

На правах рукописи



**МИНЛИКАЕВ ВЛАДИМИР ЗИРЯКОВИЧ**

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ МОДЕЛИРОВАНИЯ,  
АНАЛИЗА И ПРОЕКТИРОВАНИЯ ДОРАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ  
МЕСТОРОЖДЕНИЙ БАШКОРТОСТАНА**

Специальность 25.00.17 - «Разработка и эксплуатация нефтяных  
и газовых месторождений»

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Уфа – 2005

Работа выполнена в Уфимском государственном нефтяном техническом университете

<b>Научный руководитель</b>	доктор физико-математических наук, профессор <b>Бахтизин Рамиль Назифович</b>
<b>Официальные оппоненты:</b>	доктор технических наук <b>Рогачев Михаил Константинович</b>  кандидат технических наук, старший научный сотрудник <b>Шарафутдинов Ирик Гафурович</b>
<b>Ведущая организация</b>	Закрытое акционерное общество <b>«УфаНИПИнефть»</b>

Защита состоится 24 июня 2005г. в 11<sup>00</sup> ч. на заседании диссертационного совета Д 212.289.04 при Уфимском государственном нефтяном техническом университете по адресу: 450062, Республика Башкортостан, г.Уфа, ул.Космонавтов, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Уфимского государственного нефтяного технического университета.

Автореферат разослан 24 мая 2005г.

Ученый секретарь диссертационного совета

Ямалиев В.У.

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

**Актуальность темы диссертации.** Нефтяные месторождения Республики Башкортостан эксплуатируются длительное время, начиная с 1932 г. Свыше 150 месторождений имеют самый широкий диапазон геолого-физических характеристик и могут находиться в какой-либо из стадий разработки. Крупные и средние месторождения девона (вовлечены в разработку с 1944 по 1955 гг. Туймазинское, Серафимовское, Шкаповское) и терригенного нижнего карбона (с 1958 г. – Арланское, Манчаровское, Орьебашское, Игровское, Четырмановское и др.) в течение последнего десятилетия находятся в III и IV – поздней и завершающей стадиях разработки по классификации проф. М.М.Ивановой. В данных стадиях задача поддержания высокого уровня добычи нефти при условии экономической рентабельности производства решается путем повышения коэффициента извлечения нефти из пластов, применения в производстве инновационных технических и технологических решений. В последнее время разработка нефтяных месторождений велась в рыночных условиях, при которых, наряду с новыми технологиями добычи нефти, интенсивно развиваются научные методы проектирования и анализа разработки месторождений. При полной компьютеризации процесса проектирования разработки месторождений созданы геолого-технологические и постоянно действующие математические модели месторождений. Результатом этого стало повышение качества и точности проектных документов.

Основателями моделирования разработки башкирских месторождений физическими, аналоговыми и гидродинамическими методами являются Г.А.Бабалян, И.Л.Мархасин, В.М.Березин, М.И. Швидлер, Р.З. Сайфутдинова, И.Ф.Рахимкулов, М.М.Саттаров, В.В.Девликамов, К.Я.Коробов и др. (УфНИИ 1955-1965 гг.). С внедрением в практику проектирования показателей разработки месторождений электронно-вычислительных машин первых поколений был достигнут высокий уровень математического моделирования процессов разработки месторождений (руководитель работ д.т.н. Б.И. Леви, В.И.Дзюба, В.М.Санкин, Ю.В.Сурков, Х.Г.Шакиров, А.Г.Шахмаева, Э.М.Халимов, С.А.Пономарев и др.).

Разработка нефтяных месторождений Башкортостана в настоящее время ведется в крайне сложных условиях, характерных для поздней стадии разработки

большинства месторождений страны и Волго-Уральского нефтегазоносного региона. К таким условиям относятся:

- ухудшение геолого-физических параметров объектов разработки, структуры запасов нефти и увеличение доли трудноизвлекаемых запасов;
- высокая обводненность продукции скважин;
- осложнения, связанные с высоким содержанием в составе продукции скважин асфальто-смолистых веществ, парафинов, солей и сероводорода.

На основе анализа особенностей разработки крупных нефтяных месторождений Башкортостана, выполненного ведущими специалистами-нефтяниками ОАО «АНК Башнефть», определены ближайшие задачи их доработки и повышения эффективности эксплуатации скважин. Реализация поставленных задач будет происходить на основе восстановления принятых систем разработки, доведением плотности сетки скважин до оптимального уровня, стабилизацией и наращиванием темпов отбора жидкости, активизацией разработки на месторождениях с большими остаточными запасами, оптимизацией систем разработки путем применения методов увеличения нефтеотдачи пластов и др.

В рамках этих задач находятся вопросы, связанные с совершенствованием методов проектирования и анализа разработки нефтяных месторождений на основе создания новых и совершенствования известных методов моделирования разработки месторождений, воздействия на продуктивный пласт и повышения эффективности эксплуатации скважин.

**Цель диссертационной работы** – повышение эффективности доработки нефтяных месторождений Башкортостана, приуроченных к терригенной толще нижнего карбона (ТТНК), путем совершенствования методических подходов в моделировании, проектировании и обосновании применения технологий увеличения нефтеотдачи пластов, методов оптимизации режимов эксплуатации промысловых систем.

#### **Основные задачи исследований**

1. Создание и усовершенствование математических моделей нефтяных месторождений, приуроченных к залежам ТТНК Башкортостана.
2. Обоснование метода по прогнозу технологических показателей разработки

месторождений и определения коэффициентов нефтеотдачи при реализации систем разработки месторождений с заводнением пластов ТТНК.

