

МИХЕЕВ Павел Сергеевич

**АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА
ПОДДЕРЖКИ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЯ О ВЫБОРЕ ПАРАМЕТРОВ
ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ НА ОСНОВЕ ГИДРО-
ДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ**

Специальность 05.13.01

Системный анализ, управление и обработка информации

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени

кандидата технических наук

Уфа 2006

Работа выполнена на кафедре технической кибернетики
в Уфимском государственном авиационном техническом университете

Научный руководитель канд. техн. наук, доц.

ТАГИРОВА Клара Фоатовна

Официальные оппоненты д-р физ.-мат. наук, проф.

БАХТИЗИН Рамиль Назифович

канд. техн. наук, доцент

НУГАЕВ Ильдар Фидаилевич

Ведущая организация **ЗАО «УфаНИПИнефть»**

Защита диссертации состоится «10» ноября 2006 г. в 10 часов

на заседании диссертационного совета Д 212.288.03

Уфимского государственного авиационного технического университета

по адресу: 450000, Уфа-центр, ул. К.Маркса, 12, УГАТУ

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке университета

Автореферат разослан « 2 » октября 2006 г.

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

Миронов В.В.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы

В процессе развития энергетики, транспорта и химической промышленности возрастают потребности в увеличении объемов добычи нефти, что осложняется трудноизвлекаемыми природными ресурсами, так как процесс добычи нефти постепенно приводит к увеличению среди разрабатываемых залежей трудноизвлекаемых запасов, что неизбежно ведет к необходимости внедрения новых технологий по интенсификации добычи нефти для сохранения и увеличения уровней добычи нефти.

Для увеличения коэффициента извлечения нефти из нефтяных месторождений производят различные воздействия на пласт. Эти воздействия на нефтяной пласт являются основным инструментом и называются геолого-техническими мероприятиями (ГТМ). Выбор параметров геолого-технических мероприятий является ответственным этапом процесса воздействия на нефтяные пласты, так как от этого зависит эффект от их проведения.

В процессе разработки нефтяного месторождения происходит постоянный процесс изменения фильтрационно-емкостных свойств пласта, которые, в свою очередь, влияют на динамику добычи нефти из скважин, поэтому необходим учет взаимовлияния скважин в динамике.

Основной статьей затрат по разработке нефтяного месторождения является проведение ГТМ, поэтому выбор параметров ГТМ должен производиться с учетом максимального числа факторов для снижения потерь.

Таким образом, автоматизация выбора рациональных параметров геолого-технических мероприятий является актуальной задачей для нефтедобывающей промышленности.

Цель работы

Разработать автоматизированную систему поддержки принятия решения о выборе параметров геолого-технических мероприятий, концепцию, алгоритм и его программную реализацию, позволяющие автоматизировать выбор схемы размещения дополнительных скважин и порядок приобщения (выработки) пластов с помощью постоянно действующей геолого-технологической модели нефтяного месторождения. Оценить эффективность предложенной автоматизированной системы принятия решения.

Задачи исследования

Для достижения поставленной цели требуется решить следующие задачи:

1. Разработать концепцию выбора параметров геолого-технических мероприятий с помощью гидродинамических моделей путем комплексного учета геологических и гидродинамических свойств в динамике.

2. Разработать структуру автоматизированной системы принятия решения о выборе параметров геолого-технических мероприятий.

3. Разработать алгоритм выбора порядка выработки (приобщения) нефтяных пластов путем перевода скважин между ними при разработке двухпластового нефтяного месторождения.

4. Разработать алгоритм выбора схемы размещения дополнительных скважин в системе разработки двухпластового нефтяного месторождения с учетом сложившихся свойств эксплуатируемых пластов и возможности прогнозирования эффективности приобщения пластов этими скважинами в дальнейшем.

5. Провести экспериментальную проверку функционирования системы принятия решения с помощью постоянно действующей геолого-технологической модели и оценить эффективность ее функционирования.

Методы решения

Для решения поставленных в работе задач использовались методы теории фильтрации, системного анализа, информационной теории систем и теории информации. Использовались программные средства Borland Delphi 6.0, Schlumberger Eclipse 2005a_1, Golden Software Surfer 8.0.

На защиту выносятся:

1. Концепция выбора параметров геолого-технических мероприятий с помощью гидродинамических моделей путем комплексного учета геологических и гидродинамических свойств в динамике.

2. Структура автоматизированной системы принятия решения о выборе параметров геолого-технических мероприятий.

3. Алгоритм выбора порядка выработки (приобщения) нефтяных пластов путем перевода скважин между ними при разработке двухпластового нефтяного месторождения.

4. Алгоритм выбора схемы размещения скважин в системе разработки двухпластового нефтяного месторождения с учетом сложившихся свойств эксплуатируемых пластов и возможностью в дальнейшем изменения приобщения пластов.

5. Результаты экспериментального исследования выбора схемы размещения скважин и порядка переводов скважин с использованием гидродинамической модели Лемпинской площади Салымского месторождения.

Научная новизна результатов

1. Новизна концепции выбора параметров геолого-технических мероприятий заключается в том, что выбор при планировании параметров геолого-технических мероприятий осуществляется с помощью гидродинамических моделей путем комплексного учета объемного распределения геологических и гидродинамических свойств нефтяных пластов, с использованием предло-

женной в работе функции оценки эффективности, что позволяет учесть сложившуюся картину фильтрационно-емкостных свойств коллектора и взаимного влияния скважин в динамике.

