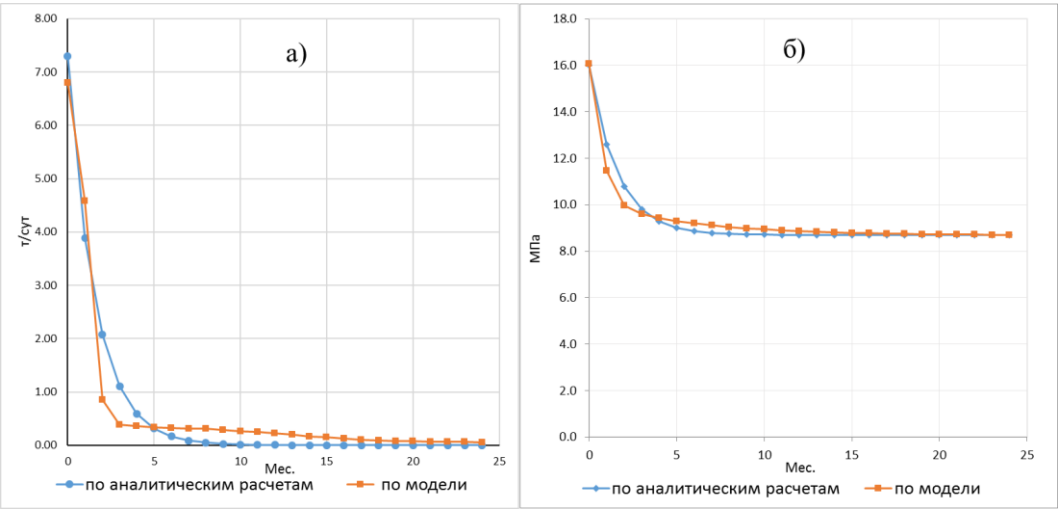

Рисунок 5 – Динамики падения среднего дебита на одну скважину (а) и пластового давления (б) по аналитическим расчетам и цифровой фильтрационной модели

Далее, на основе общей зависимости скорости снижения добычи нефти в режиме истощения, определены потери нефти в случае остановки каждой нагнетательной скважины в отдельности. Для этого взяты значения коэффициента влияния нагнетательных скважин на каждую добывающую ($K_{вл}$) и средние дебиты нефти по скважинам за установленный период (Q). Эффект добычи нефти в пересчете на каждую нагнетательную скважину ($Q_{эфф}$) представляется как сумма средних дебитов реагирующих скважин, умноженных на коэффициент влияния (4).

$$Q_{\text{эфф}} = \sum_1^n Q_i \cdot \text{К}_{\text{вл}\,i} \tag{4}$$

Умножив $Q_{эфф}$ на коэффициент падения ($K_{паден.}$), получаем оценочное значение уровня падения добычи нефти ($Q_{потерь}$) от остановки каждой нагнетательной скважины на любой прогнозный интервал времени (5).

$$Q_{\text{потерь}} = Q_{\text{эфф}} \cdot \text{К}_{\text{паден}} \tag{5}$$

В результате, оценив степень влияния нагнетательных скважин на общую добычу, проведена более узкая выборка скважин для детальной оценки их эффективности с помощью математических расчетов на ПДГТМ. Окончательное заключение о низкой эффективности нагнетательных скважин и выводе их из эксплуатации проводится на основе экономической оценки рентабельности предлагаемых мероприятий и сроков окупаемости с учетом текущей экономической ситуации.

Все представленные автором методы прошли апробацию на действующем фонде скважин 3 блока Березовской площади. По результатам оценки эффективности нагнетательного фонда сделана выборка нерентабельных скважин, из которых четыре нагнетательные скважины являются кандидатами на вывод из эксплуатации. Полученные по разным методикам оптимальные варианты остановки нерентабельных скважин рассчитаны на ПДГТМ (рисунке 6).

В результате сравнительного анализа, методика с использованием программы автоматизированной адаптации показала себя более гибкой за счет возможности анализа по большему набору критериев оценки. Однако все описанные методы оптимизация нагнетательного фонда скважин можно использовать в качестве дополнительного обоснования планируемых мероприятий для снижения рисков потерь добычи нефти.

