

На правах рукописи

ПЕТРОВ НИКОЛАЙ АЛЕКСАНДРОВИЧ

ОБОСНОВАНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ  
ТЕРМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЗАЛЕЖИ  
ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ

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

Автореферат  
диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Ухта - 2009

Работа выполнена в ГОУ ВПО "Ухтинский государственный технический университет"

**Научный руководитель:** доктор технических наук  
Рузин Леонид Михайлович

**Официальные оппоненты:** доктор технических наук, профессор  
Кучерявый Василий Иванович

кандидат технических наук, доцент  
Мордвинов Виктор Антонович

**Ведущая организация:**  
филиал ООО «ВНИИГАЗ» – «СеверНИПИгаз»

Защита состоится 2 октября 2009 г. в 12 часов на заседании диссертационного совета Д212.291.01 при Ухтинском государственном техническом университете по адресу: 169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Первомайская, д. 13.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Ухтинского государственного технического университета по адресу: 169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Первомайская, д. 13.

Автореферат размещен на интернет-сайте Ухтинского государственного технического университета [www.ugtu.net](http://www.ugtu.net) в разделе "Диссертационный совет".

Автореферат разослан 31 августа 2009 г.

Ученый секретарь диссертационного совета,  
кандидат технических наук,  
доцент

Н.М. Уляшева

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

### **Актуальность проблемы**

В настоящее время в связи с интенсивной разработкой месторождений легкой нефти существующая ресурсная база легких углеводородов стремительно истощается. В связи с этим все больше внимания уделяется запасам высоковязких нефтей. Растущие цены на углеводороды стимулируют нефтяные компании к разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, разработка которых считалась ранее не рентабельной. На данный момент как в России, так и в мире, накоплен большой опыт разработки месторождений высоковязкой нефти, основная часть которой добывается с применением технологий теплового воздействия.

Процесс теплового воздействия основан на передаче в пласт тепловой энергии путем закачки пара или горячей воды через нагнетательные скважины, что позволяет снизить вязкость пластовой нефти и увеличить выработку запасов. Выбор оптимальной стратегии разработки нефтяной залежи является важнейшей задачей, стоящей перед специалистами, планирующими разработку месторождения. Эта задача требует определения многих параметров: необходимое количество скважин, их расположение, время их работы и т. д. От правильного выбора системы разработки напрямую зависит рентабельность разработки и степень выработки запасов залежи. Увеличение расстояния между скважинами, с одной стороны, ведет к снижению конечного коэффициента нефтеотдачи за счет уменьшения коэффициента охвата, а с другой стороны, сокращает затраты на разбуривание залежи. Отключение обводнившихся добывающих скважин позволяет экономить средства от нерентабельной добычи, но снижает величину добытой нефти, что негативно сказывается на конечной выработке запасов. Поэтому определение оптимальных параметров расположения скважин и моментов отключения добывающих скважин является крайне важной задачей, определяющей рентабельность проекта разработки и степень выработки запасов.

В последнее время, для прогнозирования показателей разработки, широко применяются методы численного моделирования с использованием трехмерных гидродинамических моделей месторождений. Расчет такой модели может идти от нескольких минут до нескольких месяцев в зависимости от сложности модели, ко-

личества активных ячеек и производительности компьютера. Многочисленность влияющих геолого-физических и экономических факторов на результат разработки месторождения, а так же отсутствие гибких алгоритмов оптимизации делают процесс поиска оптимальных параметров крайне сложной и важной задачей. На сегодняшний день обычной практикой является расчет нескольких вариантов разработки на трехмерной гидродинамической модели с последующим расчетом экономических показателей. При таком упрощенном подходе не всегда выбранный вариант оказывается наиболее рентабельным.

В случае разработки залежей высоковязких нефтей термическими технологиями, задача оптимизации многократно усложняется. Характер продвижения и распространения температурных полей, в основном определяющий степень выработки запасов нефти при тепловом воздействии на пласт, зависит от многих геолого-физических факторов: степени неоднородности пласта, проницаемости коллектора, вязкости нефти и т.д. Сложнее и сам процесс расчета термической фильтрации. Соответственно кратно увеличивается и время расчёта, что затрудняет расчёт достаточно большого количества вариантов для поиска оптимальных показателей разработки месторождения. Из вышесказанного можно сделать вывод: совершенствование методики прогнозирования параметров разработки и оптимизации технологии площадного воздействия теплоносителем на залежи высоковязких нефтей является важной и актуальной задачей.

### **Цель работы**

Повышение эффективности технологии теплового воздействия на залежи высоковязких нефтей путем обоснования оптимальных параметров системы разработки.

### **Основные задачи исследования**

1. Исследование влияния геолого-физических и технологических факторов на эффективность технологии теплового воздействия на пласт.
2. Разработка методики прогнозирования технологических показателей разработки залежей высоковязких нефтей при реализации технологии теплового воздействия.
3. Разработка методики оптимизации технологии теплового воздействия, по экономическим и технологическим критериям.

## **Методы решения поставленных задач**

Статистический анализ и численные расчеты термической фильтрации с использованием программного комплекса CMG.

Эволюционный метод оптимизации - генетический алгоритм, реализованный в авторском программном продукте.

## **Научная новизна**

1. Получены регрессионные зависимости основных показателей, характеризующих эффективность теплового воздействия (коэффициента извлечения нефти и паронефтяного отношения) от геолого-физических характеристик месторождений высоковязких нефтей и технологических показателей теплового воздействия на пласт.