2. Новизна структуры предложенной системы принятия решения о выборе параметров геолого-технических мероприятий заключается в введении в структуру системы контроля и управления процессом разработки месторождений подсистемы поддержки принятия решения и подсистемы выбора параметров геолого-технических мероприятий, что позволяет автоматизировать выбор параметров геолого-технических мероприятий.

3. Новизна предложенного алгоритма выбора порядка выработки (приобщения) пластов заключается в том, что выбор производят в процессе имитационного моделирования с учетом динамики фильтрационно-емкостных свойств эксплуатируемых пластов и предыстории геолого-технических мероприятий, что позволяет повысить эффективность геолого-технических мероприятий за счет учета взаимовлияния скважин.

4. Новизна предложенного алгоритма выбора схемы размещения дополнительных скважин в системе разработки двухпластового нефтяного месторождения заключается в том, что выбор производят в процессе имитационного моделирования с учетом динамики фильтрационно-емкостных свойств эксплуатируемых пластов и повышения приобщения пластов этими скважинами в дальнейшем.

Практическая ценность полученных результатов

1. Практическая ценность разработанной автоматизированной системы принятия решения о выборе параметров геолого-технических мероприятий заключается в возможности выбора параметров геолого-технических мероприятий с учетом сложившихся фильтрационно-емкостных свойств коллектора и взаимного влияния скважин в динамике путем использования гидродинамических моделей, что позволит значительно повысить экономическую эффективность от проведения геолого-технических мероприятий.

2. Разработан модуль сбора, обработки и визуализации результатов имитационного моделирования (программа для ЭВМ №2005611306 «Helper»), выполняющий задачу помощника в адаптации гидродинамических моделей и позволяющий загружать данные из различных гидродинамических симуляторов для их дальнейшего анализа.

3. Результаты экспериментальной проверки функционирования автоматизированной системы принятия решения о выборе параметров геолого-технических мероприятий на примере гидродинамических моделей Лемпинской площади Салымского месторождения подтвердили ее эффективность.

Апробация работы и публикации

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

- Международной молодежной научно-технической конференции «Интеллектуальные системы управления и обработки информации». Уфа, 2001.
- Шестой международной молодежной научно-технической конференции «Интеллектуальные системы». Саратов, 2003.
- Международной научно-технической конференции «Computer Science and Information Technologies». Уфа, 2005.
- Второй всероссийской международной научно-технической конференции с международным участием «Мехатроника, Автоматизация, Управление». Уфа, 2005.
- Первой научно-практической конференции «Повышение эффективности производственного сервиса. Новые технические средства и технологии обеспечения разработки месторождений нефти и газа». ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Пермь, 2006.
- Региональной зимней школе-семинаре аспирантов и молодых ученых «Интеллектуальные системы обработки информации и управления». Уфа, 2006.

Публикации

Основные результаты диссертационной работы отражены в 12 публикациях, в том числе в виде 8 научных статей, 3 тезисов докладов в сборниках материалов конференций и свидетельства Роспатента об официальной регистрации программы для ЭВМ.

Структура работы

Диссертационная работа изложена на 142 страницах машинописного текста и включает в себя введение, четыре главы основного материала на 131 странице, заключение; рисунки на 48 страницах, библиографический список из 103 наименований на 10 страницах и приложение на 10 страницах.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

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

В первой главе показана актуальность разработки автоматизированной системы поддержки принятия решения для выбора параметров геолого-технических мероприятий, проводимых на нефтяном месторождении.

Проанализированы существующие геолого-технические мероприятия (ГТМ), применяющиеся в настоящее время на нефтяных месторождениях для интенсификации процесса добычи нефти и выбраны для автоматизации следующие ГТМ: выбор порядка приобщения пластов для многопластового

нефтяного месторождения и выбор схемы размещения скважин, выбор параметров которых предлагается автоматизировать.

После анализа существующих алгоритмов выбора параметров геолого-технических мероприятий показано, что они основаны на использовании геологической информации в статике, и, как следствие, не учитывают динамики взаимовлияния скважин на процесс добычи нефти.

Для решения этой проблемы необходимо анализировать значительно больший объем информации, что может быть осуществлено путем автоматизации процесса выбора параметров ГТМ. Главной причиной отсутствия реализации систем автоматизации поддержки принятия решения о выборе параметров ГТМ на нефтяном месторождении является необходимость создания алгоритмов выбора параметров ГТМ, позволяющих учитывать неоднородность распределения геологических и гидродинамических свойств вокруг скважин в динамике.

Проанализированы существующие алгоритмы выбора параметров ГТМ и выявлены их недостатки, такие как: отсутствие учета особенностей строения пласта вокруг скважин, высокие требования к вычислительным ресурсам, а также отсутствие учета взаимного влияния скважин в динамике.

В качестве источника информации для выбора параметров ГТМ была выбрана постоянно действующая геолого-технологическая модель нефтяного месторождения, что позволило анализировать информацию о распределении фильтрационно-емкостных свойств в динамике.

Для автоматизации выбора параметров ГТМ необходим комплексный учет технических и экономических факторов, характеризующих эффект от проведения мероприятия, что можно реализовать с помощью систем поддержки принятия решения. После анализа существующих методов принятия решения задача выбора параметров ГТМ была отнесена к задачам в условиях неопределенности (качественная информация о предпочтениях) и выбран метод анализа иерархий, как хорошо зарекомендовавший себя для решения аналогичных задач.