3. Исследование эффективности процессов разработки залежей с применением горизонтальных скважин (ГС), зарезки боковых стволов (БС) и гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи пластов (ГД МУН).

4. Создание методов и технологий оптимизации режимов эксплуатации скважин в осложненных условиях поздней стадии разработки месторождений.

### **Методы исследований**

При обработке данных разработки залежей, эксплуатации скважин использовались методы математической статистики, подземной гидромеханики и гидродинамического моделирования с внедрением современного программного обеспечения (ПО) компании «Роксар» RMS и MORE, а также вновь созданного ПО, численных методов решения задач.

### **На защиту выносятся:**

1. Действующие геолого-технологические модели для проектирования и анализа разработки Арланского, Туймазинского, Кушкульского, Петропавловского, Биавашского, Саитовского, Бадряшского, Волковского и Гареевского месторождений.

2. Методика построения геолого-технологических моделей нефтяных месторождений с терригенными пластами-коллекторами, высокой неоднородностью геологического строения (расчлененностью) и повышенной вязкости нефти (на примере ТТНК Арланского месторождения). Обоснование выбора программного обеспечения.

3. Методика и программа расчета полимерного заводнения и поля температур при тепловом воздействии на пласты (для условий Арланского месторождения).

4. Моделирование разработки месторождений с применением ГС, БС и других ГД МУН при проектировании и анализе разработки.

5. Метод оптимизации режимов эксплуатации нагнетательных и добывающих скважин для повышения эффективности эксплуатации системы ППД и уровня добычи нефти.

### **Научная новизна**

1. Разработаны методы математического моделирования процессов воздействия на нефтяные пласты с целью повышения их нефтеотдачи (полимерного заводнения и термозаводнения), адаптированные к условиям разработки залежей терригенной толщи нижнего карбона Башкортостана, включающие: модель неоднородности пласта, ремасштабирование, расчеты модифицированных относительных фазовых проницаемостей (МОФП), идентификацию и расчеты показателей разработки.

2. Разработана методика выбора, проектирования и оценки эффективности ГС, зарезки боковых стволов в скважинах, вскрывших нефтяные пласты ТТНК Башкортостана.

3. Разработана методика оптимизации режимов эксплуатации нагнетательных и добывающих скважин, обеспечивающая повышение эффективности эксплуатации системы ППД и уровня добычи нефти.

### **Практическая ценность и реализация работы**

1. Разработана и внедрена методика построения геологических и гидродинамических моделей разработки нефтяных месторождений, на основе которой созданы постоянно-действующие геолого-технологические модели (ПДГТМ) основных объектов разработки месторождений Башкортостана (Кушкульского, Петропавловского, Биавашского, Саитовского, Баряшского, Волковского, Гареевского).

2. Разработаны и внедрены методы математического моделирования процессов воздействия на продуктивный пласт с целью повышения нефтеотдачи - полимерного и термозаводнения (применительно к залежам ТТНК Арланского нефтяного месторождения).

3. Разработана методика обоснования выбора, проектирования, оценки эффективности зарезки боковых стволов скважин (методика апробирована на Арланском нефтяном месторождении).

4. Разработаны методы и способы, направленные на оптимизацию эксплуатации скважин в осложненных условиях:

- усовершенствована методика расчета забойного давления по динамическому уровню жидкости в стволе скважин;
- методика экспериментального определения сил трения штанг о насосные тру-

бы при эксплуатации ШСНУ;

- методика определения предела эксплуатации добывающих скважин.

### **Апробация работы**

Основные положения диссертационной работы докладывались на научно-практических конференциях и совещаниях в ОАО «Татнефть» (г.Альметьевск, 1995г.), институте «БашНИПИнефть» (г.Уфа, 1998, 1999гг.), компании «Роксар» (2000, 2002 гг.), заседаниях центральной комиссии по разработке и защите проектов разработки нефтяных месторождений (г.Москва, 1999 г., 2002. Протоколы заседаний центральной комиссии по разработке Минтопэнерго РФ № 2513 и № 2925).

### **Публикации**

Основное содержание работы изложено в 22 работах, в том числе 15 статьях, 1 книге и 1 брошюре, 3 тезисах к докладам, 2 регламентах и стандартах предприятий, 1 авторском свидетельстве. В большинстве работ, опубликованных в соавторстве с коллегами, соискателю принадлежит общее руководство, постановка задач, основные идеи разработки.

### **Структура и объем работы**

Диссертационная работа состоит из введения, пяти глав, заключения, библиографического списка и приложений. Текст работы изложен на 158 страницах машинописного текста, содержит 45 рисунков, 19 таблиц. Библиографический список включает 106 наименований.

## **СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

**Во введении** обосновываются актуальность темы, цель работы и сформулированы задачи, методы исследований, защищаемые положения, научная новизна и практическая ценность полученных результатов.

**В первой главе** изложены следующие вопросы: 1) аналитический обзор исследований в области математического моделирования процессов разработки нефтяных месторождений; 2) научно-технические задачи и проблемы, возникающие в процессе анализа и проектирования разработки нефтяных месторождений, пути решения методами моделирования; 3) постановка задач исследований.

Поэтапное развитие методов по моделированию процесса разработки нефтя-

ных месторождений можно разделить на три периода:

- до 80-х годов усилия исследователей концентрировались на создание методов расчета (аналитические, одномерные и двумерные численные);
- 1980-2000 гг. созданы эффективные трехмерные численные модели с огромным количеством формальных опций (возможностей);
- в настоящее время внимание сосредоточено на задачах оптимизации технологических процессов.

