

На правах рукописи

МЕЗЕНЦЕВ Евгений Федорович

**АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ПРОЦЕССОМ ДОБЫЧИ НЕФТИ
НА ОСНОВЕ ДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ
УЧАСТКА НЕФТЯНОГО ПЛАСТА**

**Специальность 05.13.06 – Автоматизация и управление
технологическими процессами и производствами
(в промышленности)**

**АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук**

Уфа – 2010

Работа выполнена на кафедре технической кибернетики
ГОУ ВПО “Уфимский государственный авиационный технический университет”

Научный руководитель д-р техн. наук, проф.
ТАГИРОВА Клара Фоатовна

Официальные оппоненты д-р техн. наук, проф.
ХИСАМУТДИНОВ Наиль Исмагзамович,
директор НПО «Нефтегазтехнология», г. Уфа

д-р техн. наук, проф.
КАЯШЕВ Александр Игнатьевич,
зав. каф. автоматизированных технологических
и информационных систем Стерлитамакского
филиала Уфимского государственного нефтяного
технического университета

Ведущая организация ГАНУ «Институт нефтегазовых технологий
и новых материалов», г. Уфа

Защита диссертации состоится «12» ноября 2010 г. в 12 часов
на заседании диссертационного совета Д–212.288.03
при Уфимском государственном авиационном техническом университете
по адресу: 450000, Уфа-центр, ул. К. Маркса, 12

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке университета

Автореферат разослан « » _____ 2010 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета
д-р техн. наук, проф.

В. В. Миронов

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы

Современное состояние нефтедобывающей отрасли характеризуется наличием большого числа сложившихся и прогнозируемых научно-технических задач, вызванных следующими существующими тенденциями:

- 1) большую часть ресурсов (более 65%) российской нефтедобычи составляют трудноизвлекаемые запасы нефти;
- 2) снижается прирост запасов нефти;
- 3) применяемые в отечественной практике традиционные технологии и методы разработки и эксплуатации месторождений в условиях трудноизвлекаемых запасов являются крайне неэффективными.

В связи с этим в настоящее время проводятся масштабные работы по поиску путей повышения эффективности технологического процесса добычи нефти:

- создание и применение технологий и оборудования, обеспечивающих высокоэффективную разработку трудноизвлекаемых запасов нефти;
- совершенствование существующих и создание новых методов воздействия на пласты и увеличения нефтеотдачи;
- развитие технологий компьютерного проектирования и моделирования процесса разработки нефтяных месторождений.

Одним из направлений решения этих актуальных задач представляется разработка системы оперативного управления технологическим процессом добычи нефти, особенно эффективной в условиях недостатка информации о залежи, с возможностью оперативного управления закачкой и отбором жидкости.

Такие особенности технологического процесса добычи нефти, как отсутствие данных о ряде параметров пласта, нелинейность зависимостей между параметрами, неоднородность пласта существенно усложняет, а часто делает невозможным эффективное управление процессом добычи нефти. Поэтому для определения оптимальных управляющих воздействий на пласт требуется построение и использование модели участка нефтяного пласта.

С учетом результатов математического моделирования осуществляется прогнозирование и планирование добычи, оценка запасов, комплексная оптимизация пласта – выбор геолого-технологических мероприятий по управлению процессом и режимами разработки. В процессе накопления информации о пласте модель уточняется, обновляется и используется для управления процессом разработки. Такие модели называют постоянно действующими геолого-технологическими моделями (ПДГТМ). Согласно регламенту Минэнерго, принятому в 2000 г., использование ПДГТМ является обязательным при прогнозировании и планировании добычи на нефтяных месторождениях.

Создание и обновление ПДГТМ – задача сложная и требующая значительных временных и трудовых затрат, поэтому модели данного вида практически не используются для оперативного управления режимами работы скважинного оборудования. Альтернативным вариантом может быть использование автономных систем, работающих в режиме реального времени, основанных на постоянной регистрации и обработке информации, снимаемой со скважинного

оборудования. Реализация таких систем требует не только создания модели участка пласта для оперативного управления, но и соответствующих алгоритмов выбора оптимальных режимов работы скважинного оборудования.

Значительный вклад в создание и развитие теории фильтрационных моделей внесли С. Азиз, И. А. Чарный. Теория управления скважинными системами рассматривались в трудах А. П. Теплова, П. Д. Ляпкина, И. Т. Мищенко. Задачи управления разработкой нефтяных месторождений сформулированы как задачи оптимального управления в конце прошлого века В. М. Мееровым, Э. М. Халиловым, Б. И. Леви. В работах Ю. К. Шафранника, В. И. Грайфера, С. Н. Закирова современные подходы к решению задач управления процессом нефтедобычи связываются, в первую очередь, с процессами информатизации и интеллектуализации технологии нефтедобычи.

В большинстве случаев управление режимами работы скважин производится на основе технологических критериев: равенство объемов притока жидкости в пласт и интенсивности работы насосного оборудования, но не учитываются экономические критерии, такие как удельный расход электроэнергии на добычу кубометра нефти, величина межремонтного периода работы скважины (МРП) в зависимости от условий эксплуатации. Все это приводит к росту затрат электроэнергии и дополнительному износу оборудования.

Цель работы

Разработать автоматизированную систему оперативного управления процессом добычи нефти на основе динамической модели участка нефтяного пласта, включая структуру, алгоритмы и программное обеспечение. Оценить эффективность разработанной системы управления методом имитационного моделирования.

Задачи исследования

Для достижения поставленных целей требуется решить следующие задачи:

1. Разработать постоянно действующую динамическую модель участка нефтяного пласта с группой добывающих и нагнетательных скважин.

2. Разработать алгоритм идентификации геологических и гидродинамических параметров предложенной динамической модели участка нефтяного пласта.

3. Разработать алгоритм выбора оптимального дебита добывающей скважины и алгоритм управления процессом добычи нефти для группы скважин на основе разработанной динамической модели участка нефтяного пласта.

4. Разработать структуру и алгоритм работы автоматизированной системы управления добычей нефти на уровне технологического оборудования и процессов.

5. Провести моделирование работы автоматизированной системы управления процессом добычи нефти и оценить эффективность ее функционирования.

Методы решения

При решении поставленных в работе задач использовались методы теории вычислительной математики, математической физики и системного анализа, теория аппроксимации, теория графов, а также теория имитационного моделирования. Применялись программные продукты Microsoft Visual C++ 2005, Eclipse фирмы Shlumberger.

Основные научные результаты, выносимые на защиту:

1. Постоянно действующая динамическая модель участка нефтяного пласта с группой добывающих и нагнетательных скважин, адаптированная для оперативного управления процессом добычи нефти.

2. Алгоритм автоматической идентификации геологических и гидродинамических параметров динамической модели участка нефтяного пласта по данным истории разработки месторождения с использованием встроенного алгоритма оптимизации по критерию минимизации отклонения между модельными параметрами разработки и соответствующими им фактическими показателями.