После анализа текущего состояния технологического процесса добычи нефти была сформулирована цель и поставлены задачи.

Во второй главе определяется организация и основные принципы процесса решения задачи выбора параметров ГТМ, как формирование и последовательное описание структуры процедуры системообразования.

Выбор параметров ГТМ сопровождается нехваткой и низкой точностью исходной информации, описывающей текущее состояние фильтрационно-емкостных свойств пласта, что осложняет автоматизацию решения задачи выбора параметров ГТМ.

Для автоматизации выбора параметров ГТМ процесс разделен на несколько этапов от выбора источника информации до получения окончатель-

ных параметров, на каждом этапе поставлены задачи и требуемые результаты их решения (рис. 1).

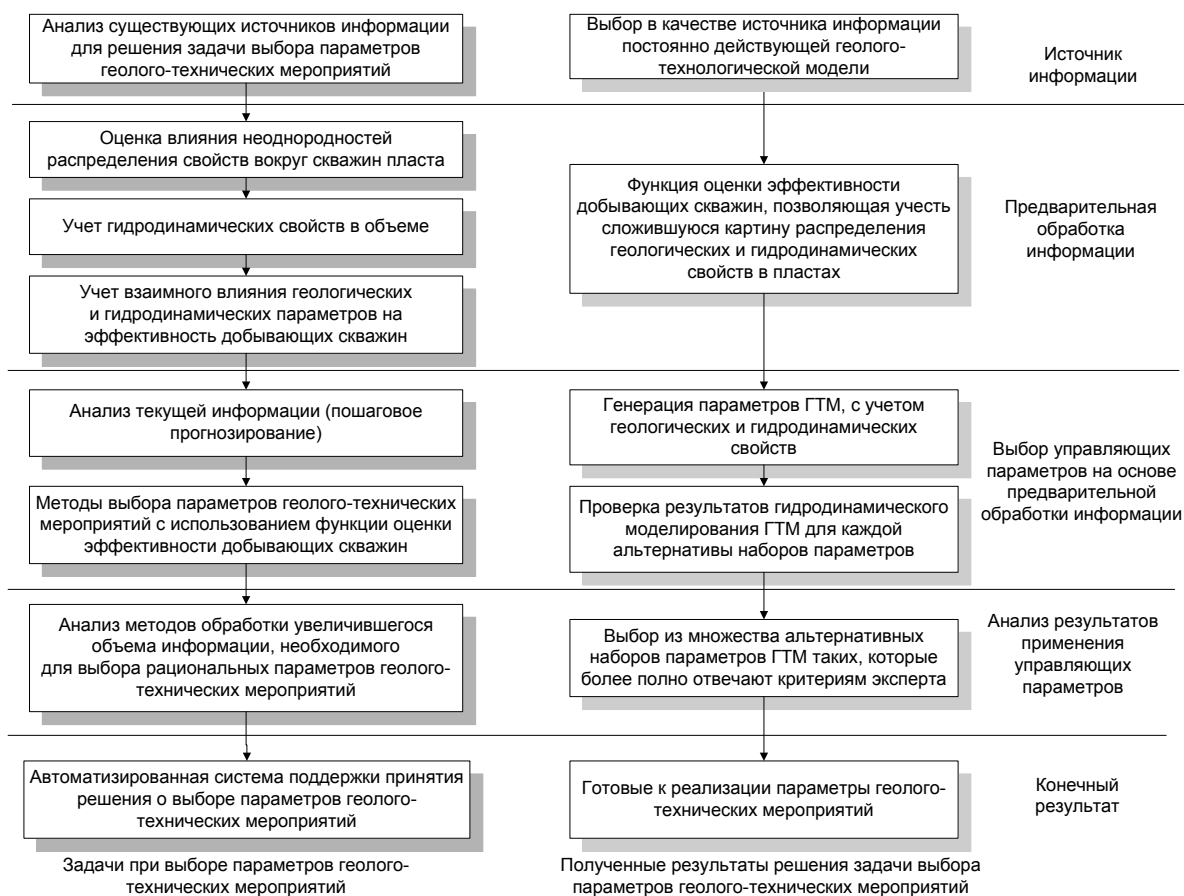


Рис. 1

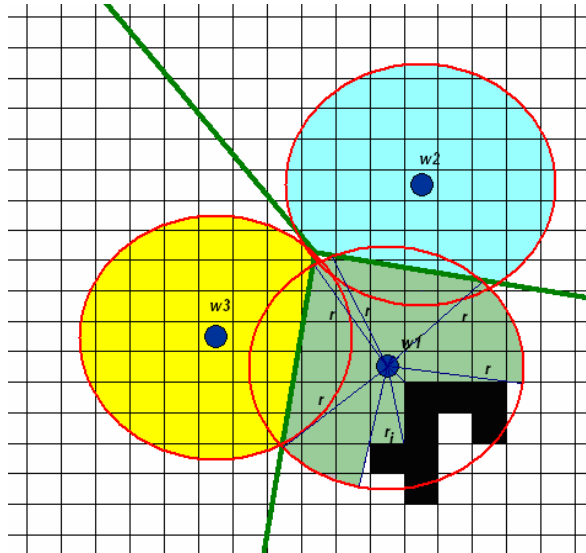
Использование автоматизированной системы поддержки принятия решения было выбрано на соответствующих уровнях управления нефтегазодобывающих предприятий и научно-исследовательских институтов, обладающих источником информации (постоянно действующие геолого-технологические модели) необходимым для ее функционирования.