Формальных и универсальных алгоритмов методов моделирования разработки месторождений пока создано. Технологии принятия решений зависят от конкретных условий разработки месторождений и постоянно развиваются. В создание и совершенствование методов моделирования разработки нефтяных месторождений внесли огромный вклад отечественные ученые: В.Е.Андреев, К.С.Баймухаметов, П.М.Белаш, Ю.П.Борисов, Д.В.Булыгин, Ю.Е.Батурин, Г.Г.Вахитов, А.В.Гавура, А.Т.Горбунов, Р.Н.Дияшев, В.И.Дзюба, Ю.В.Желтов, С.Н.Закиров, М.М.Иванова, Г.С.Камбаров, А.В.Копытов, А.П.Крылов, Б.И.Леви, Е.В.Лозин, В.Д.Лысенко, М.М.Максимов, А.Х.Мирзаджанзаде, И.Т.Мищенко, Р.Х.Муслимов, В.Ш.Мухаметшин, Э.Д.Мухарский, С.А.Назаров, Б.М.Орлинский, И.Г.Пермяков, А.И.Пирвердян, Б.Ф.Сазонов, М.М.Саттаров, М.Л.Сургучев, Э.М.Тимашев, М.А.Токарев, В.З. Тухватуллин, Р.Т.Фазлыев, А.Я.Хавкин, Э.М. Халимов, Н.Ш.Хайредин, Н.И.Хисамутдинов, И.А.Чарный, А.В.Черницкий, М.И. Швидлер, В.Н.Щелкачев и многие другие. Большой вклад внесли зарубежные ученые: A.Settari, D.L.Katz, G.R.King, I.H.Kassam, I.V.Vogel, K.Aziz, M.C. Leverett, T.Ertekin.

Изучение тенденций в развитии методов проектирования процессов разработки показало, что в настоящее время из большого количества задач, решаемых при проектировании, наиболее актуальной является задача обоснования полноты извлечения нефти из пласта. Эта задача может быть решена путем создания постоянно действующих геолого-технологических моделей месторождений и использования этих моделей для составления технико-экономического обоснования (ТЭО) полноты извлечения нефти из пласта.

Исходя из концепции моделирования разработки месторождений, порядок и особенности решаемых в диссертации задач следующие. Дается краткая геолого-



техническая характеристика залежи для правильного построения геологической модели в соответствии с требованиями РД, определения основных параметров фильтрационной модели (ФМ). Геолого-технологическая модель является инструментом анализа текущего состояния и истории разработки месторождения. В особенности это важно при изучении многопластовых разрезов скважин залежей арланского типа с совместной перфорацией пластов как в добывающих, так и нагнетательных скважинах. При достаточной идентификации показателей модели и фактических данных разработки решается задача о распределении закачиваемой воды и добываемой жидкости по пластам, что позволяет определить текущую выработку воды из скважин. На следующем этапе производится анализ выработки запасов по пластам с помощью геологических профилей, что в конечном итоге позволяет скорректировать систему разработки на каждом этапе, повысить эффективность эксплуатации системы ППД. Следующим этапом является обоснование выделения эксплуатационных объектов. Для пластов ТТНК Арланского месторождения данная проблема изучалась и решена К.С.Баймухаметовым: обосновано выделение двух и реже – трех эксплуатационных объектов.

Главной задачей анализа и проектирования разработки месторождений является прогноз технологических показателей разработки и, в конечном итоге, уточнение достигаемых коэффициентов извлечения нефти (КИН) по пластам. Важнейшей проблемой на этапе моделирования месторождения является проектирование системы контроля и регулирования процесса разработки. Для многопластовых месторождений проблема сводится к определению количеств отдельного притока жидкости и закачки в пласты, объемов проводимых ремонтно-изоляционных работ (РИР) по ограничению водопритока из отдельных пластов. Данное направление работ моделирования месторождения также исследовалось К.С.Баймухаметовым и др.

Следует отметить, что постоянно-действующие геолого-технологические модели нефтяных месторождений (ПДГТМ) для залежей нефти ТТНК, в особенности Арланского месторождения, не имеет аналогов по расчлененности пластов разреза. В работе дается описание модели, предложенной для отображения разработки уникального Арланского нефтяного месторождения. По аналогии с Арланским месторождением и с учетом дополнительных особенностей построены модели ряда

других месторождений с коллекторами ТТНК.

Для моделируемых месторождений термины «достаточная обоснованность», или «точность», обязательно включают требования непротиворечивости и согласованности модели со всем объемом информации о геологическом строении, лабораторных экспериментах, физико-химических свойствах пластовых жидкостей, многолетней истории разработки и показателях эксплуатации скважин, данных промысловых исследований.

Этому условию отвечает методология математического моделирования процессов разработки объектов, включающая: построение геологических моделей пластов; построение гидродинамических моделей на основе многомерных уравнений многофазной фильтрации жидкостей в пористых средах; идентификацию моделей по всей совокупности данных истории разработки месторождения; эксплуатацию модели для поиска оптимальных решений.

До 2001 г. в лаборатории математического моделирования института «БашНИПНефть» под руководством и при непосредственном участии автора был разработан программный комплекс. С помощью этого комплекса были созданы математические модели процессов заводнения ряда месторождений Башкортостана, позволяющие решать широкий класс сложных задач доработки месторождений.