3. Алгоритм выбора оптимального дебита отдельной добывающей скважины и управления процессом добычи нефти для группы скважин на основе разработанной постоянно действующей динамической модели взаимовлияния скважин.

4. Структура автоматизированной системы управления процессом добычи нефти, включающей локальную и групповую подсистемы управления и реализующей алгоритм их согласованного функционирования, в состав которой введены блок моделирования взаимовлияния скважин и блок оценки экономической эффективности.

5. Результаты экспериментальных исследований разработанной комплексной технологии моделирования и управления процессом добычи нефти на основе постоянно действующей динамической модели участка пласта, полученные путем имитационного моделирования.

Научная новизна результатов

1. Новизна разработанной постоянно действующей динамической модели участка нефтяного пласта с группой скважин заключается в том, что в однослойной сеточной модели неоднородность обводненности жидкости по вертикали моделируется в виде непрерывного распределения по высоте слоя, что позволяет учитывать различные коэффициенты подвижности для нефтяной и водной фазы, а также для зоны водонефтяного контакта и за счет этого повысить точность описания физических процессов, происходящих в пласте и одновременно уменьшить время расчета модели; динамическая модель участка пласта адекватно описывает взаимовлияние скважин и является основой комплексной технологии моделирования и управления процессом добычи нефти в реальном масштабе времени.

2. Новизна разработанного алгоритма автоматической идентификации параметров постоянно действующей динамической модели участка пласта за-

ключается в укрупнении карты проницаемости путем объединения ячеек модели в регионы с присвоением каждому региону обобщенного коэффициента проницаемости; задании основных параметров идентификации только в ячейках со скважинами с нахождением этих параметров для остальных ячеек путем интерполяции; использовании в качестве начальных значений идентифицируемых параметров значений, полученных в результате предыдущей идентификации, что в совокупности позволяет сократить время идентификации с одновременным обеспечением высокой степени адекватности модели.

3. Новизна алгоритма выбора оптимального дебита добывающей скважины и управления группой скважин заключается в реализации комплексной технологии моделирования и управления путем формирования управляющего воздействия на скважинное оборудование на основе периодической идентификации постоянно действующей модели участка пласта по мере поступления текущих промысловых данных и расчета оптимального дебита скважины в реальном масштабе времени с учетом как технологических ограничений, так и экономических затрат.

4. Новизна разработанной двухуровневой структуры системы управления обусловлена включением в ее состав программного блока – постоянно действующей динамической модели участка нефтяного пласта и блока оценки экономической эффективности, что обеспечивает совместное эффективное функционирование группового и локального уровней управления добычей нефти в реальном масштабе времени по технико-экономическим показателям.

5. Новизна разработанных программных средств определяется новизной предложенных алгоритмов и постоянно действующей динамической модели участка нефтяного пласта, совместное использование которых позволило обеспечить выполнение функций эффективного оперативного управления процессом добычи нефти в реальном масштабе времени на основе периодически обновляемых фактических промысловых данных.

Практическая ценность полученных результатов

Практическая ценность разработанной постоянно действующей динамической модели участка нефтяного пласта заключается в том, что расчет и идентификация параметров модели возможны в реальном масштабе времени без участия оператора на контроллере группы скважин, что позволяет внедрить данную модель в систему управления добычей нефти без значительных капитальных вложений.

Практическая ценность полученного алгоритма управления группой взаимодействующих скважин совместно с разработанной динамической моделью участка пласта позволяет производить управление режимами работы группы скважин в реальном масштабе времени с помощью контроллера группы скважин, что значительно повышает технико-экономическую эффективность добычи нефти.

Разработаны программные модули моделирования работы группы скважин (программа для ЭВМ № 2010613647 «Динамическая модель участка пла-

ста)), а также программный модуль визуализации данных и обмена данными с гидродинамическим симулятором (программа для ЭВМ № 2007612237 «Адаптация относительных фазовых проницаемостей»).

Результаты имитационного моделирования процесса функционирования системы управления процессом нефтедобычи на примере модели одного из реальных нефтяных Западной Сибири подтвердили адекватность разработанной динамической модели участка пласта и эффективность предложенных алгоритмов управления.

Апробация работы и публикации

Основные положения и результаты, полученные в работе, докладывались на следующих научно-технических конференциях:

- Девятая международная научно-техническая конференция «Computer Science and Information Technologies». Уфа, 2007.
- Международная научно-практическая конференция «Системный анализ в проектировании и управлении». СПб, 2007.
- Четвертая всероссийская зимняя школа-семинар аспирантов и молодых ученых, Уфа, 2009.
- Всероссийская молодежная научная конференция Мавлютовские чтения, Уфа, 2009.

Публикации

Основные результаты диссертационной работы представлены в 13 публикациях, в том числе – в 11 научных статьях (из них 5 – в рецензируемых журналах из списка ВАК), 6 – в сборниках материалов конференций, 2 свидетельства Роспатента об официальной регистрации программ для ЭВМ.

Структура работы

Диссертационная работа изложена на 154 страницах машинописного текста и включает введение, четыре главы основного материала, заключение; рисунки на 58 страницах; библиографический список из 121 наименования на 12 страницах и приложения на 40 страницах.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обосновывается актуальность темы исследований, формулируется цель работы и задачи исследований, обсуждается новизна и практическая значимость выносимых на защиту результатов работы.

В первой главе выявлена актуальность создания и внедрения системы управления технологическим процессом добычи нефти для группы гидродинамически взаимосвязанных скважин.

Указаны основные направления автоматизации нефтедобычи начиная с технологического (нижнего) уровня и заканчивая управленческим (верхним).

Важным инструментом в процессе выбора стратегий управления процессом добычи нефти является моделирование процессов разработки нефтяных месторождений, что позволяет избежать трудностей, связанных с недостаточными объемами промысловых исследований.

Создание системы и методов оперативного управления разработкой нефтяных месторождений на основе постоянно обновляемых моделей локальных участков нефтяного пласта определили цель и задачи исследований диссертации.

Во второй главе определен объект управления и отсутствующие в известных системах управления процессом нефтедобычи звенья.

Проанализированы существующие модели нефтяных пластов с точки зрения возможности их применения для целей оперативного управления процессом разработки и выявлены их недостатки. Так, например, постоянно действующие геолого-технологические модели не могут быть применены для целей оперативного управления, поскольку процесс создания таких моделей требует намного больше времени, чем частота ввода обновленных данных, а также требуются значительные вычислительные ресурсы и трудозатраты. Известные упрощенные модели взаимовлияния скважин на основе нейронных сетей, передаточных функций, матриц взаимовлияния скважин также не подходят для оперативного управления, поскольку не воспроизводят работу нагнетательных скважин и некорректно воспроизводят неустановившиеся режимы работы скважин, а также имеют ряд других недостатков.

Сформулированы требования, предъявляемые к модели участка нефтяного пласта:

- Воспроизведение неустановившихся режимов работы скважин.
- Учет работы как добывающих, так и нагнетательных скважин.
- Воспроизведение совместного движения водной и нефтяной фаз в пласте.
- Высокая скорость идентификации параметров модели для обеспечения возможности оперативного управления процессом добычи нефти на основе модели.