Каждый из этих критериев оценки ГТМ вносит свой дифференцируемый вклад в сторону принятия одного из комплексов ГТМ, и зачастую решение о выборе окончательного варианта ГТМ производится экспертами без комплексного учета некоторых критериев. Использование метода анализа иерархий позволяет учесть вклад каждого критерия в формировании окончательного решения о выборе рационального варианта ГТМ, а также учесть качественный уровень предпочтений (неопределенность). Рассмотрено применение метода анализа иерархий для выбора параметров ГТМ как многокритериальной задачи в условиях неопределенности.

Для выбора параметров ГТМ необходимо выделить неоднородность распределения свойств, влияющих на продуктивность добывающих скважин.

При учете пространственной неоднородности распределения свойств необходимо выделить область дренирования скважин. Область дренирования

скважин для исключения наложения получается путем совмещения окружности радиусом контура дренированной скважины, областей Вороного и зон замещения (рис. 2).



$w1, w2, w3$ – скважины; r – радиус контура дренирования; r_i – радиус зоны дренирования с учетом замещения

Рис.2

На продуктивность добывающих скважин влияют как геологические (удельные запасы нефти, приходящиеся на скважину), так и гидродинамические (гидропроводность, депрессия). Эти параметры имеют разную физическую природу, но каждый из них вносит свой вклад в продуктивность добывающих скважин, поэтому для их комплексного учета предложена функция оценки эффективности добывающей скважины:

$$U(x, y) = f_{Kh/\mu}(x, y)^{K_{Kh/\mu}} \cdot f_p(x, y)^{K_p} \cdot f_{Q_s}(x, y)^{K_{Q_s}},$$

где K_p – константа, характеризующая влияние депрессии,

K_{Q_s} – константа, характеризующая влияние геологических запасов нефти,

$K_{Kh/\mu}$ – константа, характеризующая влияние гидропроводности,

$f_p(x, y)$ – функция, учитывающая депрессию,

$f_{Q_s}(x, y)$ – функция, учитывающая удельные запасы нефти,

$f_{Kh/\mu}(x, y)$ – функция, учитывающая гидропроводность вокруг скважины.

Следует отметить, что перед нахождением значения функции $U(x, y)$ производится нормализация значений функций $f_p(x, y)$, $f_{Q_s}(x, y)$ и $f_{Kh/\mu}(x, y)$ для приведения значений в промежуток от 0 до 1 по всем анализируемым скважинам. Каждая из функций при увеличении ее значения повышает продуктивность добывающей скважины. Регулируемые весовые коэффициенты позволяют учесть различное взаимовлияние функций, учитывающих депрессию, удельные запасы нефти, гидропроводность, что дает возможность эксперту учесть особенности эксплуатации нефтяного месторождения.

Учет гидродинамических параметров, таких как распределения пластового давления и гидропроводности производится с помощью следующих функций.

Эффективность работы добывающей скважины характеризуется гидропроводностью всей зоны дренирования:

$$f_{kh/\mu}(x, y) = \frac{\sum_{i=1}^n Perm(x, y, z) \cdot dZ(x, y, z) \cdot NTG(x, y, z) / Visc(P(x, y, z)) \cdot V_{por}(x, y, z)}{\sum_{i=1}^n V_{por}(x, y, z)},$$

где $Perm(x, y, z)$ – значение проницаемости в ячейке с координатами x, y, z ,
 $dZ(x, y, z)$ – значение толщины ячейки с координатами x, y, z ,
 $NTG(x, y, z)$ – значение песчаности ячейки с координатами x, y, z ,
 $V_{por}(x, y, z)$ – поровый объем в ячейке с координатами x, y, z ,
 $P(x, y, z)$ – пластовое давление в ячейке с координатами x, y, z ,
 $Visc(P(x, y, z))$ – динамическая вязкость для текущего пластового давления в ячейке с координатами x, y, z ,
 n – число ячеек зоны дренирования для анализируемой скважины.

Использование гидродинамической модели позволяет учесть неоднородность распределения пластового давления вокруг скважины с учетом взаимовлияния скважин:

$$f_p(x, y) = \frac{\int_{\alpha=0}^{2\pi} (p_c(\alpha) - p_w) d\alpha}{\int_{\alpha=0}^{2\pi} \ln\left(\frac{r_c(\alpha)}{r_w}\right) d\alpha},$$

где $p_c(\alpha)$ – пластовое давление на границе области дренирования в направлении с углом α ,
 p_w – забойное давление,
 $r_c(\alpha)$ – радиус области дренирования в направлении с углом α ,
 r_w – приведенный радиус скважины.

Учет геологических параметров (удельных подвижных запасов нефти) осуществляется с помощью следующей функции:

$$f_{Q_s}(x, y) = \sum_{i=1}^n V_{por}(x, y, z) \cdot (S_{mек}(x, y, z) - S_{ocm}(x, y, z)),$$

где $S_{mек}(x, y, z)$ – значение нефтенасыщенности в ячейке гидродинамической модели,
 $S_{ocm}(x, y, z)$ – остаточная нефтенасыщенность, то есть значение насыщенности нефти, при котором она неподвижна в породе,
 n – число ячеек зоны дренирования для анализируемой скважины.