С 2001г. в АНК «Башнефть» реализуется программа работ по созданию и внедрению в практику проектирования и анализа разработки ПДГТМ. В плане реализации этой программы под руководством и при непосредственном участии автора в институте «БашНИПНефть» выполнены следующие работы:

- внедрено современное ПО компании «Роксар» RMS и MORE, позволившее создать детальные трехмерные трехфазные модели пластов;
- усовершенствованы методики построения геологических и гидродинамических цифровых моделей с применением нового ПО;
- созданы ПДГТМ основных объектов разработки ряда месторождений АНК «Башнефть»: Кушкульского, Петропавловского, Биавашского, Сайтовского, Бадряшского, Волковского, Гареевского;
- смоделирована разработка Юбилейного месторождения;
- усовершенствованы модели разработки Арланского и Туймазинского месторождений.

Были построены геолого-цифровые модели основных продуктивных пластов ряда месторождений Башкортостана и Удмуртии. При этом использовались программа RMS компании «Роксар» и отечественная программа «Геопак-3».

Опыт использования программы RMS при построении ПДГТМ показал, что данный программный продукт является удобным инструментом, имеющим дружелюбный интерфейс, внутренний язык программирования, возможности 2D и 3D визуализации, набор методов двумерной интерполяции. В процессе работы с данной программой был выявлен ряд задач, решение которых позволило повысить качество, надежность и достоверность построения детальной геологической модели и, как следствие, более адекватно отражать геологические особенности и фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) при ремасштабировании модели на гидродинамическую сетку.

Одной из таких задач является моделирование пропластков неколлекторов, а также границ зон выклинивания (отсутствия) коллекторов, в пределах общей эффективной толщины продуктивного пласта. Для построения детальных геолого-цифровых моделей (ГЦМ) с различными типами разрезов (замещение, выклинивание пропластков - коллекторов), а также смешанных типов была разработана и внедрена методика преобразования дискретной кривой литологии (ДКЛ) в непрерывные математические статистические кривые псевдолитологии (НМСКПЛ). Использование данной методики при построении ПДГТМ позволило специалистам более гибко подходить к процессу создания детальной ГЦМ, учитывая особенности геологического строения и уникальность каждого объекта моделирования.

Основные задачи, решаемые с применением ПДГТМ:

1. Анализ разработки – эти задачи перечислены выше.
2. Задачи проектирования разработки, основной из которых является прогноз проектных технологических показателей разработки месторождений при заводнении.
3. Задачи управления процессом разработки: оценка эффективности геолого-технологических мероприятий по интенсификации добычи нефти и увеличению нефтеотдачи: бурение ГС, зарезка БС различных модификаций, ГРП, изменение модификаций заводнения, физико-химических методов увеличения

нефтеотдачи (ФХ МУН) и задачи контроля и регулирования разработки.

**Вторая глава** посвящена моделированию, анализу разработки и достижениям в проектировании разработки крупных нефтяных месторождений с пластами-коллекторами в ТТНК. Дается краткая геолого-физическая характеристика месторождения.

Решение комплекса задач для крупного месторождения (свыше 8 тыс. скважин) является возможным с применением компьютерной технологии, имеющей в составе геолого-технологическую модель процесса разработки, базы данных и ПО. Задача прогноза технологических показателей разработки с расчетом КИН является основной как в собственном проекте доработки месторождения, так и в методике компьютерных расчетов и ПО. Структура математической модели представлена диаграммой. Идентификация входных и выходных параметров разработки производилась до достижения заданной погрешности – не более 1 % по накопленной добыче нефти. Модель Арланского месторождения по пластам ТТНК не имеет аналогов среди известных авторов математических моделей в силу особенности, обусловленной такой геологической характеристикой, какой является многопластовость объекта.

Пласты гидродинамически не связаны, разделены непроницаемыми глинистыми пластами, вследствие этого в модели учитываются:

- а) вертикальная неоднородность по совокупности пластов,
- б) неоднородность «внутри пласта» меньшая, чем расчлененность на пласты.

Дополнительно учитывается, что выделенные продуктивные пласты ТТНК имеют сложную, комбинированную систему совместно-раздельного вскрытия перфорацией. Тем самым, объект ТТНК имеет сложную систему разработки с раздельной и совместной по пластам эксплуатацией нагнетательных и добывающих скважин. Ввиду этой важной особенности ТТНК, управление процессом разработки является чрезвычайно сложным. При идентификации требуется достичь согласия рассчитанных и фактических показателей разработки по каждому из пластов в отдельности, но, в отличие от объекта в целом, - в условиях существенной неполноты раздельной по пластам нефтепромысловой информации. Другими словами имеет место увеличение неопределенности модели. Фактор многопластовости в сложной модели с вертикальным взаимодействием пластов через скважины является суще-

ственным аргументом в пользу его использования при проектировании схемы плоского течения жидкости в каждом из пластов, т.е. двумерной модели.

### Структура математической модели



Решение основной задачи моделирования - прогноза технологических показателей разработки и КИН – в нашем случае многопластового месторождения – по пластам может быть выполнено при условии устойчивого надежного функционирования модели на основе проведенной идентификации. Для решения задачи корректируются граничные условия на забоях скважин, в т.ч. новых проектных скважин, и управляющие воздействия по отключению отдельных пластов в скважинах, добывающих и нагнетательных, переводу добывающих скважин в нагнетательные. Устанавливаются взаимосвязи в прогнозном периоде между параметрами текущей насыщенности пластов и коэффициентами охвата вытеснением ( $K_o$ ) и заводнением ( $K_{зав}$ ). Предложена методика построения карт остаточных нефтенасыщенных толщин в модели пластов ТТНК.

ПДГТМ месторождения предусматривает последовательное отключение пластов в скважинах вплоть до отключения последнего из них, с применением технологических и экономических критериев. Таким образом, методика прогноза показателей, примененная в модели, позволяет учесть ряд особенностей доразра-

ботки месторождения. В работе приведен пример расчета прогнозных показателей разработки по ТТНК Новокаханской площади с использованием математической модели.