Модель участка нефтяного пласта создается на основе следующих законов, описывающих движение жидкости в процессе разработки месторождения:

1. Эмпирический закон Дарси: скорость движения жидкости в пласте пропорциональна градиенту давления.
2. Формула Дюпюи, связывающая величину притока жидкости к скважине и забойное давление.
3. Уравнение материального баланса для каждой фазы жидкости.

Аналитически решить дифференциальные уравнения движения жидкости не представляется возможным. Поэтому производные заменены на конечные разности, а сам пласт разбит на ячейки (рисунок 1).

Разность плотностей нефти и воды приводит к тому, что нефтенасыщенность на каждом участке пласта распределена неравномерно по вертикали. В общем случае существует нефтенасыщенная область в верхней части пласта и водонасыщенная область в нижней части пласта (рисунок 2). Пограничная поверхность в переходной зоне нефтяной залежи, ниже которой подвижность нефти равна нулю, а выше – подвижность воды равна нулю – называется водо-нефтяным контактом (ВНК).

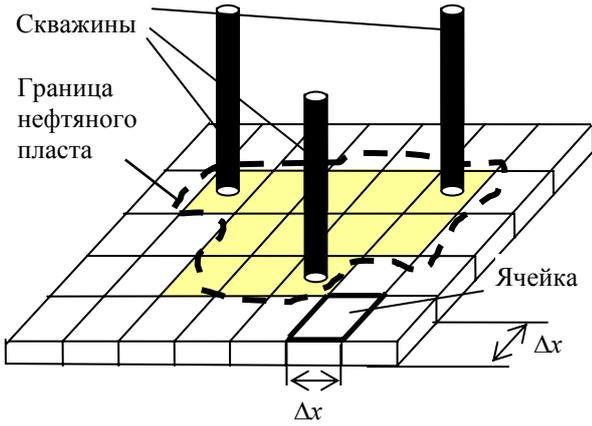


Рисунок 1 – Схема разбиения области пласта со сложной конфигурацией на конечно-разностные ячейки

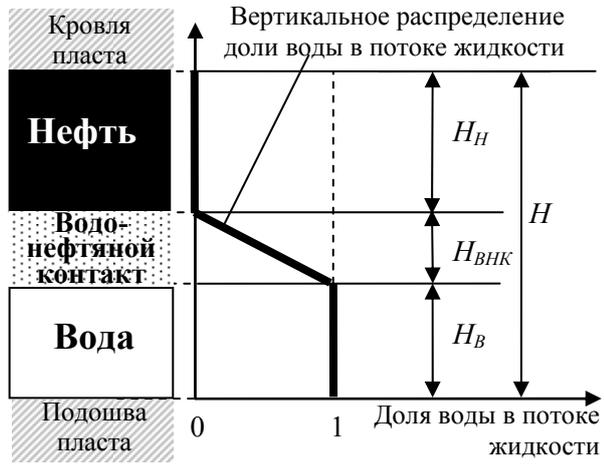


Рисунок 2 – Вертикальное распределение подвижности нефтяной и водной фаз в пласте: $H_{ВНК}$ – толщина зоны водонефтяного контакта; H_B – толщина водной зоны; H_N – толщина нефтяной зоны; H – толщина пласта

Сформулированы уравнения переноса каждой фазы жидкости для ячейки модели участка пласта:

$$\begin{aligned}
 \Delta M_{ВВi,j} &= -[(P_{i,j}-P_{i,j-1})k_{i,j-1/2} H_{вi,j-1/2} \rho_{в}(P_{i,j-1/2}) + (P_{i,j}-P_{i,j+1})k_{i,j+1/2} H_{вi,j+1/2} \rho_{в}(P_{i,j+1/2}) + \\
 &+ (P_{i,j}-P_{i-1,j})k_{i-1/2,j} H_{вi-1/2,j} \rho_{в}(P_{i-1/2,j}) + (P_{i,j}-P_{i+1,j})k_{i+1/2,j} H_{вi+1/2,j} \rho_{в}(P_{i+1/2,j})] \times \\
 &\times \phi X KRW \tau, \\
 \Delta M_{ВВНКi,j} &= -0,5[(P_{i,j}-P_{i,j-1})k_{i,j-1/2} H_{внкi,j-1/2} \rho_{в}(P_{i,j-1/2}) + (P_{i,j}-P_{i,j+1})k_{i,j+1/2} H_{внкi,j+1/2} \times \\
 &\times \rho_{в}(P_{i,j+1/2}) + (P_{i,j}-P_{i-1,j})k_{i-1/2,j} H_{внкi-1/2,j} \rho_{в}(P_{i-1/2,j}) + (P_{i,j}-P_{i+1,j})k_{i+1/2,j} \times \\
 &\times H_{внкi+1/2,j} \rho_{в}(P_{i+1/2,j})] \phi X KRW_{WNK} \tau, \\
 \Delta M_{ННi,j} &= -[(P_{i,j}-P_{i,j-1})k_{i,j-1/2} H_{нi,j-1/2} \rho_{н}(P_{i,j-1/2}) + (P_{i,j}-P_{i,j+1})k_{i,j+1/2} H_{нi,j+1/2} \rho_{н}(P_{i,j+1/2}) + \\
 &+ (P_{i,j}-P_{i-1,j})k_{i-1/2,j} H_{нi-1/2,j} \rho_{н}(P_{i-1/2,j}) + (P_{i,j}-P_{i+1,j})k_{i+1/2,j} H_{нi+1/2,j} \rho_{н}(P_{i+1/2,j})] \times \\
 &\times \phi X KRO \tau, \\
 \Delta M_{НВНКi,j} &= -0,5[(P_{i,j}-P_{i,j-1})k_{i,j-1/2} H_{внкi,j-1/2} \rho_{в}(P_{i,j-1/2}) + (P_{i,j}-P_{i,j+1})k_{i,j+1/2} \times \\
 &\times H_{внкi,j+1/2} \rho_{н}(P_{i,j+1/2}) + (P_{i,j}-P_{i-1,j})k_{i-1/2,j} H_{внкi-1/2,j} \rho_{н}(P_{i-1/2,j}) + (P_{i,j}-P_{i+1,j}) \times \\
 &\times k_{i+1/2,j} H_{внкi+1/2,j} \rho_{н}(P_{i+1/2,j})] \phi X KRW_{WNK} \tau, \\
 Q_B &= Q_{Ж} (KRW H_{в} + 0,5 KRW_{WNK} H_{внк}) / (KRW H_{в} + 0,5 KRW_{WNK} H_{внк} + \\
 &+ KRO H_{н} + 0,5 KRW_{WNK} H_{внк}), \\
 Q_H &= Q_{Ж} (KRO H_{н} + 0,5 KRO_{WNK} H_{внк}) / (KRW H_{в} + 0,5 KRW_{WNK} H_{внк} + \\
 &+ KRO H_{н} + 0,5 KRW_{WNK} H_{внк}).
 \end{aligned} \tag{1}$$