Таким образом, с помощью функции оценки эффективности добывающих скважин $U(x, y)$ можно произвести комплексное сравнение продуктивно-

сти двух добывающих скважин для выбора параметров ГТМ и улучшения показателей разработки нефтяного месторождения.

В третьей главе производится синтез алгоритмов выбора параметров геолого-технических мероприятий (ГТМ), таких как: выбор порядка выработки (приобщения) пластов и выбор схемы размещения дополнительных скважин на нефтяном месторождении, а также организация внедрения автоматизированной системы поддержки принятия решения в существующую структуру программного гидродинамического обеспечения.

Задача выбора порядка приобщения пластов заключается в поиске компромисса между текущей продуктивностью добывающих скважин и накопленной добычей нефти при ограниченном фонде скважин. Увеличение числа проперфорированных пластов увеличивает текущую добычу нефти, но при этом снижает коэффициент извлечения нефти. Изменение порядка выработки нефтяных пластов позволяет, учитывая текущую ситуацию распределения фильтрационно-емкостных свойств в пласте, лучше выработать запасы нефти при высоких текущих отборах нефти.

Рассмотрим выбор параметров ГТМ для двухпластового нефтяного месторождения. Ограничение двухпластовым нефтяным месторождением является следствием значительного усложнения алгоритмов при рассмотрении большего количества нефтяных пластов.

Для выбора параметров ГТМ разработка скважин верхнего пласта условно разделена на три этапа:

1. Начальный – скважина не переводилась, работает на верхнем пласте (рис. 3, а).

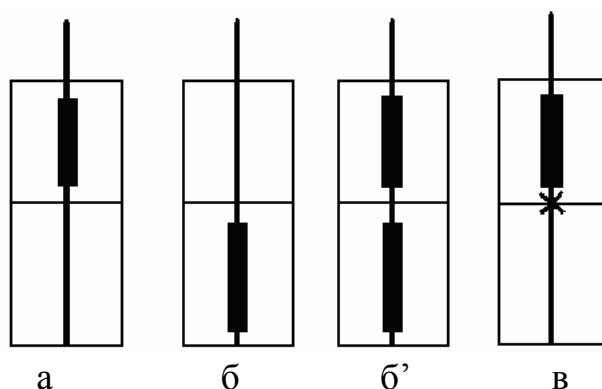


Рис. 3

2. После добуривания (или перевода) скважины с верхнего пласта до нижнего, в случае нерациональности совместной эксплуатации пластов происходит заимствование скважины нижним пластом (рис. 3, б) и (рис. 3, б') в случае рациональности совместной эксплуатации согласно выбранным параметрам.

3. После достижения снижающимся уровнем добычи нефти в области разработки скважины уровня без перевода (рис. 3, в).

Задачу выбора порядка выработки пластов можно разделить на две подзадачи:

- без использования совместной разработки пластов;
- с использованием совместной разработки пластов.

В случае без использования совместной разработки пластов переход на второй этап происходит следующим образом.

Условием применения перевода скважины под добычу с верхнего пласта на нижний (заимствование) является снижение отношения значения функции $U(x,y)$ верхнего пласта к нижнему для забоя анализируемой скважины ниже порогового значения $K_{пор}$, который определяется по следующей формуле:

$$K_{пор} = \frac{U_г(x,y)}{U_н(x,y)},$$

где $U_г(x,y)$ – значение функции $U(x,y)$ для верхнего пласта,
 $U_н(x,y)$ – значение функции $U(x,y)$ для нижнего пласта.

Выбор порогового коэффициента $K_{пор}$ происходит следующим образом.

В процессе эксплуатации скважины происходит выработка геологических запасов нефти, при этом происходит уменьшение значения функции $f_{Qs}(x,y)$ для верхнего пласта (входящей в состав функции $U(x,y)$), тем самым снижается значение самой функции $U(x,y)$. При этом значение функции $U(x,y)$ для нижнего пласта не изменяется, что приводит к уменьшению отношения значения функции $U(x,y)$ верхнего пласта к нижнему.

Выбор порогового значения $K_{пор}$ определяется путем достижения компромисса между числом скважин, на которых планируется проведение ГТМ, а также временным промежутком, задаваемым на их проведение. При этом минимальный временной шаг между проведением ГТМ задается путем изменения шага по времени по расчету гидродинамической модели Δt .

В случае использования совместной разработки пластов переход с первого на второй этап происходит следующим образом.

После учета отрицательных факторов совместной разработки условием для начала эксплуатации скважиной совместно двух нефтяных пластов является достижение порогового значения коэффициента эффективности при совместной эксплуатации для двух пластов по сравнению с эксплуатацией только верхнего $K_{совпор}$, который определяется по следующей формуле:

$$K_{совпор} = \frac{U_г(x,y)}{U_г(x,y) + U_н(x,y)},$$

где $U_г(x,y)$ – значение функции $U(x,y)$ для верхнего пласта,
 $U_н(x,y)$ – значение функции $U(x,y)$ для нижнего пласта.

Выбор порогового значения коэффициента снижения эффективности совместной эксплуатации для двух пластов по сравнению с эксплуатацией только верхнего $K_{совпор}$ происходит аналогично $K_{пор}$.