Рассмотрена задача выработки запасов пластов ТТНК по Новокаханской и Юсуповской площадям Арланского месторождения. Наибольшая выработка достигнута по основным продуктивным пластам  $C_{II}$  и  $C_{VI}$ , по которым текущий КИН равен соответственно 0,577 и 0,346. Также высокой является выработка по пласту  $C_{III}$  - 0,589. По другим, так называемым промежуточным, пластам выработка запасов отстает приблизительно вдвое. Построены карты остаточных извлекаемых запасов нефти по пластам с нанесением накопленных отборов нефти, воды и закачки воды по каждой скважине.

По данным моделирования разработки месторождения произведено распределение операций КРС по времени в прогнозном периоде. Время отключения одного из пластов рассчитывается по критерию «предельная обводненность». Объему изоляций соответствует количество необходимых исследований по отдельному притоку из пластов. Расчеты показали, что по четырем площадям Арланского месторождения общий объем РИР составит около 4 тыс. операций, исследований притоков – 4200 шт. Таким образом, для регулирования разработки залежей ТТНК в последней стадии следует произвести свыше 8000 скв.-операций по контролю выработки и отключению пластов методами КРС которые соответствуют гидродинамическим методам увеличения нефтеотдачи (ГД МУН). По данным направлениям совершенствования систем разработки разработана методика моделирования и руководящий документ.

**Третья глава** посвящена разработке и совершенствованию методов математического моделирования процессов воздействия на продуктивный пласт с целью увеличения нефтеотдачи. В работе представлены технологии горизонтального бурения и зарезки дополнительных (боковых) стволов из старых скважин. Из методов увеличения нефтеотдачи - полимерное заводнение и метод теплового воздействия на пласт. Технологии рассматриваются применительно к Арланскому месторождению.

Для обоснования систем разработки, выбора эксплуатационных объектов и повышения эффективности эксплуатации ГС использовали трехмерное математи-

ческое моделирование процесса разработки. Для проектирования технологий ГС и БС созданы методика и программа расчетов.

Например, для двухпластового объекта разработки необходимо обосновать выделение эксплуатационных объектов, расстояния ( $2\sigma$ ) между ГС в ряду и длины ( $L$ ) горизонтальной части ствола ГС. За основу брали базовую систему разработки (рядной, площадной и т.д.) для гипотетического пласта. В качестве примера рассмотрена трехрядная система размещения скважин, соответственно вертикальных и горизонтальных. Дебит жидкости ГС зависит от длины  $L$  и отношения  $2\sigma/L$ . Построены зависимости среднего дебита жидкости ГС от параметров систем. Установлено, что эффективность ГС с увеличением длины ствола более некоторого значения  $L$  (в зависимости от  $2\sigma$ ) может снижаться. Эффективность ГС возрастает при использовании горизонтальных нагнетательных скважин в замену вертикальным (ВС). Возрастание дебита ГС по отношению к дебиту ВС составляет 6...10 раз, КИН возрастает на 4...9 пунктов. Оптимальная длина  $L$  горизонтальной части ствола находится в пределах 400...600 м и  $2\sigma/L=0,3...0,75$ . Обосновано объединение двух пластов в единый эксплуатационный объект. Даются рекомендации по размещению ГС в пластах с различной геолого-физической характеристикой. Анализируются результаты эксплуатации ГС на месторождениях, в том числе на залежах ВНЗ ТТНК Арланского месторождения

Разработана методика выбора, проектирования и оценки технологической эффективности зарезки боковых стволов в скважинах. Математический эксперимент, выполненный с применением разработанного программного комплекса «Караидель», позволил оценить эффективность бурения боковых стволов скважин на Арланском нефтяном месторождении. Результаты эксперимента показали, что из 30 пробуренных боковых стволов 2/3 оказались успешными.

Применение на практике созданных математических моделей разработки нефтяных месторождений позволяет существенно повысить обоснованность выполнения и успешность различных геолого-технических мероприятий, в частности таких, как бурение ГС, боковых стволов, уплотняющих скважин и ввод нагнетательных скважин для интенсификации ППД.

Полимерное воздействие применяется на Арланском месторождении, так залежи ТТНК с нефтью повышенной вязкости хорошо соответствуют критериям

применимости метода по проницаемости и неоднородности пластов. В работе создана математическая модель разработки терригенной толщи нижнего карбона (ТТНК) Арланского нефтяного месторождения с применением полимерного заводнения. Модель позволяет варьировать режимы закачки полимерного раствора (непрерывную закачку или закачку оторочками), свойства растворов, виды адсорбции полимера породой продуктивного пласта (обратимую и необратимую адсорбцию или ее отсутствие). Моделирование процесса полимерного заводнения Арланского месторождения, выполненное для среднестатистического элемента, позволило определить прогнозную величину удельной эффективности от закачки полимерного раствора, которая составила 0,02...0,16 тыс.т на 1т реагента для варианта закачки полимера в виде оторочки и 0,01...0,08 тыс.т/т для варианта непрерывной закачки полимерного раствора.

В диссертационной работе представлена математическая модель разработки ТТНК Арланского нефтяного месторождения с применением термозаводнения. Модель позволяет рассчитывать основные показатели процесса закачки теплоносителя в пласт, использовать различные формы природных резервуаров, выбирать наиболее эффективные варианты закачки теплоносителя в пласт. Моделирование процесса термозаводнения Арланского месторождения, выполненное для среднестатистического элемента, показало, что увеличение температуры закачиваемой воды с 23 до 60 и 90 °С позволит увеличить КИН соответственно на 0,064 и 0,104, получить дополнительно 23,42 и 37,81 тыс.т нефти на элемент залежи.