где $\Delta M_{ВВНК}$ – масса воды, поступившая в ячейку в зоне ВНК; $\Delta M_{НВНК}$ – масса нефти, поступившая в ячейку в зоне ВНК; $\Delta M_{ВВ}$ – масса воды, поступившая в ячейку в водной зоне; $\Delta M_{НН}$ – масса нефти, поступившая в ячейку в нефтяной зоне; $Q_{Ж}$ – дебит жидкости скважины в ячейке; Q_H – дебит нефти скважины в ячейке; Q_B – дебит воды скважины в ячейке; KRW_{WNK} – коэффициент подвижности воды в зоне ВНК; KRO_{WNK} – коэффициент подвижности нефти в зоне ВНК; KRW – коэффициент подвижности воды в водной зоне; KRO – коэффициент подвижности нефти в нефтяной зоне; P – давление жидкости в ячейке; k – проницаемость; ϕ – пористость; τ – величина временного шага; $\rho_{в}(P)$, $\rho_{н}(P)$ – зависимость плотности воды и нефти от давления.

Общее изменение массы жидкости в ячейке рассчитывается по следующей формуле:

$$\Delta M_{\text{ОБЩ}} = \Delta M_{\text{ВВ}} + \Delta M_{\text{НН}} + \Delta M_{\text{ВВНК}} + \Delta M_{\text{НВНК}} - Q_{\text{Н}} \rho_{\text{н}}(P) \tau - Q_{\text{В}} \rho_{\text{В}}(P) \tau \quad (2)$$

На основании данных об изменении массы жидкости рассчитывается масса жидкости в каждой ячейке на следующем временном слое и давление посредством решения квадратного уравнения для каждой ячейки модели.

В качестве начальных условий в модели задаются: начальное пластовое давление P_0 ; начальная масштабированная водонасыщенность жидкости на каждой скважине.

Ввиду высокой степени неопределенности информации о свойствах нефтяного пласта и насыщающих его флюидов для использования разработанной модели необходима предварительная идентификация ее параметров.

Задача идентификации параметров нефтяного пласта на основе данных о фактической эксплуатации скважин относится к классу обратных задач. По известным показателям работы скважин (величины отборов воды и нефти из скважин и забойные давления) требуется определить параметры нефтяного пласта, имеющие наибольшую неопределенность: начальное пластовое давление (P_0); карта значений проницаемости пористой среды (k); карта значений начальной водонасыщенности (C_m); карта толщин нефтяного пласта (H); характеристики призабойной зоны скважин; подвижность нефти и воды (KRW , KRO , KRW_WNK , KRO_WNK); параметры граничных зон модели участка пласта.

С целью уменьшения времени идентификации параметров модели такие параметры пласта как начальная водонасыщенность и толщина пласта задаются только в тех ячейках, где расположены скважины. В межскважинном пространстве значения вычисляются посредством интерполяции.

Следует отметить, что при идентификации параметров модели учитывается изменение коэффициента продуктивности скважины в результате проведения геолого-технических мероприятий или засорения призабойной зоны скважины.

Карта проницаемости разбивается на регионы, соответствующие призабойным зонам скважин и областям взаимовлияния скважин (рисунки 3, 4).

Параметр качества модели, подлежащий минимизации, представляет собой сумму отклонений между фактическими и расчетными значениями забойных давлений, дебитов воды и нефти:

$$F = \sum_{t=1}^T \left(\sum_{i=1}^m \left[(P_{i,t} - P'_{i,t})^2 + K \cdot (Q_{\text{в},i,t} - Q_{\text{в}}'_{i,t})^2 + K \cdot (Q_{\text{н},i,t} - Q_{\text{н}}'_{i,t})^2 \right] \right) \quad (3)$$

где $Q_{\text{в},i,t}$, $Q_{\text{в}}'_{i,t}$, $Q_{\text{н},i,t}$, $Q_{\text{н}}'_{i,t}$ – соответственно исторические и модельные значения дебитов воды и нефти для i -й скважины на t -м временном шаге; $P_{i,t}$, $P'_{i,t}$ – исторические и модельные значения величин забойных давлений для i -той скважины на t -м временном шаге; K – весовой показатель; m – количество скважин.

Задача идентификации решается в оптимизационной постановке с использованием метода покоординатного спуска для минимизации функционала (рисунок 5). Аргументами для вычисления значения целевой функции служат

те параметры пласта, которые подвергаются корректировке в процессе идентификации модели.



Рисунок 3 – Блок-схема алгоритма разбиения карты проницаемости на регионы: L – расстояние между ячейками

4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
4	4	4	4	4	1	4	9	9	9	4	4	4	4	4
4	4	4	5	1	1	1	9	9	9	9	4	4	4	4
4	4	5	5	5	1	5	9	9	9	9	9	4	4	4
4	4	5	5	5	5	5	9	9	9	9	9	9	4	4
4	5	5	5	5	5	5	9	9	9	9	9	9	9	4
4	5	0	5	5	5	6	9	9	9	9	9	9	9	4
4	0	0	0	5	6	6	6	9	9	9	9	9	9	4
4	4	0	6	6	6	6	6	6	6	6	9	9	9	4
4	4	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	2	4
4	4	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	2	2	4
4	4	4	6	6	6	6	6	6	6	6	6	2	4	4
4	4	4	4	4	6	6	6	6	6	6	6	4	4	4
4	4	4	4	4	4	4	4	6	6	4	4	4	4	4
4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4

Рисунок 4 – Пример разбиения участка пласта на регионы взаимовлияния скважин



Рисунок 5 – Схема работы алгоритма идентификации параметров модели участка пласта: ρ_v – плотность воды; ρ_n – плотность нефти; $сж_v$ – коэффициент сжимаемости воды; $сж_n$ – коэффициент сжимаемости нефти; $Qж$ – дебит жидкости; ϕ – пористость; k – проницаемость; H – толщина пласта; $H_{ВНК}$ – толщина водонефтяного контакта

В третьей главе проводится синтез алгоритмов локального и группового управления, а также алгоритма совместной работы локальной и групповой подсистем управления.

Выявлено, что эффективность функционирования нефтедобывающего предприятия во многом определяется рациональным выбором способа эксплуатации и установлением оптимального режима работы отдельно взятой скважины. Неправильный выбор режима работы скважины ведет к уменьшению величины межремонтного периода (МРП), значительному увеличению удельных затрат на электроэнергию, и, как следствие, значительно увеличивает удельные затраты на добычу одного кубического метра нефти.

Предложено производить выбор оптимального дебита нефти скважины на основе технико-экономических показателей посредством максимизации при-

были (минимизации удельных расходов) от добычи нефти скважиной с учетом технологических ограничений.