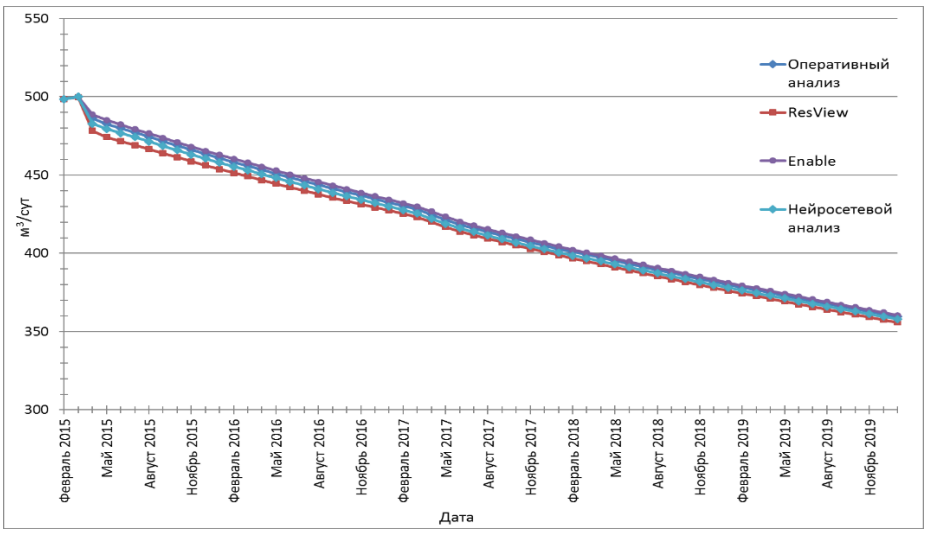

Рисунок 6 – Сравнение прогнозных показателей дебитов нефти для разных методик

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

1. Создана постоянно действующая геолого-технологическая модель 3 блока Березовской площади с учетом неоднородности пласта и детального воспроизведения истории разработки по скважинам за 60 лет. Предложена методика распределения начальных параметров и масштабирования функции относительной фазовой проницаемости для детальной настройки модели по скважинам.

2. Предложен способ разработки нефтяного месторождения, находящегося на завершающей стадии, с первоначальным увеличением пластового давления и последующим переходом на форсированный режим отбора жидкости с полной остановкой закачки воды. Расчетное увеличение КИН составило 2 %.

3. Создана программа подбора оптимальной траектории боковых и боковых горизонтальных стволов. Подобрано оптимальное расположение БС скважины № 32925. В результате зарезки удалось увеличить приемистость, стабилизировать пластовое давление и отбор жидкости по участку.

4. Создан алгоритм по оптимизации системы разработки с автоматизированным подбором режимов работы скважин. В результате по участку скважин удалось остановить темп снижения добычи и стабилизировать дебит нефти на уровне 40 - 50 м^3/сут при обводнённости 65 - 70 %, снизить непроизводительную закачку воды до 20 %.

5. Предложена формула расчета оценочного параметра анализа эффективности системы разработки для предложенного алгоритма оптимизации.

6. Проведен анализ существующих способов по оптимизации системы заводнения с целью эффективного извлечения остаточных запасов нефти и увеличения КИН. На основе программы автоматизированной адаптации предложен метод оптимизации режимов работы нагнетательных скважин.

7. Рассмотрены варианты оценки эффективности работы нагнетательного фонда с возможностью прогнозирования потерь добычи нефти от остановки скважин с малоэффективной закачкой. Проведена градация нагнетательных скважин по эффективности работы с учетом предполагаемых потерь. По результатам оценки эффективности нагнетательного фонда 3 блока Березовской площади сделана выборка, из которой четыре нагнетательные скважины являются кандидатами на вывод из эксплуатации.

8. Шесть технологических решений, предложенных в работе, защищены патентами РФ на изобретения.

9. Выработаны и внедрены рекомендации по автоматизации процессов проектирования разработки и оптимизации системы заводнения, которые использовались в руководящих и проектных документах.