2. При помощи генетического алгоритма впервые создана методика оптимизации технологии паротеплового воздействия на залежи высоковязких нефтей, позволяющая определять оптимальные параметры сетки скважин и теплового воздействия для обеспечения наибольшей рентабельности разработки месторождения и максимальной выработки запасов.

3. Созданы компьютерные программы, позволяющие автоматизировать расчет экономической прибыли от реализации проекта теплового воздействия и в автоматическом режиме произвести поиск оптимальных параметров по разработанной методике.

4. Разработанные методики успешно апробированы на пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения и определены оптимальные параметры теплового воздействия для характерного участка залежи.

## **Практическая ценность работы**

В работе, на основе численного анализа, обоснованы закономерности влияния геолого-технологических факторов на основные технологические параметры разработки

На основе регрессионного анализа получены уравнения и разработана методика, позволяющая прогнозировать технологические параметры разработки залежей высоковязких нефтей при реализации технологии площадной закачки пара. Разработанная методика с высокой степенью точности подтверждена результатами численного моделирования.

На основе генетического алгоритма создана методика оптимизации параметров теплового воздействия на залежи высоковязкой нефти, что позволяет обосновать рациональный вариант разработки залежи.

Разработанные методики могут использоваться при проектировании разработки залежей с применением теплового воздействия на пласт.

#### **Апробация работы**

Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались на: научно-технической конференции "Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов" (г. Ухта, 2008), VIII международной молодежной научной конференции "Северэкогеотех-2007" (г. Ухта, 2007), VII научно-практической конференции "Геология и разработка месторождений с трудно-извлекаемыми запасами" (г. Геленджик, 2007)

#### **Публикации результатов работы**

По теме диссертации опубликовано 6 печатных работ, в том числе 5 статей и тезисы 1 доклада.

#### **Объем и структура работы**

Работа состоит из введения, 4 глав, заключения и списка использованной литературы, содержащего 80 источников. Текст изложен на 125 страницах машинописного текста, включающих 40 рисунков, 11 таблиц.

## **СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

**Во введении** содержится общая характеристика работы, обоснована ее актуальность, поставлена цель и определены задачи исследований, показаны научная новизна и практическое значение.

**В первой главе** проанализированы технологические особенности разработки залежей высоковязких нефтей тепловыми методами, выполнен обзор предшествующих исследований в области оптимизации параметров разработки месторождений, а также приведены сведения о некоторых численных моделях закачки теплоносителя.

Отмечено, что большой вклад в развитие термических технологий разработки месторождений высоковязких нефтей внесли многие советские и российские

ученые, в том числе: Абасов М.Т., Антониади Д.Г., Байбаков Н.К., Боксерман А.А., Вахитов Г.Г., Желтов Ю.П., Жданов С.А., Коноплев Ю.П., Коробков Е.И., Кудинов В.И., Леви Б.И., Лысенко В.Д., Максutow Р.А., Малофеев Г.Е., Мирзаджанзаде А.Х., Мищенко И.Т., Намиот, А.Ю., Раковский Н.Л., Рузин Л.М., Табаков В.П., Тарасов А.Г., Теслюк Е.В., Цхадая Н.Д., Ялов Ю.Н. и другие. Также зарубежные исследователи: Абу-Касим, Азиз, Абдалла, Батлер, Бригхем, Боберг, Винсам, Йортос, Коатс, Лантц, Ловерье, Лангейнхейм, Пратс, Реймей, Хонг, Шатлер, Фарук-Али, Ферер и другие.

Среди термических методов по масштабам применения и конечным результатам во всех странах на первом месте стоит паротепловое воздействие. Пар вырабатывается промышленными парогенераторами и закачивается под высоким давлением и температурой в пласт. Тепло, выделяющееся при конденсации пара, увеличивает температуру нефти и уменьшает ее вязкость. Площадная закачка пара реализуется посредством закачки пара через нагнетательные скважины, при этом нефть отбирается из добывающих скважин. В процессе площадной закачки пара наступает момент, когда добыча нефти начинает снижаться, что приводит к увеличению паронефтяного отношения и снижению экономической эффективности проекта.

При выборе оптимальной стратегии разработки должны быть учтены геологическое строение залежи, геолого-физические свойства пласта и определены оптимальные параметры размещения, плотности сетки скважин и условия их эксплуатации. Множество параметров, влияющих на эффективность технологии термического воздействия, делают её оптимизацию крайне сложной задачей. В последнее время, все чаще для оптимизации системы разработки применяется комбинация программных пакетов по геолого-гидродинамическому моделированию с различными методами оптимизации. Применение такого подхода требует многократного расчета гидродинамической модели месторождения, что затрудняет использование этих методик в силу больших временных затрат.

Достижения в численном моделировании сделали возможным виртуальное описание и визуализацию наиболее важных явлений и процессов разработки месторождений. В последнее время было разработано несколько термических модулей для численного моделирования процессов паротеплового воздействия: STARS

(Computer Modeling Group), ATHOS (Beicip Franlab), THERM (Intercomp) , ECLIPSE (Shlumberger) и др.

Наиболее известные численные термические модели принадлежат Шатлеру, Абдалле, Коатсу, Винсаму, Фереру, Фаруку Али, Грабовски, а также Абу-Касиму и Азизу. В работе представлен краткий обзор наиболее известных математических численных моделей площадного воздействия теплоносителем.

Все описанные в литературе модели могут быть представлены в виде обобщенной модели закачки пара.