В работе рассмотрены основные виды расходов, возникающие в процессе добычи. Выявлено, что наибольшее влияние на величину удельных затрат при изменении дебита скважины оказывают изменение затрат на электроэнергию и изменение МРП скважины.

Найдена зависимость величины удельных затрат на добычу нефти от дебита нефти скважины (рисунок 6):

$$Z_n(Q_n) = \left(\left(\frac{[(H_{заб} - P_{заб}) / (\rho_{ж} g)] Q_n / (1-c) \rho_{ж} пов g}{KЭР(Q_n, \dots)} TarЭЭ + \right. \right. \\ \left. \left. + Q_n / (1-c) Kl_{затр} \right) K_{экспл} + P_{пост} + C_{рем} K_{прот} \right) / Q_n \quad (4)$$

где $H_{заб}$ – глубина забоя скважины (по вертикали); $P_{заб}$ – забойное давление в скважине; c – объемная обводненность жидкости; $\rho_{ж}$ – средняя плотность жидкости в скважине; $\rho_{ж\ пов}$ – плотность жидкости в поверхностных условиях; g – ускорение свободного падения; $KЭР(Q_n, \dots)$ – коэффициент эффективности работы насоса; $TarЭЭ$ – тариф на потребление электроэнергии; $K_{экспл}$ – отношение времени работы скважины к общему рассматриваемому времени, включающему периоды ремонтов; $K_{прот}$ – отношение времени ремонта скважины к общему рассматриваемому времени; $Kl_{затр}$ – удельные затраты на добычу одного кубического метра жидкости; $P_{пост}$ – постоянные ежедневные затраты на обслуживание скважины; $C_{рем}$ – средняя стоимость одного дня ремонта скважины.

Здесь величина $KЭР$ равна отношению полезной выполненной работы по подъему жидкости из пласта к затраченной электроэнергии и зависит от дебита нефти, высоты подъема и свойств жидкости; $K_{экспл} = MPП / (T_{рем} + MPП)$, $K_{прот} = T_{рем} / (T_{рем} + MPП)$, где $T_{рем}$ – среднее время ремонта скважины, сутки; $MPП$ – величина межремонтного периода работы скважины.

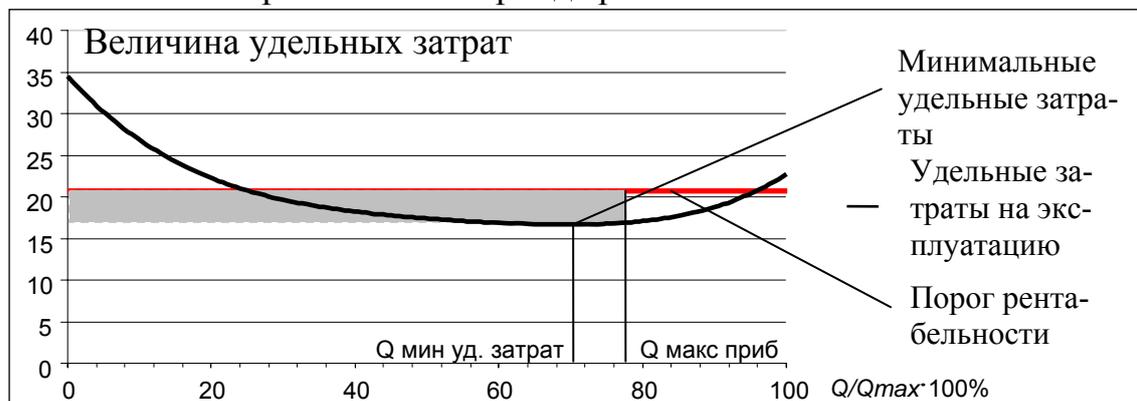


Рисунок 6 – Зависимость удельных затрат на добычу одного кубометра нефти от дебита нефти скважины

Величина МРП скважины рассчитывается с помощью регрессионного уравнения:

$$MPП = k_0 + k_1 c + k_2 H_{нас} + k_3 (H_{нас} - H_{дин}) + k_4 Z + k_5 dZ_{10} + k_6 Q_n + k_7 Q_{ф}, \quad (5)$$

где c – обводненность, %; $H_{нас}$ – глубина подвески насоса, м; $H_{дин}$ – динамический уровень, м; Z – зенитный угол в интервале подвески, градус; dZ_{10} – искривление ствола в интервале подвески, градус/10м; Q_n – подача насоса номинальная, м³/сут; $Q_{ф}$ – дебит скважины фактический, м³/сут; $k_0 - k_7$ – коэффици-

енты регрессии (вычисляются на основе данных о предыдущих ремонтах скважин и режимах их работы).

Найдена зависимость удельных затрат на добычу нефти от дебита нефти в режиме кратковременной эксплуатации скважины (КЭС). Выбор оптимального режима работы скважины в режиме КЭС определяется путем подбора дебита жидкости скважины и соотношения между временем работы скважины и временем восстановления ее динамического уровня.

Произведен расчет затрат на эксплуатацию нагнетательной скважины.

Сформулированы технологические ограничения, действующие при управлении режимами работы добывающей и нагнетательной скважины.

Сформулирован критерий выбора оптимальных управляющих воздействий в групповой подсистеме управления: максимизация прибыли от добычи нефти (Z):

$$Z(\bar{Q}_Ж) = Pз \cdot \sum_{i=1}^n Q_{ni} - \sum_{i=1}^n (Q_{ni} \cdot Z_{ni}(Q_{ni})) - \sum_{j=1}^m Z_{общие_нагн}, \quad i=1, n \quad j=1, m, \quad (6)$$

где $Pз$ – порог рентабельности добычи; $Z_{общие_нагн}$ – затраты на обеспечение работы нагнетательной скважины в зависимости от объема нагнетания жидкости и давления нагнетания; n, m – количество добывающих и нагнетательных скважин на участке пласта соответственно.

Сформулированы ограничения для работы групповой подсистемы управления:

1. С целью поддержания величины пластового давления на постоянном уровне необходимо производить регулирование отношения объемов добычи и закачки жидкости с учетом объемов закачки и извлечения жидкости на предыдущих этапах разработки:

$$\sum_{t=t_0}^{t_n} \sum_{i=1}^n (q_{добжi,t}) / \sum_{t=t_0}^{t_n} \sum_{j=1}^m (q_{нагнжj,t}) = k_{ППД}, \quad i=1, n; \quad j=1, m, \quad (7)$$

где t_n – порядковый номер текущего временного периода; t_0 – номер первого рассматриваемого временного периода; $q_{добж i}$ – объем добываемой жидкости i -й скважиной из пласта, m^3 ; $q_{нагнж j}$ – объем закачиваемой в пласт жидкости j -й нагнетательной скважиной; $k_{ППД}$ – соотношение между объемами добываемой и закачиваемой жидкости.

2. Объемы добытой группой скважин нефти должны быть не меньше соответствующих плановых показателей разработки:

$$\sum_{i=1}^n \sum_{k=1}^{Kв} q_{ni,k} > Kв \cdot q_{нплан_привед}, \quad (8)$$

где $Kв$ – количество рассматриваемых периодов; $q_{ni,k}$ – дебит нефти i -й скважины на k -м фактическом периоде.