В **четвертой главе** представлены результаты исследований, направленных на повышение эффективности эксплуатации системы ППД на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. Дано описание методики по оценке эффективности работы нагнетательных скважин и комплекса программ для моделирования заводнения нефтяных залежей.

Вначале на примере залежей ТТНК Арланского месторождения проанализировано состояние системы ППД на многопластовом месторождении. Установлены неравномерность закачки воды по пластам, отсутствие приемистости по промежуточным пластам, влияние давления нагнетания на распределение закачиваемой воды в сложных разрезах скважин и т.д.

Разработаны критерии оценки эффективности работы нагнетательных сква-



жин и системы ППД в целом. Для их определения предложена методика, основанная на использовании программного комплекса «Караидель», основой которого является расчет текущих и накопленных полей (сеточных распределений) расходов (скоростей) воды и нефти за счет закачки воды в нагнетательную скважину (группу скважин) с последующим их осреднением и взвешиванием. С применением программного комплекса создается математическая модель разработки анализируемого объекта. Модель настраивается по истории разработки, производит расчеты показателей разработки на фактический и проектный периоды. При этом на каждый временной слой записываются поля давлений и насыщенностей, показатели работы добывающих и нагнетательных скважин, перетоки (расходы) жидкостей между элементарными ячейками.

Ниже представлены основные расчетные формулы предлагаемой методики и оцениваемые с ее помощью критерии эффективности работы нагнетательных скважин и системы ППД в целом.

Материальный баланс жидкостей для любой ячейки пласта:

$$Q_{\text{с}}^{i+1} + Q_{\text{н}}^{i+1} = Q_{\text{с}}^i + Q_{\text{н}}^i + q_{\text{н}}^{1-ij} + q_{\text{с}}^{1-ij} + q_{\text{н}}^{1+ij} + q_{\text{с}}^{1+ij} + q_{\text{н}}^{i-j1} + q_{\text{с}}^{i-j1} + q_{\text{н}}^{ij+1} + q_{\text{с}}^{ij+1} + D_{\text{н}}^N + D_{\text{с}}^N \quad (1)$$

где  $Q_{\text{Бн}}^{1+i,j}$  - количество воды и нефти в ячейке на соответствующий временной слой;

$q_{\text{н,с}}^{1+i,j}$  количество нефти и воды, поступившей за временной слой в ячейку.

Количество жидкости  $Q_{\text{Н}}$ , вытекающей из элементарной ячейки в соседние, вследствие закачки в нее воды через нагнетательную скважину:

$$O_{\text{Н}}^t = O^t * ((D_{\text{н}}^N + D_{\text{с}}^N) / I^t), \quad (2)$$

где  $I_{\text{Н}}^t$  - количество жидкости, втекшей в ячейку под действием закачки в скважину  $N$ ;

$D_{\text{н,с}}$  - количество нефти (воды), втекшей в ячейку из скважины.

Расходы флюидов в залежи под действием закачки воды в нагнетательную скважину (суммирование осуществляется по всем ячейкам):

$$\begin{aligned} & \text{- нефти: } Q_{\text{н}}^N = \sum (q_{\text{н}}^{i,j}) \\ & \text{- жидкости: } Q_{\text{жс}}^N = \sum (q_{\text{н}}^{i,j} + q_{\text{с}}^{i,j}) \end{aligned} \quad (3)$$

Средневзвешенная обводненность:

$$f_{\text{с}}^N = (Q_{\text{жс}}^N - Q_{\text{н}}^N) / (Q_{\text{жс}}^N) \quad (4)$$

Средневзвешенная по объему зоны дренирования скважины скорость движения жидкости:

$$v_{\text{жс}}^N = \sum (v^{i,j} * v_{\text{жс}}^{Ni,j}) / \sum v^{i,j}, \quad (5)$$

где  $V^{2j}$  - объем пор ячейки  $C^{ij}$ , а  $v_{жс}^N$  определяется векторным суммированием скоростей вытекающей жидкости для жидкой ячейки.

Расчетное расстояние (R) от нагнетательной скважины до добывающей (добывающих) скважины:

$$R = (r^i * D_{жс}^{Ni}) / \sum D_{жс}^{Ni} \quad (6)$$

Критерии эффективности работы нагнетательной скважины и системы ППД в целом:

- - количество движущейся в пласте нефти под действием закачки в данную нагнетательную скважину  $Q_n^N$  должно быть не меньше предельного  $Q_{nпред}^N$ ;
- - обводненность движущейся в пласте нефти под действием закачки в данную нагнетательную скважину  $f_6^N$  должна быть не выше предельной  $f_{6пред}^N$ ;
- - расстояние, на которое перемещается закачиваемая вода, не должно превышать  $R_{пред}$ .

В целом разработан комплекс программ по анализу и проектированию системе ППД месторождений с залежами в ТТНК, на основе которого реализованы математические модели по 13 основным объектам разработки Башкортостана, в том числе таких крупных, как ТТНК Арланской, Николо-Березовской и Вятской площадей Арланского нефтяного месторождения. Обоснованы рекомендации по совершенствованию, в т.ч по разделению закачки, системы ППД многопластовых эксплуатационных объектов.

**Пятая глава** посвящена проблеме повышения эффективности эксплуатации добывающих скважин. В ней представлен ряд разработанных методов и способов, направленных на оптимизацию эксплуатации добывающих скважин в осложненных условиях.