Баланс массы для  $i$ -го компонента системы может быть записан в виде:

$$\bar{\nabla} \cdot \left( \sum_{p=o,w,g} x_{ip} \cdot \rho_p \cdot \frac{k \cdot k_{rp}}{\mu} \right) - q_i^* = \frac{\partial}{\partial t} \left( \phi \cdot \sum_{p=o,w,g} x_{ip} \cdot \rho_p \cdot S_p \right), \quad i=1,2,3,4 \quad (1)$$

где:  $x_{ip}$  – мольная доля компонента  $i$  в фазе  $p$ ,  $\rho_p$  – плотность фазы  $p$ ,  $k$  и  $k_{rp}$  – абсолютная и фазовая проницаемости,  $\mu$  – вязкость,  $q_i^*$  – соответственно добыча или закачка компонента  $i$  в блок,  $\phi$  – пористость,  $S_p$  – насыщенность фазы  $p$ ,  $i = 1$  – газ или легкие нефтяные фракции,  $i = 2$  – средняя нефтяная фракция,  $i = 3$  – тяжелая нефтяная фракция,  $i = 4$  – вода.

Уравнение баланса энергии:

$$\bar{\nabla} \cdot (k_r \cdot \nabla T) - \bar{\nabla} \cdot \left( \sum_{p=o,w,g} \rho_p \cdot \mu_p \cdot \sum_{i=1}^4 x_{ip} \cdot H_{ip} \right) - q_H^* - i_H^* - \sum_{i=1}^6 q_{Lj}^* = \frac{\partial}{\partial t} \left( (1-\phi) \cdot \rho_r \cdot U_r + \phi \cdot \sum_{p=o,w,g} \rho_p \cdot S_p \cdot \sum_{i=1}^4 x_{ip} \cdot U_{ip} \right) \quad (2)$$

где:  $k_r$  – теплопроводность,  $T$  – температура,  $H_{ip}$  – энтальпия,  $q_H^*$  – темп отбора энергии,  $i_H^*$  – темп закачки энергии,  $\rho_r$ ,  $\rho_p$  – плотность породы и фазы  $p$  соответственно,  $U_r$ ,  $U_{ip}$  – внутренняя энергия породы и компонента  $i$  в фазе  $p$  соответственно,  $q_{Lj}^*$  – поток тепловой энергии через границы пласта.

В рассмотренных термических моделях используются следующие допущения:

1. Вода не растворима в нефтяной фазе и нефть не растворима в водяной фазе.
2. Доля кинетической энергии и работа вязких сил незначительны.



3. Массоперенос между углеводородными компонентами описывается системой двухфазного перехода. Массоперенос между водяной и газовой фазой подчиняется законам Рауля и Дальтона, т.е. присутствием углеводорода в газовой фазе в системе вода-пар пренебрегают.

4. Массопереносом посредством молекулярной и термической диффузии пренебрегают.

5. Термическим крекингом углеводородов пренебрегают.

6. Потерями тепла через латеральные границы пласта также пренебрегают.

Решение приведенных дифференциальных уравнений находится итерационно и скорость сходимости решения зависит от выбранного метода решения задачи и сложности расчетной модели. Расчет термической модели фильтрации пара требует гораздо больших расчетных мощностей, чем расчет изотермической модели. Связано это с необходимостью одновременного расчета уравнений баланса масс и энергии. В процессе движения пара по пласту, происходит его конденсация, вследствие которой изменяются объемы и баланс масс, который определяет характер движения всех фаз в пласте, в том числе и пара. Изменение объема также влияет на энергетический баланс, который определяет количество сконденсировавшегося пара. Взаимосвязь обоих уравнений требует их одновременного расчета, что ограничивает применение распространенных расчетных методов, применяемых при вычислении изотермических моделей и требует значительных временных затрат и более производительных компьютеров. Расчет термической модели большого месторождения даже при современном стремительном темпе роста компьютерных технологий для большинства нефтяных компаний остается невыполнимой задачей.

В настоящее время, в связи с появлением частных нефтяных компаний, больший акцент делается на достижение максимальной экономической эффективности разработки. В работе была поставлена задача создания методики оптимизации технологии паротеплового воздействия, позволяющей вести оптимизацию как по экономическим, так и по технологическим критериям, в частности по степени выработки запасов нефти

**Во второй главе** исследован характер и степень влияния геолого-физических характеристик пластов на эффективность теплового воздействия.

Обзор работ, выполненный в первой главе, показал, что оптимизация разработки месторождения требует проведения многократной процедуры прогнозирования технологических показателей. Наиболее распространенным и доступным методом прогнозирования параметров разработки считается численное моделирование, и, следовательно, для выбора наиболее целесообразного варианта разработки необходим многократный расчет численной геолого-гидродинамической модели, что связано с большими временными затратами. Поэтому, важной задачей является разработка механизма прогнозирования, позволяющего в кратчайшие сроки выполнять прогноз технологических показателей разработки. Создание такого механизма требует детального исследования влияния геолого-физических характеристик пластов на эффективность теплового воздействия.

К основным критериям, характеризующим эффективность технологии теплового воздействия на пласт, относятся: нефтеотдача пласта (КИН), накопленное паронефтяное отношение (ПНО) и время разработки элемента. Значения указанных критериев зависят, в основном, от следующих параметров: толщины пласта, расстояния между скважинами, глубины залегания залежи, проницаемости, вязкости нефти. Эффективность разработки при тепловом воздействии во многом зависит от охвата пласта прогревом, поэтому характер и масштаб влияния указанных параметров на нефтеотдачу может быть различным.