3. В процессе выбора оптимальных управляющих воздействий требуется учет максимальных пропускных способностей основных технологических установок и наземной инфраструктуры: скважины с соответствующим оборудованием, сепарационные установки, дожимные насосные станции, внутрипромысловые нефтепроводы. Сети наземной инфраструктуры удобно описывать с помощью ориентированных графов. Путем сравнения графов, полученных на

основе фактических данных об инфраструктуре, и предлагаемых режимов работы, определяется возможность использования рассматриваемого варианта.

Учет вышеописанных ограничений при выборе оптимальных управляющих воздействий осуществляется посредством использования штрафных функций (9):

$$Z(\bar{Q}_{жс}) = P_3 \cdot \sum_{i=1}^n Q_{ni} - \sum_{i=1}^n (Q_{ni} \cdot Z_{ni}(Q_{ni})) - Z_{назгн} - P_1(\bar{Q}_{жс}) - P_2(\bar{Q}_{жс}) - P_3(\bar{Q}_{жс}); i=1, n \quad j=1, m, \quad (9)$$

где $P_1(\bar{Q}_{жс})$, $P_2(\bar{Q}_{жс})$, $P_3(\bar{Q}_{жс})$ – штрафные функции, учитывающие соответствие объемов добычи и закачки жидкости, фактических показателей разработки плановым показателям, выбранного варианта разработки ограничениям существующей наземной инфраструктуры.

Разработана структурная схема системы управления (рисунок 7), реализующая комплексную технологию моделирования и управления процессом

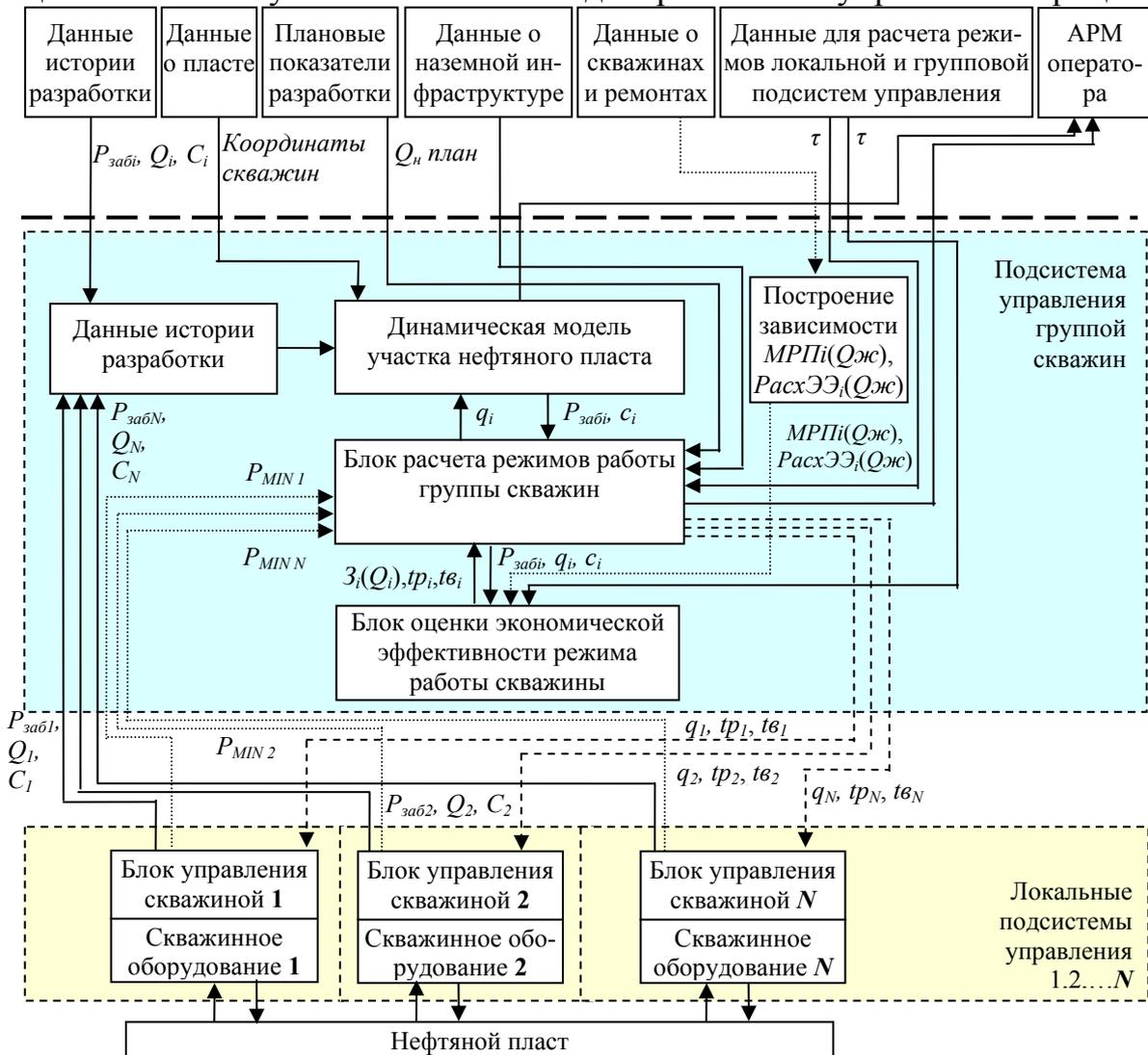


Рисунок 7 – Структурная схема системы автоматизированного управления группой скважин: $P_{заб_i}$ – забойное давление i -й скважины; Q_i – фактический дебит жидкости i -й скважины; C_i – обводненность i -й скважины; c_i – расчетная обводненность i -й скважины; $Q_{план}$ – плановые показатели добычи нефти; P_{iMIN} – минимальное забойное давление, при котором насос заполняется полностью; q_i – расчетный дебит жидкости i -й скважины; tp_i – время работы i -й скважины; tv_i – время восстановления i -й скважины; $MPi(Qж)$ – зависимость величины межремонтного периода i -й скважины от дебита; $РасхЭЭ_i(Qж)$ – зависимость расхода электроэнергии i -й скважины от дебита жидкости скважины

добычи нефти для группы скважин путем формирования управляющего воздействия на скважинное оборудование на основе периодической идентификации постоянно действующей модели участка пласта по мере поступления текущих промысловых данных и расчета оптимального дебита скважины в реальном масштабе времени с учетом как технологических ограничений, так и экономических затрат.

В четвертой главе проводится апробация алгоритма идентификации предложенной модели участка нефтяного пласта, а также имитационное моделирование предложенного алгоритма функционирования подсистем локального и группового управления. Для исследования процесса управления использована гидродинамическая модель одного из реальных месторождений Западной Сибири на базе программного комплекса гидродинамического моделирования Eclipse компании Schumberger.