Экономический эффект:

По результатам внедрения предложенных методик оптимизации системы разработки в 2014 - 2015 гг. на 3 блоке Березовской площади дополнительная добыча нефти составила 6,44 тыс. тонн. Экономический эффект составил 33,378 млн. руб.

Основные положения диссертации отражены в следующих публикациях:

Статьи из перечня рецензируемых научных изданий ВАК и патентов на изобретения:

1. Создание и использование постоянно действующей геолого-технологической модели 3 блока Березовской площади / Р.Р. Ибатуллин, И.М. Бакиров, А.В. Насыбуллин, О.Г. Антонов, А.Р. Рахманов // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 2. – С. 54-56.

2. Автоматизация подбора геолого-технических мероприятий на постоянно действующей геолого-технологической модели / А.В. Насыбуллин, Ф.М. Латифуллин, О.Г. Антонов, Н.Ф. Гумаров, Б.Г. Ганиев // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 4. – С. 106-107.

3. Оптимизация системы заводнения на основе трехмерного геолого-гидродинамического моделирования и искусственного интеллекта / А.В. Насыбуллин, О.Г. Антонов, А.А. Шутов, А.Р. Рахманов, Н.Ф. Гумаров, Б.Г. Ганиев // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 7. – С. 14-16.

4. Использование данных индикаторных исследований при создании постоянно действующей геолого-технологической модели / О.Г. Антонов, А.В. Насыбуллин, А.В. Лифантьев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 7. – С. 40-42.

5. Повышение эффективности нефтедобычи при оптимизации системы заводнения на основе нейросетевого и гидродинамического моделирования / А.В. Насыбуллин, А.А. Шутов, О.Г. Антонов, Д.А. Разживин, А.Р. Рахманов, Б.Г. Ганиев // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2014. – № 5. – С. 47-51.

6. Волновой метод оптимизации системы заводнения крупных объектов разработки / О.Г. Антонов, А.В. Лифантьев, Б.Г. Ганиев [и др.] // Нефтяное хозяйство.– 2016.–№ 3.– С.86-88.

7. Пат. 2494235 Российская Федерация, МПК E 21 B 43/16. Способ разработки нефтяных месторождений с переходом на форсированный режим на завершающей стадии / Хисамов Р.С.,

Султанов А.С., Бакиров И.М., Насыбуллин А.В., Антонов О.Г., Бакиров И.И.; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. - № 2012111320/03; заявл. 23.03.12; опубл. 27.09.13, Бюл. № 27.

8. Пат. 2498054 Российская Федерация, МПК E 21 B 43/16. Способ разработки нефтяных месторождений с поддержанием уровня добычи нефти с помощью форсированного режима на завершающей стадии / Хисамов Р.С., Султанов А.С., Бакиров И.М., Насыбуллин А.В., Антонов О.Г., Бакиров И.И.; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. - № 2012111409/03; заявл. 23.03.12; опубл. 10.11.13, Бюл. № 31.

9. Пат. 2496976 Российская Федерация, МПК E 21 B 43/20. Способ разработки нефтяных залежей с применением гидравлического разрыва пласта / Ибатуллин Р.Р., Насыбуллин А.В., Антонов О.Г., Салимов В.Г., Салимов О.В.; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. - № 2012118363/03; заявл. 03.05.12; опубл. 27.10.13, Бюл. № 30.

10. Пат. 2558093 Российская Федерация, МПК E 21 B 43/20. Способ регулирования разработки нефтяной залежи / Бакиров И.М., Насыбуллин А.В., Шутов А.А., Антонов О.Г., заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. - № 2014127420/03; заявл. 04.07.14; опубл. 27.07.15, Бюл. № 21.

11. Пат. 2528185 Российская Федерация, МПК E 21 B 43/20. Способ регулирования разработки нефтяной залежи / Бакиров И.М., Насыбуллин А.В., Шутов А.А., Антонов О.Г., заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. - № 2013128807/03; заявл. 24.06.13; опубл. 10.09.14, Бюл. № 25.