На основе данных многочисленных численных расчетов на термогидродинамических моделях, выполненных в программном комплексе CMG, было проведено исследование влияния на нефтеотдачу пласта, накопленное паронефтяное отношение и время разработки следующих параметров: глубины пласта, вязкости нефти, толщины пласта, проницаемости, расстояния между скважинами.

Расчеты элементов разработки были выполнены для пятиточечной системы размещения вертикальных скважин и для системы горизонтальных скважин при следующих условиях:

- вязкость нефти: 100, 500, 800, 3000 мПа·с;
- глубина залегания: 500, 1000, 1500 м;
- сетка скважин: 100, 150, 200, 250 м;
- эффективная толщина: 10, 20, 30 м;
- проницаемость: 500, 1500, 3000 мД;

- количество закачанного теплоносителя в поровых объемах: 0.1, 1, 2, 3.

Для нефтей различной вязкости меняется зависимость вязкости нефти от температуры и вид кривых относительных фазовых проницаемостей. Принятые в расчетах зависимости вязкости нефти от температуры для различных типов нефтей показаны на рисунке 2. Графики относительных фазовых проницаемостей (ОФП) для нефтей различной вязкости при начальной пластовой температуре показаны на рисунке 3.

Увеличение пластовой температуры ведет к снижению остаточной нефтенасыщенности. На рисунке 4, в качестве примера, показаны типичные кривые ОФП, принятые в расчетах для нефти вязкостью 800 мПа·с при температуре 25 °С и 250 °С.

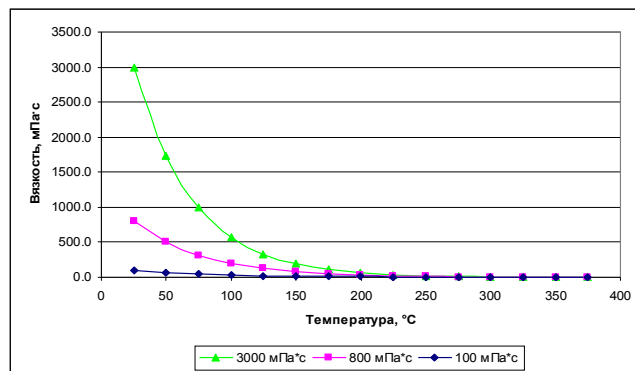


Рисунок 2 - Зависимости вязкости нефти от температуры

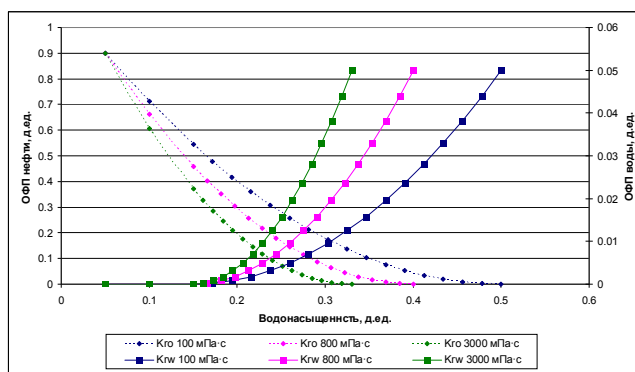


Рисунок 3 - Графики зависимости ОФП от вязкости нефти

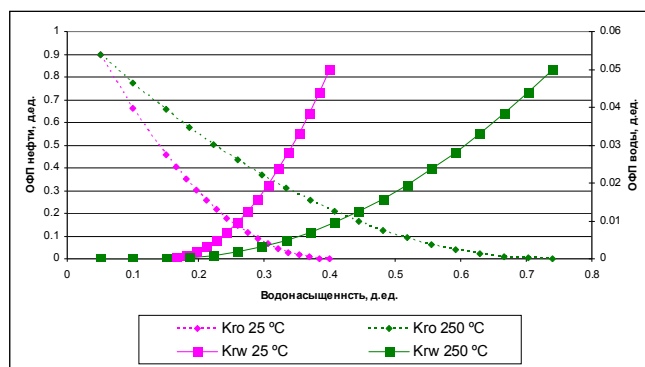


Рисунок 4 - Зависимости ОФП от температуры

Предполагалось, что элемент разработки горизонтальный; пласт однородный, не имеющий непроницаемых участков и нарушений; в пласте нет газовой шапки и подстилающей залежь воды; параметры пара на забое не постоянны и зависят от текущей приемистости нагнетательной скважины; разработка элемента прекращается, когда обводненность продукции добывающей скважины достигает 98 %, либо время разработки элемента превышает 50 лет.

В результате проведенного расчета установлено, что при увеличении расстояния между скважинами, снижении проницаемости и увеличении вязкости нефти КИН снижается, ПНО увеличивается и также увеличивается время разработки элемента. Уменьшение толщины пласта ведет к снижению КИН из-за увеличения теплопотерь в кровлю и подошву пласта, увеличению ПНО и уменьшению времени разработки элемента.