После перевода или перехода на совместную эксплуатацию скважины на нижний пласт начинается второй этап.

Скважина в процессе разработки нижнего пласта изменяет сложившуюся расстановку управляющих воздействий.

При дальнейшей разработке скважинами нижнего пласта по достижению предельной обводненности происходит перевод на верхний с учетом минимальных межскважинных расстояний для предотвращения прорыва пласта при эксплуатации вблизи нагнетательной скважины и сильного взаимного влияния с добывающими скважинами.

По завершении расчетов по всем выборкам параметров функции $U(x,y)$ происходит формирование данных для многокритериального анализа и передачи данных в систему поддержки принятия решения о выборе параметров ГТМ методом анализа иерархий. В системе поддержки принятия решения выбирается рациональный вариант параметров ГТМ.

Поиск места бурения происходит путем перебора возможных случаев, ограниченных схемами размещения скважин, ориентацией сетки скважин, параметрами плотности распределения скважин для схемы размещения.

Первым критерием проверки рациональности выбранного расположения является количество скважин, удовлетворяющих условию:

$$R > R_{min},$$

где R – расстояние до ближайшей скважины;

R_{min} – минимальное межскважинное расстояние.

После нахождения всех возможных случаев, при заданных шагах изменения ориентации, расположения и числа скважин, которые удовлетворяют первому критерию, происходит их дальнейший анализ по следующему критерию. Производим перебор принадлежности скважин верхнему и нижнему пластам для учета выбранного отношения фондов верхнего и нижних пластов. Для учета проведения в будущем алгоритма выбора порядка выработки пластов дополнительно производим перебор изменения принадлежности скважин верхнего пласта обоим пластам.

Вторым критерием является максимизация условия для добывающих скважин:

$$L = \sum_{j=v(i)}^{m(i)} \sum_{i=1}^n U_{ij} \rightarrow \max,$$

где i – порядковый номер скважины,

n – общее число пробуренных скважин,

$v(i)$ – номер пласта, начиная с которого предполагается разрабатывать скважину с порядковым номером i ,

$m(i)$ – номер пласта, до которого предполагается разрабатывать скважину с порядковым номером i .

После выбора принадлежности пластам добывающих скважин выбирается принадлежность нагнетательных скважин пропорционально полученно-

му разделению добывающих согласно выбранной схеме разработки с помощью следующей функции:

$$\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m \sum_{k=1}^l \sqrt{(x_j - x_k)^2 + (y_j - y_k)^2} \rightarrow \min,$$

где i, j, k – порядковые номера соответственно пласта, добывающей скважины, нагнетательной скважины,
 x, y – значение декартовых координат забоя скважины.

Таким образом, для анализируемых параметров схемы размещения скважин выбрано расположение скважин и их принадлежность пластам при учете особенностей эксплуатации анализируемого двухпластового нефтяного месторождения. После выбора схемы размещения скважин анализируется порядок ввода скважин в эксплуатацию. Для учета этого важного фактора эксперт по разработке нефтяных месторождений выбирает набор ограничений по направлению в виде набора промежутков угловых величин, отмеряемых от направления на восток, распространения бурения.

Для полученных коэффициентов функции $U(x, y)$ при выборе схемы размещения скважин производится поиск направлений в анализируемых диапазонах с выбранным шагом изменения угловых величин. Для анализируемого направления находится значение функции H_α :

$$E_i = E_{i-1} + U_i(x, y),$$

$$H_\alpha = \sum_{i=1}^n E_i \rightarrow \max,$$

где $U_i(x, y)$ – значение функции $U(x, y)$ для i -ой скважины при распространении бурения в анализируемом направлении,
 E_i – вспомогательная функция суммирования значений функции $U(x, y)$ при распространении бурения в анализируемом направлении,
 H_α – функция приоритетности направления α .

На следующем этапе происходит расчет прогнозного варианта ГТМ гидродинамической модели двухпластового нефтяного месторождения с заложенными системами размещения скважин для каждой из анализируемых выборок параметров функции $U(x, y)$.

По завершении расчетов по всем выборкам параметров функции $U(x, y)$ происходит формирование данных для многокритериального анализа и передачи данных в систему поддержки принятия решения о выборе параметров ГТМ методом анализа иерархий. В системе принятия решения осуществляется автоматизированный выбор рационального варианта схемы размещения скважин.

Таким образом, алгоритм выбора схемы размещения скважин с учетом переводов позволяет выбрать расположение забоя скважины, нефтяной пласт, выбираемый для разработки, а также временной промежуток для про-

ведения ГТМ при заданных географических и временных ограничениях. Учет переводов скважин позволяет повысить эффективность от применения на скважинах в будущем ГТМ с использованием алгоритма выбора порядка выработки пластов.

В четвертой главе проводится имитационное моделирование предложенных алгоритмов функционирования автоматизированной системы поддержки принятия решения о выборе параметров геолого-технических мероприятий и исследование зависимости добычи нефти от применения системы управления и степень изменения параметров системы и объекта управления посредством модельных экспериментов, для чего создана гидродинамическая модель Лемпинской площади Салымского месторождения на базе гидродинамического комплекса программ Eclipse® компании Schlumberger.

Пакет "Eclipse" способен с высокой степенью точности моделировать модели трехфазной фильтрации, что позволяет рассчитывать фильтрационную модель для реального месторождения.