12. Пат. 2521245 Российская Федерация, МПК E 21 B 43/20. Способ регулирования разработки нефтяной залежи / Рахманов А.Р., Бакиров И.М., Гумаров Н.Ф., Насыбуллин А.В., Ганиев Б.Г., Шутов А.А., Антонов О.Г., заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. - № 2013107295/03; заявл. 19.02.13; опубл. 27.06.14, Бюл. № 18.

Публикации в других научно-технических изданиях:

13. Создание и внедрение технологий интеллектуализации системы управления разработкой Ромашкинского нефтяного месторождения / О.Г. Антонов, А.П. Беспалов, В.В. Зубарев [и др.] // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ОАО «Татнефть». – М.: Нефтяное хозяйство, 2014. – Вып. 82. – С. 127-130.

14. Автоматизированный поиск скважин для зарезки боковых, боковых горизонтальных стволов и оценка их добывных возможностей / Р.Г. Абдулмазитов, Ф.М. Латифуллин, Р.Т. Фазлыев, О.Г. Антонов // Сборник докладов научно-технической конференции, посвященной 50-летию Татарского научно-исследовательского и проектного института нефти (ТатНИПИнефть ОАО «Татнефть»), 25-26 апреля 2006 г., г. Бугульма, Республика Татарстан. – М.: Нефтяное хозяйство, 2006. – С. 215-216.

15. Латифуллин, Ф.М. Комплексирование программ ЛАЗУРИТ и трёхмерного геолого-гидродинамического моделирования для планирования применения методов увеличения

нефтеотдачи, зарезки БС и БГС / Ф.М. Латифуллин, О.Г. Антонов // Проблемы геологии и разработки трудноизвлекаемых запасов в терригенных и карбонатных коллекторах: сб. тез. докл. сем. молодых специалистов, 2005 г. – Бугульма, 2005. – С. 2.

16. Антонов, О.Г. Использование трехмерных моделей для оценки эффективности восстановления скважин старого фонда на примере горизонта Д1 Бавлинского месторождения / О.Г. Антонов // Техника, технология и экономика разработки и эксплуатации нефтяных месторождений Татарстана в начале XXI века: тез. докл. молодежной науч.-практ. конф. ОАО «Татнефть», 20-21 сент. 2002 г. – Альметьевск, 2002. – Ч. 1. – С. 45-47.

17. Латифуллин, Ф.М. Построение трехмерной геолого-гидродинамической модели бобриковского горизонта Бавлинского месторождения / Ф.М. Латифуллин, А.В. Насыбуллин, О.Г. Антонов // Техника, технология и экономика разработки и эксплуатации нефтяных месторождений Татарстана в начале XXI века: сб. тез. докл. молодежной науч.-практ. конф., посвящ. 60-летию начала разработки месторождений нефти в Татарстане. – Бугульма, 2003. – Т. 1. – С. 2-3.

18. Насыбуллин, А.В. Некоторые аспекты создания и адаптации геолого-технологических моделей площадей Ромашкинского месторождения / А.В. Насыбуллин, Р.Г. Абдулмазитов, О.Г. Антонов // Техника, технология и экономика разработки и эксплуатации нефтяных месторождений Татарстана в начале XXI века: сб. тез. докл. молодежной науч.-практ. конф., посвящ. 60-летию начала разработки месторождений нефти в Татарстане. – Бугульма, 2003. – Т. 1. – С. 20-22.

19. Насыбуллин, А.В. Использование гидродинамического моделирования при автоматизированном подборе скважин для зарезки БС, БГС и участков для бурения ГС / А.В. Насыбуллин, О.Г. Антонов // Техника, технология и экономика разработки и эксплуатации нефтяных месторождений Татарстана: сб. тез. докл. молодежной науч.-практ. конф., посвящ. 45-летию НГДУ «Джалильнефть». – Джалиль, 2004. – Т. 1. – С. 19-20.