Выполненные расчеты распределения температуры в стволе паронагнетательных скважин показали, что в скважине, оборудованной теплоизолированной колонной процент теплопотерь при закачке пара даже с темпом всего 20 м<sup>3</sup>/сут составляет 17 %, что позволяет обеспечить доставку влажного пара со степенью сухости 9 % на глубину 1200 м. С увеличением темпа закачки процент теплопотерь снижается и при закачке пара с темпом 200 м<sup>3</sup>/сут составляет всего 2 %. Аналогичные расчеты для паронагнетательной скважины без теплоизолированной колонны показывают, что на глубину 1200 м можно доставить пар при темпе закачки не менее 120 м<sup>3</sup>/сут, процент теплопотерь при этом составит 32 %. Закачка пара с темпом 20 м<sup>3</sup>/сут повлечет 95 % потерю энергии в стволе скважины. Увеличение темпа закачки до 200 м<sup>3</sup>/сут позволит повысить забойную степень сухости пара до 35 % при потере 18 % тепловой энергии в стволе скважины. Приведенные расчеты по-

звolyют сделать вывод о том, что использование теплоизолированной колонны позволяет доставить пар с высокой степенью сухости на самые большие глубины даже при низких темпах закачки. Однако, при очень низкой приёмистости скважин, отсутствие теплоизолированной колонны имеет ряд преимуществ. В процессе продвижения к забою скважины пар, конденсируясь, образует столб воды, который обеспечивает более высокие репрессии на пласт, насыщенный вязкой нефтью, что позволяет в какой-то степени, решить проблему недостаточной приемистости нагнетательных скважин.

Применение корреляционно-регрессионного анализа для обработки базы данных, полученной в результате численного расчета, позволило вывести регрессионные уравнения для вертикальных и горизонтальных скважин, учитывающие влияние основных геолого-технологических факторов на параметры, характеризующие эффективность технологии.

Регрессионные уравнения для вертикальных скважин:

$$КИН = \exp(4.01 + 0.22 \cdot \ln(h) - 0.0015 \cdot L - 0.17 \cdot \ln(\mu) + 0.044 \cdot \ln(k) + 0.6 \cdot \ln(Q_{по}) - 0.069 \cdot \frac{\mu}{k} - 0.014 \cdot Q_{по}^2) \quad (3)$$

$$ПНО = \exp(0.6 - 0.17 \cdot \ln(h) + 0.0011 \cdot L + 0.16 \cdot \ln(\mu) + 0.37 \cdot \ln(V_{по}) + 0.074 \cdot \frac{\mu}{k} + 0.01 \cdot Q_{по}^2) \quad (4)$$

$$T = \exp(6.17 - 0.46 \cdot \ln(H) + 0.013 \cdot h + 0.0094 \cdot L + 0.76 \cdot \ln(\mu) - 0.997 \cdot \ln(k) + 0.56 \cdot \ln(Q_{по}) + 0.019 \cdot \frac{k}{\mu}) \quad (5)$$

где:  $h$  - эффективная толщина пласта,  $L$  - расстояние между добывающей и нагнетательной скважинами,  $\mu$  - вязкость нефти,  $k$  - абсолютная проницаемость,  $Q_{по}$  - количество прокачки теплоносителя в поровых объемах.

Коэффициенты детерминации по представленным уравнениям составили 0.954, 0.913 и 0.956 соответственно.

Регрессионные уравнения для горизонтальных скважин:

$$КИН = \exp(4.89 + 0.0016 \cdot \ln(H) + 0.15 \cdot \ln(h) - 0.17 \cdot \ln(L) - 0.16 \cdot \ln(\mu) - 0.04 \cdot \ln(k) - 0.026 \cdot \ln(a) + 0.6 \cdot \ln(Q) - 0.074 \cdot \frac{\mu}{k}) \quad (6)$$

$$ПНО = \exp(0.042 - 0.13 \cdot \ln(h) + 0.14 \cdot \ln(L) + 0.16 \cdot \ln(\mu) - 0.03 \cdot k + 0.021 \cdot \ln(a) + 0.38 \cdot \ln(Q) + 0.068 \cdot \frac{\mu}{k}) \quad (7)$$

$$T = \exp(-3.34 - 0.31 \cdot \ln(H) + 0.82 \cdot \ln(h) + 1.33 \cdot \ln(L) + 0.79 \cdot \ln(\mu) - 0.98 \cdot \ln(k) + 0.23 \cdot \ln(a) + 0.66 \cdot \ln(Q) + 0.033 \cdot \frac{k}{\mu}) \quad (8)$$

Коэффициенты детерминации по представленным уравнениям составили 0.952, 0.921 и 0.944 соответственно.

Выразив из уравнений (5) и (8) прокачку в поровых объемах  $Q_{по}$  через время  $T$  и подставив в уравнения (3), (4) и (7), (8) соответственно, получим уравнения позволяющие прогнозировать КИН и ПНО во времени. Задаваясь величинами запасов и порового объема внутри элемента нагнетания можно перейти к параметрам накопленных добычи нефти и закачки пара. Таким образом появляется возможность прогнозировать основные технологические показатели разработки в динамике.

**В третьей главе** предложен алгоритм оптимизации паротеплового воздействия на залежи высоковязких нефтей. Разработанный алгоритм состоит из трех этапов:

1. Численное исследование влияния геолого-физических факторов на эффективность технологии площадного вытеснения нефти и регрессионный анализ результатов численного расчета

2. Расчет оптимальных параметров паротеплового воздействия и прогнозирование технологических показателей разработки исследуемой залежи аномально-вязкой нефти при помощи разработанного автором программного продукта. На данном этапе в программный продукт должны быть загружены исходные данные, которыми являются: карты распределения геологических параметров, входящих в состав регрессионных уравнений; исходные экономические показатели, темпы разбухания залежи.

3. Проверка результата оптимизации при помощи термогидродинамического симулятора. На данном этапе, полученные прогнозные параметры оптимального варианта проверяются численным расчетом, что позволяет судить об адекватности разработанной модели.

Разработанный алгоритм позволяет использовать как оптимизацию по накопленному чистому дисконтированному доходу, так и провести поиск варианта разработки, обеспечивающего максимальную выработку запасов при положительной экономической эффективности проекта.