Предложен программный модуль сбора, обработки и визуализации информации «Helper®» (пост-процессор), с помощью которого выдается необходимой информации в виде удобных таблиц и графиков, в том числе предусмотренных регламентом по разработке нефтяных месторождений.

Проведено имитационное моделирование автоматизированной системы поддержки принятия решения о выборе параметров для следующих ГТМ: выбор порядка выработки нефтяных пластов и выбора схемы размещения.

После использования переводов на трех скважинах на фоне 20 скважин окружения накопленная добыча нефти за год в случае использования переводов в среднем в течение 10 лет увеличилась примерно на 10%, при этом накопленная добыча жидкости увеличилась на 4% (рис. 4).

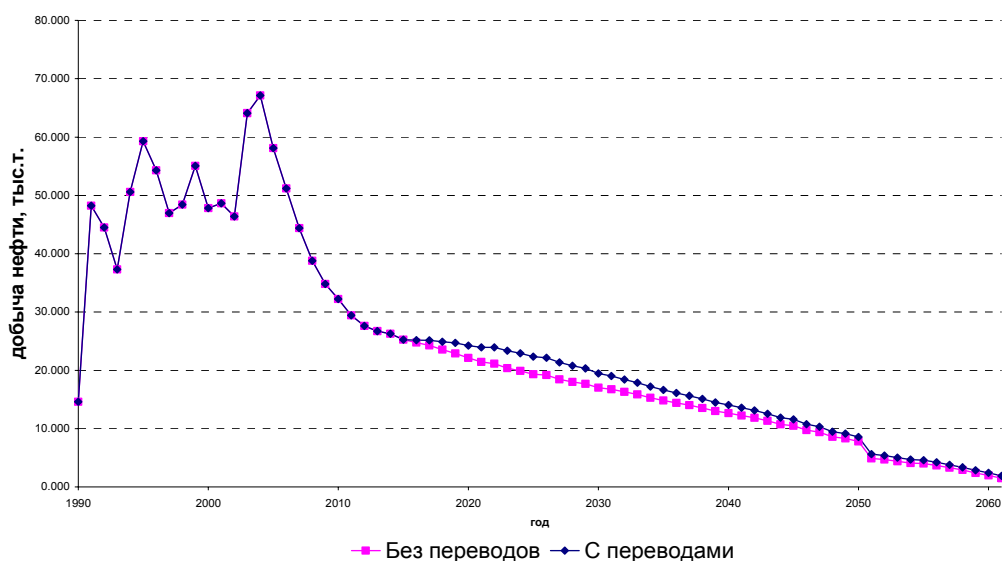


Рис. 4

Выбор схемы размещения из 14 скважин с использованием выбора схемы размещения скважин (ВСРС) совместно с проведением переводов на скважинах (рис. 5) позволило по сравнению с произвольным распределением

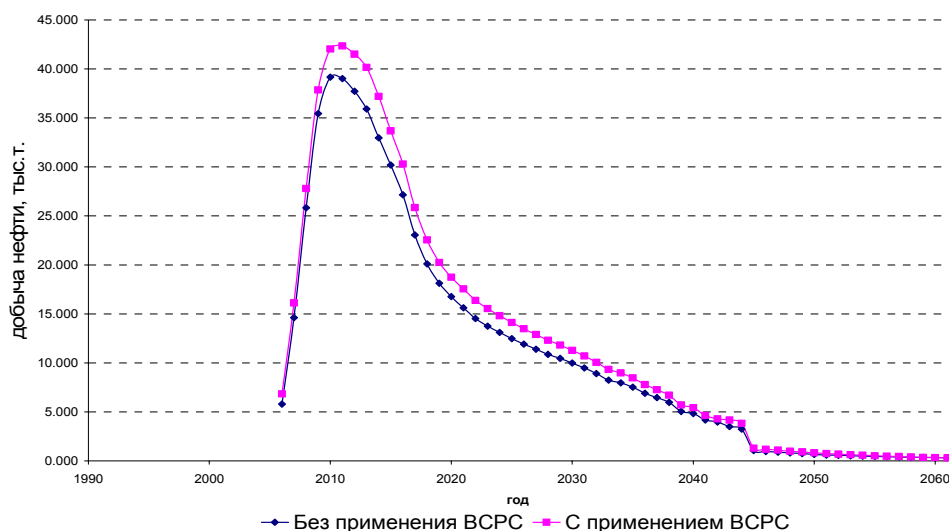


Рис. 5

14 скважин в анализируемой области увеличить накопленную добычу нефти за год по месторождению в среднем в течение 10 лет на 11% и накопленную добычу жидкости увеличить на 6%.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ

1. Разработана структура автоматизированной системы поддержки принятия решения, включающая подсистемы выбора параметров геолого-технических мероприятий и алгоритм ее функционирования с использованием метода анализа иерархий Т.Л. Саати, реализация которой позволила повысить эффективность проводимых геолого-технических мероприятий путем автоматизации процесса выбора их параметров.

2. Разработана комплексная функция оценки эффективности добывающих скважин, учитывающая сложившиеся гидродинамические и геологические свойства нефтяных пластов и взаимное влияние скважин на основе данных гидродинамического моделирования, что позволило учесть динамическую картину фильтрационно-емкостных свойств коллектора и взаимного влияния скважин.