Для идентификации параметров модели выбран участок нефтяного пласта, содержащий семь гидродинамически связанных между собой скважин. Идентифицируемая модель содержит 625 ячеек. Величина временного шага моделирования – 3 дня. В таблице 1 и на рисунке 8 представлены результаты сравнения расчетных и фактических параметров разработки.

Таблица 1 – Результаты идентификации параметров модели участка пласта по данным истории разработки

Номер скважины	4210	4211	4216	5069	5071	1111	2222
Режим работы скважины (на 01.01.2006)	добыча	добыча	добыча	отключена	добыча	нагнетание	нагнетание
Накопленная добыча нефти (факт), куб.м.	86189	73694	4312	19520	21659	-	-
Накопленная добыча нефти (модель), куб.м.	86461	73864	4314	19524	21742	-	-
Накопленная добыча нефти (отклон.), куб.м.	-272	-170	-2	-4	-82	-	-
Среднее забойное давление (факт), атм.	235,72	231,11	205,34	240,99	215,88	256,19	268,94
Среднее забойное давление (модель), атм.	235,71	231,13	205,42	241,04	216,00	256,23	268,95
Среднее забойное давление (отклонен.), атм.	0,01	0,03	0,08	0,05	0,12	0,04	0,01
Среднеквадратичное отклонение фактического забойного давления от модельного, атм.	1,31	1,11	3,21	2,11	1,20	1,41	3,02

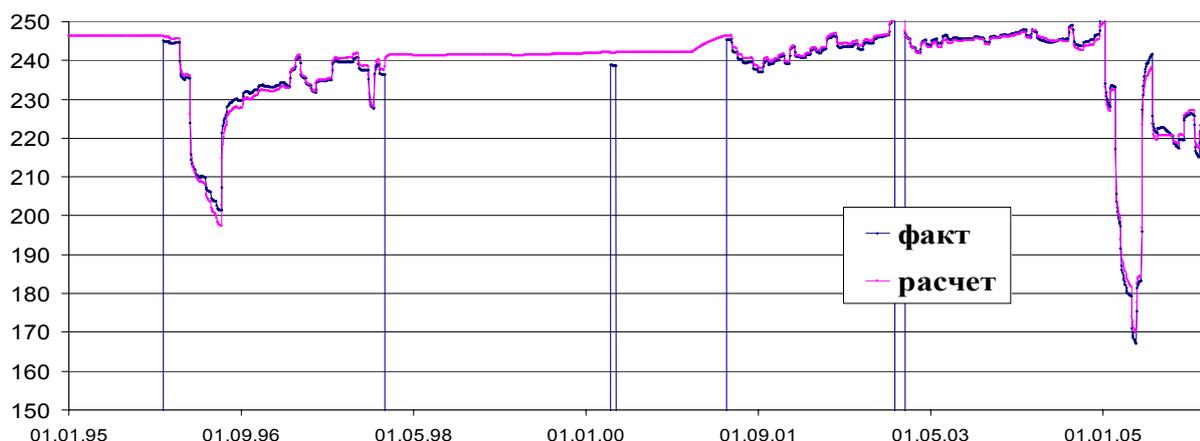


Рисунок 8 – Динамика забойных давлений скважины 4211, атм. (факт – расчет)

Проведено прогнозное имитационное моделирование разработки участка пласта при разных условиях: без управления, с управлением при совместной

работе локальной и групповой подсистем управления, с управлением без учета групповых ограничений и взаимовлияния скважин (рисунок 9).

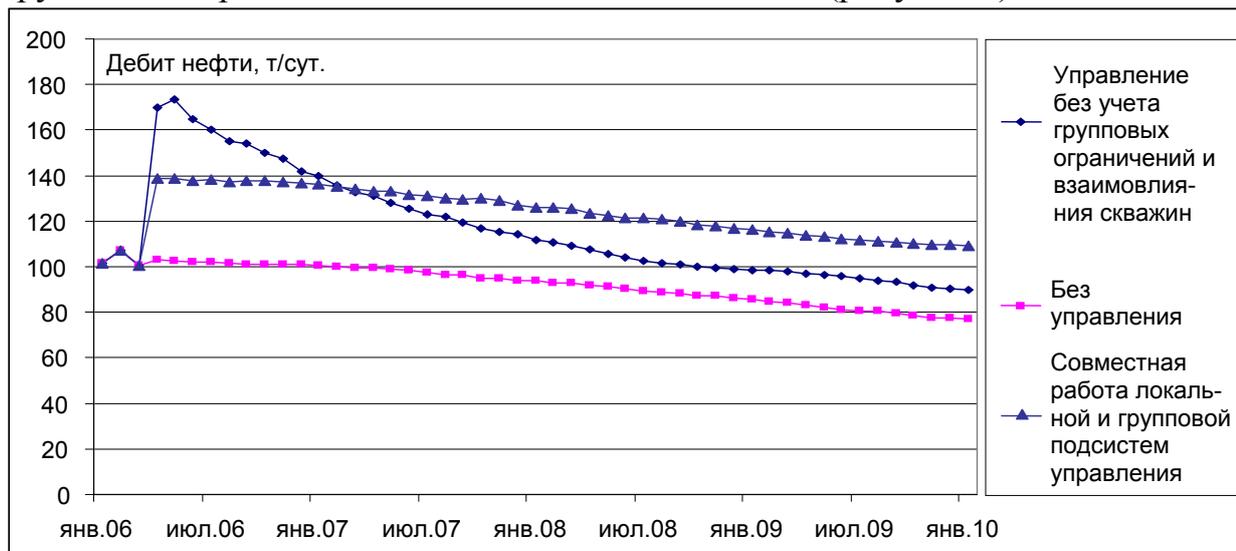


Рисунок 9 – Графики накопленной добычи нефти

По прогнозным расчетам до 2010 года на имитационной модели управление при совместной работе локальной и групповой подсистем позволило повысить суммарную добычу нефти на 33,3 % и снизить удельную себестоимость добычи на 5 %; управление режимами работы скважин без учета групповых ограничений и взаимовлияния скважин – на 26,3 % и 3 % соответственно.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ

Разработана постоянно действующая динамическая модель участка нефтяного пласта с группой скважин, учитывающая в однослойной сеточной модели неоднородность обводненности жидкости по вертикали в виде непрерывного распределения по высоте слоя, что позволяет учитывать различные коэффициенты подвижности для нефтяной и водной фазы, а также для зоны водонефтяного контакта и за счет этого повысить точность описания физических процессов, происходящих в пласте и одновременно уменьшить время расчета модели; модель адекватно описывает взаимовлияние скважин и является основой комплексной технологии моделирования и управления процессом добычи нефти в реальном масштабе времени.