Расчет экономических показателей выполняется в соответствии с регламентом составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений РД 153-39-007-96. В качестве экономического критерия оптимизации была выбрана величина накопленного чистого дисконтированного дохода (ЧДД). Цель оптимизации заключается в определении оптимального места расположения скважин, расстояния между ними, количества элементов нагнетания и времени остановки каждого элемента с тем, чтобы получить максимальную величину оптимизируемого параметра (ЧДД или КИН при заданной величине ЧДД). Нулевая величина ЧДД обеспечивает прибыль предприятия в размере принятой ставки дисконтирования, однако если доход в размере ставки дисконтирования не удовлетворяет недропользователя, максимальная величина ЧДД при проведении оптимизационных расчетов может быть ограничена конкретным положительным пределом, тем самым, за счет ограничения сверхприбыли компании-недропользователя осуществляется более полная выработка запасов.

Алгоритм расчета оптимизируемой функции следующий:

1. Определение констант: вязкость, глубина, экономические параметры.
2. Определение переменных параметров: толщина пласта, проницаемость, пористость, координаты расположения скважин и расстояние между скважинами.
3. Прогноз показателей разработки для каждого элемента во времени.
4. Расчет экономических показателей.

Таким образом, задача оптимизации технологии термического воздействия является сложной многостадийной задачей.

Решение было найдено при помощи эволюционного метода оптимизации – генетического алгоритма. Генетические алгоритмы используют прямую аналогию с теорией развития биологической популяции Чарльза Дарвина. Оперирруя набором решений данной задачи (хромосом в терминологии генетических алгоритмов), оценивает степень приспособленности каждого решения, выраженную близостью решения к ответу (выживаемость хромосомы). Если выживаемость данной хромосо-

мы значительно больше, чем у других хромосом, то у нее появляется больше шансов завести потомство (следующее поколение хромосом), которое заимствует основные свойства у своих родителей. Таким образом, появляется новое поколение решений, более близкое к ответу, чем предыдущее, так как оно обладает набором лучших свойств, которыми обладало предыдущее поколение. В процессе эволюции решений, более слабые решения отмирают, и их место занимают более выживаемые решения, таким образом, популяция сходится к оптимальному решению задачи.

Впервые понятие генетического алгоритма было введено в 1975 г Холландом. С тех пор было выполнено множество различных реализаций генетического алгоритма, однако и на сегодняшний день универсального генетического алгоритма не существует. Для решения каждой отдельной задачи генетический алгоритм должен создаваться заново применительно к условиям конкретной проблемы. Применительно к решению задачи оптимизации технологии паротеплового воздействия на залежи высоковязких нефтей был разработан генетический алгоритм с взаимодействием трех видов «хромосом»: «время разработки элемента», «расстояние между нагнетательными и добывающими скважинами», «координаты расположения элементов». Так как разработанная методика оптимизации предполагает равномерную пятиточечную сетку размещения скважин, то для определения расположения всех элементов необходимо и достаточно определить координаты одного из элементов. При оптимизации производится поиск верхнего левого угла первого элемента нагнетания.

Изложенная методика была реализована автором в компьютерной программе. На основе исходных параметров, программа автоматически рассчитывает графики ввода и вывода скважин, прогнозирует параметры разработки залежи на основе регрессионных уравнений, усредняя геолого-физические свойства пласта внутри каждого элемента нагнетания, и, в соответствии с методикой, изложенной в РД 153-39-007-96, выполняет расчет накопленного чистого дисконтированного дохода. Генетический алгоритм, варьируя переменными оптимизации, развивает решение до достижения оптимального результата. После прохождения заданного количества итераций разработанная программа выгружает прогнозные показатели по найденному оптимальному варианту разработки.



Разработанный автором программный продукт выгружает данные в формате гидродинамического симулятора CMG, визуализация результата работы производится в модуле CMG – Results3D. Также найденный оптимальный вариант разработки залежи представляется в виде программного кода, который может быть распознан и рассчитан модулем CMG – STARS. Таким образом, автоматически создается модель для проведения дальнейших термодинамических расчетов и проверки результата оптимизации численным расчетом всего месторождения.

**В четвертой главе** приведена краткая характеристика и выполнена апробация разработанных алгоритмов применительно к пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения.

Пермо-карбоновая залежь Усинского месторождения расположена на глубине 1100-1500 м и содержит высоковязкую нефть (в среднем 710 мПа·с) в карбонатах трещиновато-кавернозно-порового типа. Залежь сводовая, массивно-пластового типа, подстилается подошвенной водой, этаж нефтеносности - до 350 м. Размеры залежи 16x8,5 км. В разрезе залежи выделено 13 продуктивных пачек, объединенных в три эксплуатационных объекта.

Для реализации разработанных алгоритмов была создана трехмерная термогидродинамическая модель участка ПТВ-3 пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения, на котором в течении длительного времени идет закачка теплоносителя. Рассматриваемый участок залежи находится в разработке с 1983 г, площадная закачка пара ведется с 1994 г. При этом на 01.01.2008 г КИН по участку составил 22,7 %. На протяжении истории разработки в добыче находилось 23 скважины, пар закачивался в 9 скважин. Всего за весь период закачано 2388 тыс.т пара и добыто 2933 тыс.т жидкости. Отношение добывающих к нагнетательным скважинам равно 2,55. Давление снизилось с начального пластового равного 14,3 МПа до 10,5 МПа к 2001 г. и с того времени остается практически неизменным, что свидетельствует о том, что отбор жидкости компенсируется закачкой теплоносителя и поступающей в пределы участка законтурной пластовой воды. Созданная модель была успешно адаптирована под фактическую историю разработки. При воспроизведении истории разработки изменялись значения абсолютных проницаемостей, относительных фазовых проницаемостей и степень активности законтурной области. На площади рассматриваемого участка залежи, величины пористости меняются в

пределах от 0.13 до 0.28 д. ед, проницаемости от 500 мД до 8500 мД, эффективные нефтенасыщенные толщины от 5 до 66 м.