20. Фазлыев, Р.Т. Автоматизированный подбор участков для зарезки боковых, боковых горизонтальных стволов, бурения горизонтальных скважин и анализ их эффективности на постоянно действующей модели / Р.Т. Фазлыев, Ф.М. Латифуллин, О.Г. Антонов // Актуальные проблемы геологии и разработки нефтяных месторождений Татарстана: сб. науч. тр. / ТатНИПИнефть. – М.: НП «Закон и порядок», 2006. – С. 185-188.

21. Бавлинское месторождение: прошлое, настоящее и перспективы развития / И.Р. Марченко, О.Г. Антонов, В.Ю. Кондакова, Е.В. Вдовина, Р.М. Абдуллина // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть /ОАО «Татнефть».–М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008.– С.126-134.

22. Геолого-гидродинамическое моделирование как составная часть интеллектуального месторождения / Р.Р. Ахметзянов, А.А. Хуснутдинов, А.В. Насыбуллин, О.Г. Антонов, Г.Ф. Гумаров // Научно-техническая ярмарка идей и предложений группы компаний

«Татнефть», посвященная 60-летию ОАО «Татнефть». Номинация: геология и разработка нефтяных месторождений / ТатНИПИнефть. – Бугульма, 2010. – С. 68-72.

23. Насыбуллин, А.В. Проектирование геолого-технологических мероприятий с использованием элементов автоматизации / А.В. Насыбуллин, Ф.М. Латифуллин, О.Г. Антонов // Интеллектуальное месторождение: мировая практика и современные технологии: тез. докл. первой междунар. науч.-практ. конф., 10-11 мая 2012 г., Москва / РГУНГ им. И.М. Губкина; НТО НГ им. акад. И.М. Губкина. – М., 2012. – С. 23-24.

24. Насыбуллин, А.В. Постоянно действующая геолого-технологическая модель 3 блока Березовской площади / А.В. Насыбуллин, О.Г. Антонов // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ОАО «Татнефть». – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2012. – Вып. 80. – С. 91-95.

25. Моделирование многоступенчатого ГРП в горизонтальных скважинах / А.В. Лифантьев, Р.Р. Ибатуллин, А.В. Насыбуллин, О.Г. Антонов // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ОАО «Татнефть». – Казань: Центр инновационных технологий, 2013. – Вып. 81. – С. 149-155.

26. Насыбуллин, А.В. Оптимизация системы заводнения на основе аналитических исследований и постоянно действующих геолого-гидродинамических моделей / А.В. Насыбуллин, А.А. Шутов, О.Г. Антонов // Проблемы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии: материалы Междунар. науч.-практ. конф., Казань, 4-6 сент. 2013 г. – Казань: Фэн, 2013. – С. 297-300.

27. Оптимизация системы заводнения на основе автоматизированных аналитических алгоритмов и постоянно действующих геолого-технологических моделей / А.В. Насыбуллин, А.Р. Рахманов, Б.Г. Ганиев, А.А. Шутов, О.Г. Антонов // Научно-техническая ярмарка идей и предложений группы компаний «Татнефть»: Номинации: геология и разработка нефтяных месторождений, информационные технологии / ТатНИПИнефть. – Бугульма, 2014. – С. 40-46.

28. Насыбуллин, А.В. Об одной модели установившегося притока жидкости к горизонтальной скважине и трещине бесконечной проводимости / А.В. Насыбуллин, А.В. Лифантьев, О.Г. Антонов // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ОАО «Татнефть». – 2014. – Вып. 82. – С. 137-148.

29. Антонов, О.Г. Оптимизация нагнетательного фонда скважин на основе гидродинамического моделирования / О.Г. Антонов, А.В. Насыбуллин, А.В. Лифантьев // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ПАО «Татнефть». – 2015. – Вып. 83. – С. 142-148.

30. Антонов, О.Г. Волновой метод оптимизации системы заводнения крупных объектов разработки с использованием геолого-технологического моделирования / О.Г. Антонов, А.В. Лифантьев, Б.Г. Ганиев // Нефтегазовый комплекс: образование, наука и производство: материалы всероссийской науч.-практ. конф., Альметьевск, 30 марта – 3 апр. 2015 г. – Альметьевск: АГНИ, 2015. – С. 14-16.