Разработан алгоритм автоматической идентификации параметров постоянно действующей динамической модели участка пласта, заключающийся в укрупнении карты проницаемости путем объединения ячеек модели в регионы с присвоением каждому региону обобщенного коэффициента проницаемости; задании основных параметров идентификации только в ячейках со скважинами с нахождением этих параметров для остальных ячеек путем интерполяции; использовании в качестве начальных значений идентифицируемых параметров результатов предыдущей идентификации, что в совокупности позволяет сократить время идентификации с одновременным обеспечением высокой степени адекватности модели. Среднеквадратичное отклонение модельных забойных давлений от фактических составило (0,5–1,5) %. Отклонение модельных накопленных показателей добычи нефти от фактических не превышает 0,25 %.

Разработан алгоритм выбора оптимального дебита добывающей скважины в режиме непрерывной и кратковременной эксплуатации, а также алгоритм управления группой скважин, который заключается в реализации комплексной технологии моделирования и управления путем формирования управляющего воздействия на скважинное оборудование на основе периодической идентификации постоянно действующей модели участка пласта по мере поступления текущих промысловых данных и расчета оптимального дебита скважины в реальном масштабе времени с учетом как технологических ограничений, так и экономических затрат. Реализация предложенных алгоритмов позволила повысить суммарную добычу нефти на 33,3 % и уменьшить удельные затраты на добычу нефти на 5 %.

Разработана двухуровневая структура системы управления, включающей модуль постоянно действующей динамической модели участка нефтяного пласта и реализующей алгоритм координированного управления группой скважин в реальном масштабе времени для перераспределения текущей добычи между скважинами с целью получения максимальной прибыли с учетом технологических ограничений, например, максимальных пропускных способностей наземной инфраструктуры.

Разработаны программные средства, реализующие алгоритмы управления и постоянно действующую динамическую модель участка нефтяного пласта, совместное использование которых позволило обеспечить выполнение функций эффективного управления процессом добычи нефти в реальном масштабе времени с использованием периодически обновляемых промысловых данных. Глубокая интеграция модели участка нефтяного пласта, модуля идентификации параметров модели и модуля выбора оптимальных управляющих воздействий на пласт позволили увеличить общее быстродействие автоматизированной системы управления и снизить аппаратные требования к контроллеру группы скважин. Разработана программа АРМ технолога с инструкцией по работе пользователя. Проанализирована техническая и экономическая эффективность использования предлагаемой автоматизированной системы управления. Приrost прибыли за расчетный период (4 года) составляет 18 468 тыс. руб.

ОСНОВНЫЕ ПУБЛИКАЦИИ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

В рецензируемых журналах из списка ВАК

1. Определение свойств пласта коллектора с использованием нейронных сетей / Б. Г. Ильясов, К. Ф. Тагирова, А. П. Ефремов, Е. Ф. Мезенцев // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2008. № 6. С. 8–11.

2. Оптимальное управление режимами работы группы нефтяных скважин на основе упрощенной модели участка пласта / М. Б. Гузаиров, Б. Г. Ильясов, К. Ф. Тагирова, А. Р. Ганеев, Е. Ф. Мезенцев, А. В. Додулад // Мехатроника, автоматизация, управление. 2008. № 12. С. 27–30.

3. Оптимизация работы группы скважин на основе динамической модели взаимовлияния / К. Ф. Тагирова, Е. Ф. Мезенцев, А. П. Ефремов // Автоматиза-

ция, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. М. : ВНИИОЭНГ, 2009. № 5. С. 24–29.

4. Разработка модели фильтрации двухфазной жидкости для оперативного управления технологическим процессом добычи нефти / Е. Ф. Мезенцев // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2010. № 3. С. 34–40.

5. Оптимизация режимов работы группы скважин на основе модели взаимовлияния скважин / Е. Ф. Мезенцев, К. Ф. Тагирова // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2010. № 5. С. 22–26.

В других изданиях

6. Автоматизированная адаптация гидродинамической модели нефтяного месторождения с помощью относительных фазовых проницаемостей / К. Ф. Тагирова, Е. Ф. Мезенцев, И. К. Мешков // Тр. 9-й междунар. конф. CSIT'2007. Уфа : УГАТУ, 2007. Т. 2. С. 186–188. (Статья на англ. яз.)

7. Автоматизированная система адаптации гидродинамической модели нефтяного месторождения с помощью относительных фазовых проницаемостей / Е. Ф. Мезенцев // Системный анализ в проектировании и управлении: Сб. науч. тр. междунар. науч.-практ. конф. 2007. СПб. : СПбГПУ, 2007 С. 112–114.

8. Свид. об офиц. рег. программы для ЭВМ № 2007612237. Адаптация относительных фазовых проницаемостей/ Е. Ф. Мезенцев М. : Роспатент, 2007.

9. Динамическая модель взаимовлияния группы скважин / Е. Ф. Мезенцев // Актуальные проблемы науки и техники: сб. науч. тр.: 4-я всеросс. зимн. шк.-сем. аспирантов и молодых ученых. Уфа : УГАТУ, 2009. С. 361–365.

10. Проектирование оптимальной структуры сети внутривнепромысловых трубопроводов / Е. Ф. Мезенцев, З. Г. Гимазтдинова // Мавлютовские чтения : Всеросс. Молодежн. науч. конф. Уфа : УГАТУ, 2009. Т. II С. 79–81.

11. Оптимизация работы группы скважин на основе динамической модели взаимовлияния / С. Т. Кусимов, Б. Г. Ильясов, К. Ф. Тагирова, А. Р. Ганеев, Е. Ф. Мезенцев // Инновации, проблемы машиноведения, процессов управления и критических технологий в машиностроении Республики Башкортостан : сб. науч. тр. Уфа : Гилем, 2010. С. 152–162.

12. Автоматизированная система поддержки принятия решений по формированию комплекса геолого-технических мероприятий на нефтяных скважинах / С. Т. Кусимов, Б. Г. Ильясов, К. Ф. Тагирова, Р. А. Бадамшин, Е. Ф. Мезенцев, З. Г. Гимазтдинова // Инновации, проблемы машиноведения, процессов управления и критических технологий в машиностроении Республики Башкортостан : сб. науч. тр. Уфа : Гилем, 2010. С. 174–184.

13. Свид. об офиц. рег. программы для ЭВМ № 2010613647. Динамическая модель нефтяного пласта / Е. Ф. Мезенцев, К. Ф. Тагирова М. : Роспатент, 2010.

МЕЗЕНЦЕВ Евгений Федорович

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ПРОЦЕССОМ ДОБЫЧИ НЕФТИ
НА ОСНОВЕ ДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ
УЧАСТКА НЕФТЯНОГО ПЛАСТА

Специальность 05.13.06
Автоматизация и управление
технологическими процессами и производствами
(в промышленности)

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Подписано к печати 07.10.2010. Формат 60x84 1/16.
Бумага офсетная. Печать плоская. Гарнитура Таймс.
Усл. печ. л. 1,0. Усл. кр. – отт. 1,0. Уч.-изд. л. 0,9.
Тираж 100 экз. Заказ № 413.
ГОУ ВПО Уфимский государственный авиационный
технический университет
Центр оперативной полиграфии
450000, Уфа-центр, ул. К. Маркса, 12