Был произведен ретроспективный расчет экономических показателей разработки выбранного участка залежи. Обозначим накопленный дисконтированный доход, полученный при расчете фактической истории как  $ЧДД_0$ . В дальнейшем, будем отражать нормализованные величины чистого дисконтированного дохода относительно  $ЧДД_0$ :

$${}_nЧДД_i = \frac{ЧДД_i}{ЧДД_0} \quad (9)$$

где:  ${}_nЧДД_i$  - нормализованный ЧДД для  $i$ -го варианта разработки,  $ЧДД_i$  - накопленный ЧДД для  $i$ -го варианта разработки.

Предполагая, что реализуемый вариант разработки участка залежи не оптимальный рассмотрим три различных варианта разработки залежи:

1. Оптимизация по критерию ЧДД. Целью оптимизации будем считать нахождение варианта разработки залежи за равный или меньший фактическому периоду временной интервал, при котором найденный максимальный ЧДД удовлетворяет условию  ${}_nЧДД_i > 1$ .

2. Оптимизация по критерию КИН. Оптимальный вариант будем считать найденным, если найденный максимальный КИН больше фактического ( $КИН_i > КИН_0$ ).

3. Оптимизация по экономическим и технологическим критериям. Оптимальный вариант разработки можно считать найденным, если найденный максимальный КИН больше фактического ( $КИН_i > КИН_0$ ) и  $0 < {}_nЧДД_i < ЧДД_{\max}$ , где  $ЧДД_{\max}$  - искусственно ограниченный максимальный ЧДД, который может быть получен в результате реализации проекта. Для примера выполним расчет для  $ЧДД_{\max} = 1$ , т.е.  $ЧДД_{\max} = ЧДД_0$ . Выполнение такого расчета позволит определить, какой КИН мог бы быть получен при разработке данного участка залежи с той же прибылью при использовании предложенного алгоритма оптимизации.

Расчет показал, что уравнения (3)-(8) имеют высокие коэффициенты детерминации, однако совместное их использование для прогнозирования показателей разработки реального месторождения дает существенную погрешность по сравне-

нию с численным расчетом. Связано это с присутствием в описанных уравнениях параметров, необходимых исключительно для понимания характера протекания теплового процесса. Практически не встречаются залежи в которых величины вязкости нефти и глубины залегания кардинально меняются внутри одного объекта разработки, поэтому эти параметры можно усреднить внутри исследуемого объекта. Соответственно, регрессионные уравнения, полученные для меньшего количества влияющих параметров в более узких пределах, соответствующих исследуемому месторождению, будут более достоверно описывать процесс разработки. Таким образом, руководствуясь первым пунктом разработанного алгоритма оптимизации, были проведены численные расчеты на секторных моделях аналогично алгоритму изложенному во второй главе. Данные, полученные при воспроизведении истории разработки (ОФП и распределения геолого-физических параметров) были также использованы при секторном моделировании.

Задавшись начальными экономическими параметрами, аналогичными использованным при расчете экономики фактической разработки, скоростью разбуривания залежи - 4 скв/год, а также загрузив распределения пористости, проницаемости, эффективных нефтенасыщенных толщин в разработанный программный продукт в матричном виде, были проведены оптимизационные расчеты.

Результат расчета программы представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Оптимальные параметры разработки по трем вариантам оптимизации

Вариант оптимизации	<i>n</i> ЧДД по залежи, ед	КИН по залежи, %	ПНО по залежи, т/т	Количество элементов нагнетания	Расстояние между скважинами, м	Год окончания разработки
1 (ЧДД)	3,3	28,6	5,2	4	235	2003
2 (КИН)	-0,4	48,2	7,9	30	105	2008
3 (КИН+ЧДД)	1,0	36,3	5,8	14	138	2006

Как видно из представленной таблицы, при разработке участка залежи по 1 оптимальному варианту, можно было к 1999 г получить накопленный ЧДД в 3,3 раза больший, чем при реализованном варианте разработки. При этом КИН по оптимальному варианту на 5,9 % больше базового. Этот вариант характеризуется

наиболее редкой сеткой скважин из всех рассмотренных вариантов. При реализации данного варианта экономическая эффективность разработки была бы повышена за счет бурения равномерной редкой сетки скважин. Расчеты показывают, что основные затраты при реализации проекта разработки идут на бурение скважин. В данном случае, сокращение затрат на разбуривание залежи в комбинации с более рациональным размещением скважин позволило бы существенно повысить экономическую эффективность проекта и значительно сократить период разработки. Данный вариант наиболее близок к фактическому, т.к. фактически, среднее расстояние между нагнетательными и добывающими скважинами составляет 250 м, однако тесное расположение нагнетательных скважин, значительное удаление некоторых добывающих скважин от нагнетательных (400 -500 м) и значительные перерывы в закачке теплоносителя снижают эффективность технологии. Применение предложенного алгоритма оптимизации при проектировании разработки позволило бы добиться улучшения и технологической и экономической эффективности.