Разработана усовершенствованная методика расчета забойного давления по динамическому уровню в насосных скважинах. Составленная программа расчета учитывает кривизну ствола скважины, привязана к базам данных, что позволяет обрабатывать данные замеров уровня в автоматическом режиме, по мере поступления информации. Апробация программы показала достаточную сходимость с результатами, получаемыми путем прямых замеров забойных давлений глубинными манометрами с погрешностью не выше 3%.

Разработана методика экспериментального определения сил трения штанг о насосные трубы при эксплуатации ШСНУ. Получены значения величин коэффициентов трения муфт о насосные трубы с учетом совместного влияния вязкости нефти, скорости движения и прижимающей силы. Установлены границы перехода для пар трения муфта-труба и штанга-труба на режим граничного (сухого) трения, которое имеет место при условии  $S_0 < 10^{-6}$ . Полученные результаты позволяют прогнозировать возникновение указанного режима при работе ШСНУ и выработать рекомендации для предотвращения сухого трения.

Разработана методика определения предела экономической и технологической рентабельности эксплуатации добывающих скважин. Наличие баз данных позволяет вести расчеты и принимать решения не только по месторождению, но и отдельно по промыслу, НГДУ, компании. Методика позволяет определять перечень скважин, эксплуатация которых обеспечивает заданный уровень экономической и технологической рентабельности разработки месторождения.

## **ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ**

1. Создана усовершенствованная методика моделирования доработки нефтяных месторождений, основанная на построении детальных геолого-цифровых моделей с различными типами разрезов путем преобразования дискретной кривой литологии в непрерывные математические статистические кривые псевдолитологии, которая позволяет:

- моделировать пропластки - неколлекторы, а также границы зон выклинивания (отсутствия) коллекторов в пределах общей эффективной толщины продуктивного пласта;
- повысить качество, надежность и достоверность построения геологической модели пласта и, как следствие, адекватно отражать его геологические особенности и фильтрационно-емкостные свойства (с учетом горизонтальной и вертикальной анизотропии) при ремасштабировании модели на гидродинамическую сетку.

2. Разработан программный комплекс «Караидель», позволяющий создавать модели заводнения крупных нефтяных месторождений, приуроченных к терригенной толще нижнего карбона Башкортостана и находящихся на поздней стадии разработки, и эксплуатировать модели как постоянно-действующие. Созданная модель доработки крупнейшего Арланского месторождения позволила уточнить

распределение остаточных запасов нефти в ТТНК, состоящей из 8 совместно и раздельно разрабатываемых продуктивных пластов, оценить степень их выработки и показать отставание выработки промежуточных пластов от основных на 30 %. Для повышения эффективности доразработки Арланского месторождения рекомендуется «попластовая система разработки», предусматривающая организацию закачки воды в промежуточные пласты отдельно от основных.

3. Усовершенствована методика моделирования процессов воздействия на продуктивный пласт с целью увеличения нефтеизвлечения: полимерного заводнения, термозаводнения, зарезки боковых стволов скважин.

- Создана математическая модель разработки ТТНК Арланского нефтяного месторождения с применением полимерного заводнения. Модель позволяет варьировать режимы закачки полимерного раствора (непрерывную закачку или закачку оторочками), свойства растворов, виды адсорбции полимера породой продуктивного пласта (обратимую и необратимую адсорбцию или отсутствие). Моделирование процесса полимерного заводнения Арланского месторождения, выполненное для среднестатистического элемента, позволило определить прогнозную величину удельной эффективности от закачки полимерного раствора, которая составила 0,02...0,16 тыс.т/т для варианта закачки полимера в виде оторочки и 0,01...0,08 тыс.т/т для варианта непрерывной закачки полимерного раствора.
- Создана математическая модель разработки ТТНК Арланского нефтяного месторождения с применением термозаводнения. Модель позволяет рассчитывать основные показатели процесса закачки теплоносителя в пласт использовать различные формы природных резервуаров, выбирать наиболее эффективные варианты закачки теплоносителя в пласт. Моделирование процесса термозаводнения Арланского месторождения, выполненное для среднестатистического элемента, показало, что увеличение температуры закачиваемой воды с 23<sup>0</sup>С до 60 и 90<sup>0</sup>С позволит увеличить коэффициент извлечения нефти (КИН) соответственно на 0,064 и 0,104, получить на один элемент дополнительно 23,42 и 37,81 тыс.т нефти.
- Разработана методика выбора, проектирования и оценки технологической эффективности зарезки боковых стволов в скважинах. Математический эксперимент, выполненный с применением разработанного программного комплекса «Караидель», позволил оценить эффективность зарезки боковых стволов скважин на Арланском нефтяном месторождении. Результаты эксперимента показали, что из 30 пробуренных боковых стволов 20 оказались успешными.

4. Предложены методы и способы, направленные на оптимизацию эксплуатации скважин в осложненных условиях поздней стадии разработки нефтяных месторождений:

- усовершенствованная методика расчета забойного давления по динамическому уровню;
- методика экспериментального определения сил трения штанг о насосные трубы при эксплуатации ШСНУ;
- методика определения предела эксплуатации добывающих скважин.

Результаты исследований по диссертационной работе нашли практическое использование на месторождениях Башкортостана.

**Материалы диссертации опубликованы в следующих основных работах:**

1. Минликаев В.З., Васильева Л.Н., Тимашев Э.М., и др. Анализ методики прогнозирования технологических показателей разработки (на примере залежей нефти Новохазинской площади Арланского нефтяного месторождения)// Нефтепромысловое дело. - 2003г. -№ 9. - С.18-29.