3. Разработан алгоритм выбора порядка выработки (приобращения) нефтяных пластов путем перевода скважин между ними при разработке двухпластового месторождения нефтяного месторождения путем проведения имитационного моделирования с учетом динамики фильтрационно-емкостных свойств пластов и предыстории геолого-технических мероприятий. Реализация предложенного алгоритма выбора порядка выработки неф-

тяных пластов позволит повысить суммарную добычу нефти за год по расчетам на гидродинамической модели в среднем в течение 10 лет применения примерно на 10%.

4. Разработан алгоритм выбора схемы размещения скважин в системе разработки двухпластового нефтяного месторождения с учетом динамики свойств эксплуатируемых пластов и обеспечения рациональной выработки пластов в дальнейшем. Реализация предложенного алгоритма выбора схемы размещения скважин позволит повысить суммарную добычу нефти за год по расчетам на гидродинамической модели в среднем в течение 10 лет применения примерно на 11%.

5. Проведено моделирование работы автоматизированной системы поддержки принятия решения о выборе параметров геолого-технических мероприятий на нефтяном месторождении с использованием гидродинамической модели Лемпинской площади Салымского месторождения, подтвердившее повышение эффективности эксплуатации нефтяного месторождения.

ОСНОВНЫЕ ПУБЛИКАЦИИ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

В рецензируемых журналах из списка ВАК

1. Система управления переводами скважин при разработке двухпластовой залежи нефти / **Тимашев Э.М., Ильясов Б.Г., Тагирова К.Ф., Михеев П.С., Исбер Ф.А., Бадамшин Р.Р.** // Нефтепромысловое дело. М. : ОАО "ВНИИОЭНГ", 2006. №2. С. 33 – 38.

2. Нейронное управление технологическим процессом нефтедобычи / **Ильясов Б.Г., Шаньгин Е.С., Тагирова К.Ф., Исбер Ф.А., Михеев П.С.** // Нейрокомпьютеры: разработка, применение. 2004. № 9. С. 5 – 9.

3. Информационная система управления группой скважин по гидродинамической модели нефтяного пласта / **Ильясов Б.Г., Тагирова К.Ф., Михеев П.С., Исбер Ф.А.** // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. М. : ОАО "ВНИИОЭНГ", 2005. №9. С. 17 – 22.

В других изданиях

4. Интеллектуальная скважина / **Тагирова К.Ф., Михеев П.С., Исбер Ф.А.** // Шестой междунар. симп. «Интеллектуальные системы»: матер. междунар. молодежной науч.-техн. конф. М. : РУСАКИ, 2004. С. 419 – 420.

5. Система автоматического регулирования производительности штанговой глубинной насосной установкой (ШГНУ) / **Михеев П.С., Ганеев А.Р.** // Интеллектуальные системы управления и обработки информации : матер. всерос. молодежн. науч.-техн. конф. Уфа : УГАТУ, 2001. С. 125.

6. Интеллектуальная информационная технология управления режимами работы насосного оборудования по гидродинамической модели нефтяного месторождения / **Ильясов Б.Г., Тагирова К.Ф., Михеев П.С., Исбер Ф.А.**

// Тр. 7-й междунар. конф. CSIT'2005. Уфа. 2005. Т.2. С. 133 – 136. (Статья на англ. яз.).

7. Адаптация производительности установки скважинного штангового насоса / **Тагирова К.Ф., Михеев П.С., Исбер Ф.А.** // Вопросы, управления и проектирования в информационных и кибернетических системах: межвуз. науч. сб. Уфа : УГАТУ, 2005. С. 159 – 165.

8. Управление режимами работы установки скважинного штангового насоса на основе данных динамометрирования / **Шаньгин Е.С., Тагирова К.Ф., Михеев П.С., Исбер Ф.А.** // Мехатроника, Автоматизация, Управление М. : Новые технологии 2005. №8. С. 46 – 49.

9. Оптимизация фильтрационных гидродинамических моделей нефтяных пластов на основе генетических алгоритмов / **Ильясов Б.Г., Шаньгин Е.С., Тагирова К.Ф., Михеев П.С., Исбер Ф.А.** // Мехатроника, Автоматизация, Управление. Уфа : УГАТУ, 2005. Т.1. С. 249 – 254.

10. Повышение эффективности добычи нефти на поздней стадии эксплуатации месторождения / **Ильясов Б.Г., Шаньгин Е.С., Тагирова К.Ф., Михеев П.С., Исбер Ф.А.** // Мехатроника, Автоматизация, Управление. Уфа : УГАТУ, 2005. Т.1. С. 359 – 364.

11. Оценка эффективности добывающих скважин по данным гидродинамического моделирования / **Михеев П.С.** // Повышение эффективности производственного сервиса. Новые технические средства и технологии обеспечения разработки месторождений нефти и газа: 1-я науч. практ. конф. Пермь : ООО ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ, 2006. С. 34 – 36.

12. Автоматизированная система принятия решения о выборе геолого-технических мероприятий для двухпластового месторождения / **Михеев П.С.** // Интеллектуальные системы обработки информации и управления: сб. статей Региональной зимней шк.-сем. аспирантов и молодых ученых. Уфа : Технология, 2006. Т.1. С. 105 – 112.

13. Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ №2005611306. Модуль сбора, обработки и визуализации результатов математического и гидродинамического моделирования «Helper» / **Михеев П.С., Кондаратцев С.А., Исбер Ф.А.** М. : Роспатент, 31.05.2005.