По второму варианту оптимизации был получен максимальный КИН. При этом ЧДД имеет отрицательное значение. Это означает, что длительное время велась бы нерентабельная добыча. Данный вариант характеризуется наиболее плотной сеткой скважин и наибольшим количеством элементов нагнетания. Уплотнение сетки и увеличение количества элементов нагнетания позволило бы увеличить выработку запасов при сокращении времени разработки исследуемого участка залежи. Однако отрицательный экономический эффект делает данный вариант разработки не эффективным.

Третий вариант показывает каких величин нефтеотдачи при одинаковой прибыли удалось бы добиться при реализации на участке залежи оптимального варианта разработки. При той же экономической эффективности к 2004 г можно было бы добиться КИН на 13,6 % больше, чем было получено фактически. Использование рекомендуемой методики оптимизации при проектировании разработки позволило бы добиться большей технологической эффективности за счет бурения более плотной равномерной сетки скважин, интенсификации закачки теплоносителя, а также своевременного вывода отработанных элементов нагнетания из эксплуатации.

Разработанная программа автоматически выгружает данные в формате гидродинамического симулятора CMG - STARS, т.е. автоматически подготавливается модель для численного расчета, что дает возможность после нахождения оптимальных параметров воздействия, проверить прогнозные показатели результатом численного расчета. Для проверки правильности прогнозируемых параметров был выполнен расчет теплового воздействия при оптимальных условиях в численном симуляторе CMG.

Сравнение прогнозных показателей полученных при помощи предложенного в работе алгоритма по третьему варианту оптимизации с численным расчетом представлено на рисунке 5.

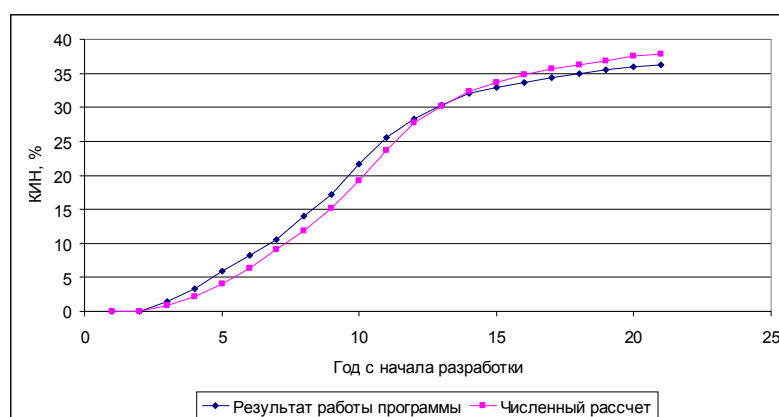


Рисунок 5 - Сравнение динамики выработки запасов разработанной методики прогнозирования с численным расчетом

Погрешность в определении добычи нефти составила 4,2 % что говорит о высокой точности прогнозирования технологических параметров разработанными алгоритмами.

## ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Обоснованы закономерности влияния геолого-технологических факторов на основные технологические параметры разработки залежей при тепловом воздействии на пласт
2. На основе регрессионного анализа получены уравнения и разработана методика, позволяющая прогнозировать технологические параметры разработки залежей высоковязких нефтей.

3. С использованием современных методов создана методика оптимизации параметров технологии паротеплового воздействия на залежи высоковязких нефтей.

4. Созданные методики апробированы на участке пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения и подтверждена их высокая эффективность

5. Разработанные методики рекомендуется применять при проектировании разработки залежей высоковязких нефтей термическими технологиями.

#### **Содержание работы опубликовано в следующих научных трудах:**

1. Петров Н.А. Применение регрессионного анализа для прогнозирования эффективности паротеплового воздействия на пласт в системе горизонтальных скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. - № 8 - С. 52-54

2. Петров Н. А. Оптимизация процесса ПЦО горизонтальных скважин с использованием генетических алгоритмов // Международная молодежная научная конференция “Севергеоэкотех - 2007” (21-23 марта 2007 г.; Ухта): Материалы конференции. - Ухта: Изд-во УГТУ, 2007 г. - С. 245-247.

3. Шкандратов В. В., Урсегов С. О., Петров Н. А., Тараскин Е. Н. Анализ достигнутой эффективности и пути совершенствования выработки запасов высоковязкой нефти пермокарбоновой залежи Усинского месторождения термическими технологиями // международный симпозиум “Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов” (18-19 сентября 2007 г.; Москва): Материалы конференции. - Москва: Изд-во ОАО “ВНИИнефть”, 2007 г. - С. 27.

4. Петров Н. А., Урсегов С. О. Оптимизация ПЦО скважин пермокарбоновой залежи Усинского месторождения по результатам математического моделирования и промысловых испытаний // VII научно-практическая конференция “Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами” (25-27 сентября 2007 г.; Геленджик): Материалы конференции. - Москва: Изд-во МГУ, 2007 г. - С. 125-128.

5. Урсегов С. О., Петров Н. А., Тараскин Е. Н. Инновационные технологии решения актуальных проблем разработки залежей высоковязких нефтей // региональный семинар “Состояние и перспективы разработки высоковязких нефтей и

битумов” (25-27 мая 2008 г.; Ухта): Материалы регионального семинара. - Ухта: Изд-во УГТУ, 2008 г. - С. 47-54.

6. Петров Н. А. Исследование влияния геологических факторов на эффективность площадной закачки пара // региональная научно-техническая конференция “Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов” (20-21 ноября 2008 г.; Ухта): Материалы региональной научно-технической конференции. - Ухта: Изд-во УГТУ, 2008 г. - С. 37-39.