2. Минликаев В.З., Родионов В.П. Эффективная разработка залежей нефти терригенного девона Серафимовского месторождения на естественном водонапорном режиме: Сб. науч. тр. / БашНИПИнефть: - Уфа, 1992. - С. 136-140.

3. Минликаев В.З., Юсупов Р.Г. Особенности разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах месторождений НГДУ «Октябрьскнефть»: Сб. науч. тр. /БашНИПИнефть; Вып. 96. - Уфа, 1999 - С. 91-99

4. Дзюба В.И., Никитин В.Т., Минликаев В.З., и др. Моделирование разработки нефтяных месторождений на поздней стадии// Разработка нефтяных и нефтегазовых месторождений. Состояние, проблемы и пути их решения: Материалы совещания (г.Альметьевск, сентябрь 1995г.). – М.: ВНИИОЭНГ, 1996. - С. 424-433

5. Минликаев В.З., Чиняев В.В., Баймухаметов Т.К. Основные результаты математического моделирования разработки ТТНК Арланского нефтяного месторождения// Тезисы науч.-практ. конференции "Решение проблем освоения нефтяных месторождений Башкортостана", г.Уфа, БашНИПИнефть, 10-11 декабря 1998г. – Уфа: БашНИПИнефть, 1999. - С. 48-49.

6. Минликаев В.З., Солдаткин А.В. Разработка методических приемов, улучшающих качество и достоверность геолого-цифровой модели при работе с ПО RMS: Сборник докладов III Российской конференции пользователей компании ROXAR. - М., 2002. -С.117-119.

7. Батыршин И.М., Минликаев В.З., Баймухаметов Т.К. Построение и корректировка схематических геологических профилей по данным интерпретации ГИС: Сб. науч. тр. / БашНИПИнефть; Вып. 98. - Уфа, 1999. С.7-10.

8. Абдулмазито́ва Г.Ф., Минликаев В.З. Математическое моделирование разработки ТТНК Кадыровского участка Илишевского нефтяного месторождения: Материалы VI науч.-техн. конференции молодых ученых и специалистов /ДООО "Башнипинефть". - Уфа, 2001. -С.38-44.

9. Минликаев В.З.. Математическая модель разработки терригенной толщи нижнего карбона Николо-Березовской площади и некоторые результаты: Сб. науч. тр./ БашНИПИнефть; Вып. 92. -Уфа, 1997. -С. 87-95.

10. Минликаев В.З., Лозин Е.В., Тимашев Э.М. Критерии оценки эффективности работы нагнетательных скважин и методика расчета: Сборник научных трудов/ Уфа, БашНИПИнефть; Вып.100, 2000, -С. 28-36.

11. Минликаев В.З., Чиняев В.В., Баймухаметов Т.К. Комплекс программ для моделирования заводнения нефтяных залежей: Сб. науч. тр. БашНИПИнефть; Вып. 96. - Уфа, 1999. - С. 87-91.

12. Исхаков И.А., Гайнуллин К.Х., Гарифуллина Л.А., Минликаев В.З., Родионов В.П., Тимашев Э.М., Чиняев В.В. Анализ эксплуатации скважин с боковыми стволами на месторождениях АНК «Башнефть»// НТЖ "Нефтепромысловое дело". – М.: ВНИИОЭНГ, 2003. -№ 8. -С. 33-38.

13. Гарифуллин А.Ш., Минликаев В.З. Методика определения предела эксплуатации добывающих скважин: Сб. науч. тр. /БашНИПИнефть; Вып. 96. - Уфа, 1999. -С. 92-96.

14. Минликаев В.З., Уразаков К.Р., Баймухаметов Т.К., Чиняев В.В. Метод расчета забойного давления по динамическому уровню: Сб. науч. тр. /БашНИПИнефть; Вып. 94. -Уфа, 1998. -С. 179-183.

15. Уразаков К.Р., Минликаев В.З., Песляк Ю.А. Экспериментальное исследование трения муфт и штанг о насосные трубы: Сб. науч. тр. / БашНИПИнефть. Уфа. 1985. -С. 16-23.

16. Уразаков К.Р., Минликаев В.З. и др. РД 39-00147275-057-2000 "Методическое руководство по проектированию, строительству и эксплуатации дополнительных (боковых) стволов скважин"/К.Р. Уразаков, В.З. Минликаев и др. – Уфа: БашНИПИнефть, 2000. - 47 с.

17. Гайнуллин К.Х., Лозин Е.В., Козлов Ю.А., Минликаев В.З., Тимашев Э.М. Проектирование и реализация систем разработки залежей с применением горизонтальных скважин // Нефтяное хозяйство - 2000. -№ 12. - С. 123-127.

18. Аглиуллина Е.А., Дунаев С.А., Лозин Е.В., Минликаев В.З.. Никитин В.Т., Родионов В.П., Тимашев Э.М., Чиняев В.В. Методика Башнипинефть для анализа и проектирования разработки нефтяных месторождений/ Башнипинефть. – Уфа, -2002. - 60 с.

19. Уразаков К.Р., В.В.Андреев, Минликаев В.З. и др. Справочник по добыче нефти. –М.: Недра, 2000. - 374 с.
20. Баймухаметов Т.К., Гарифуллин А.Ш., Минликаев В.З., и др. Прогноз работы эксплуатационных скважин: Сб. науч. тр. /БашНИПИнефть; Вып. 96. - Уфа, 1999. -С. 59-66.
21. Минликаев В.З, Уразаков К.Р. и др. Область применения и подбор компрессоров для откачки газа из затрубного пространства насосных скважин. - Депонировано в ВИНТИ, № 485 – В 99, 15.02.1999. - 8 с.