

Российский государственный геологоразведочный университет
имени Серго Орджоникидзе
(РГГРУ)

На правах рукописи



КЛЕМИН ДЕНИС ВЛАДИМИРОВИЧ

ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ
ТЕПЛОМАССООБМЕНА ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЕЙ МЕТОДОМ ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО
ДРЕНАЖА

Специальность 25.00.10 – геофизика, геофизические методы поисков
полезных ископаемых

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата физико-математических наук

Москва – 2010

Работа выполнена в Российском государственном геологоразведочном университете им. Серго Орджоникидзе

Научный руководитель: кандидат физико-математических наук, с.н.с.
В.П. Пименов

Официальные оппоненты: доктор физико-математических наук, проф.
Б.Е. Лухминский

Официальные оппоненты: кандидат физико-математических наук, в.н.с.
И.О. Баюк

Ведущая организация: Башкирский государственный университет

Защита состоится 21.10.2010 г. В 15⁰⁰ часов на заседании диссертационного совета Д 212.121.07 при Российском государственном геологоразведочном университете им. Серго Орджоникидзе по адресу: 117997, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая, д.23, ауд. 6-38.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке РГГРУ. Отзывы, заверенные печатью учреждения, в двух экземплярах просим направлять по адресу 117997, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая, д.23, РГГРУ, Ученому секретарю Диссертационного совета.

Автореферат разослан 20.09.2010 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета,
доктор физико-математических наук, проф.



А.Д. Каринский

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы

Добыча тяжелой нефти и битума представляет собой сложный процесс, для которого требуются технологии и методы контроля, созданные для специфических условий, потому что эти жидкости имеют чрезвычайно высокую вязкость (до 1 500 Па·сек). Вязкость тяжелой нефти и битума значительно уменьшается при увеличении температуры и, по всей видимости, наиболее многообещающими являются методы добычи с использованием теплового воздействия на пласт.

К числу новых технологий разработки месторождений сверхтяжелых нефтей и битумов следует отнести парогравитационный дренаж (ПГД), который предполагает использование двух горизонтальных скважин, расположенных одна над другой на расстоянии 5-10 м. В промышленности данная технология (за рубежом именуемая SAGD – steam assisted gravity drainage) получает все более широкое применение. В рамках данной технологии верхняя скважина используется для нагнетания пара и создания в пласте высокотемпературной паровой камеры, на поверхности которой пар конденсируется и вместе с разогретой нефтью стекает к нижней добывающей скважине.

К недостаткам ПГД следует отнести сложность контроля параметров паровой камеры вдоль скважины. Неоднородность пласта по его физическим свойствам или изменение давления пара вдоль скважины могут привести к неравномерной добыче нефти по длине скважины и, как следствие, к прорыву пара в добывающую скважину. В процессе добычи измеряются давление и температура в скважинах. В последнее время пространственно-временные распределения температуры по длине скважин регистрируются с помощью оптико-волоконных измерителей температуры. Эти данные дают лишь косвенную информацию об эволюции паровой камеры и профиле притока нефти в добывающую скважину, что делает необходимым создание основ интерпретации результатов измерения давления и температуры в скважине, в первую очередь – с использованием математических моделей ПГД. Обычно

используемые детальные трехмерные модели не позволяют производить расчеты в реальном масштабе времени. Задача оперативной интерпретации данных мониторинга скважин при использовании ПГД требует разработки специальных численных симуляторов, использующих различные приближенные модели ПГД.

Существующие приближенные модели ПГД основаны на аналитической модели Батлера. Такие модели не учитывают нестационарный характер теплообмена между паровой камерой и окружающей средой, не позволяют рассчитать расход пара и, как следствие, имеют ограниченную применимость для решения задачи оценки эффективности ПГД.

В связи с этим потребовалась разработка приближенной математической модели физических процессов в скважине и продуктивном пласте, которая позволяет учесть все основные факторы, влияющие на процесс ПГД, и обеспечивает повышение достоверности результатов интерпретации данных геофизического мониторинга скважин.

Создание моделей ПГД предполагает решение задач по тепломассообмену в скважинах и продуктивном пласте для оптимизации режима добычи. Для расчета параметров теплопереноса требуется надежная информация о комплексе тепловых свойств (теплопроводность, температуропроводность, объемная теплоемкость) пород продуктивного пласта, подстилающего и перекрывающего слоев горного массива. В настоящее время при проведении исследовательских работ и построении геолого-технологических моделей для прогнозирования показателей разработки не учитывается степень влияния вариации теплофизических свойств пород коллектора на эффективность процесса ПГД. В связи с отсутствием до последних лет возможности получения надежных представительных данных о тепловых свойствах пород конкретного месторождения обычно используют усредненные значения, основанные на единичных измерениях или на справочных данных, не содержащих подробное геологическое описание изучавшихся пород.

В связи с этим потребовалось провести исследование влияния реальных пространственных вариаций теплофизических свойств пород, изученных для

одного из месторождений при помощи новой высокоэффективной аппаратурно-методической измерительной базы, на показатели разработки методом ПГД.

Цель работы

Целью работы является повышение эффективности процесса добычи тяжелых нефтей при помощи парогравитационного дренажа посредством выбора оптимальной конструкции скважин, расчета оптимального режима их работы с учетом знаний о фильтрационных и тепловых свойств пласта и повышение достоверности результатов интерпретации полевых данных геофизического мониторинга скважин.

Основные задачи исследований

В соответствии с поставленной целью в работе решаются следующие задачи:

1. Создание упрощенной математической модели процессов тепломассопереноса при разработке месторождений тяжелой нефти методом парогравитационного дренажа, позволяющей оценить влияние нестационарного теплообмена в пласте и кровле и влияние режимов работы инжекционной и добывающей скважин на показатели разработки.
2. Создание математической модели физических процессов в инжекционной скважине с целью определения оптимальных характеристик и конструкции нагнетательной скважины, обеспечивающих улучшение равномерности притока нефти по длине добывающей скважины.
3. Разработка комплекса программ для расчета параметров ПГД, применимого для оптимизации режимов работы скважин, анализа влияния неоднородности пласта на параметры ПГД, интерпретации результатов измерений давления и температуры и позволяющего производить расчеты в реальном масштабе времени.
4. Оценка влияния вариации тепловых свойств коллектора на эффективность процесса ПГД для прогнозирования показателей разработки на основе результатов петрофизических исследований пород месторождений тяжелых нефтей.

Научная новизна работы

Научная новизна работы заключается в следующем:

1. Разработана аналитическая модель физических процессов в скважине и продуктивном пласте, происходящих при разработке месторождения методом парогравитационного дренажа, которая отличается тем, что позволяет учесть нестационарный теплообмен в пласте и перекрывающей толще, влияние неоднородности петрофизических (теплофизических) свойств пород пласта на показатели разработки и оценить расход пара, закачиваемого в скважину.
2. Разработана математическая модель термодинамически равновесного потока пара и воды, учитывающая влияние теплотерь, режимов двухфазного потока и проскальзывания фаз на потери давления, изменение температуры и энтальпии по длине инъекционной скважины ПГД, которая позволяет учесть изменение режима потока пара в зависимости от конструкции (геометрии) скважины и параметров закачки, влияние пространственного распределения фаз (газовой и жидкой) на инъекцию каждой из них в пласт в условиях формирующейся в пласте высокотемпературной паровой камеры.
3. Создан метод оценки параметров ПГД, обеспечивающий сокращение времени расчета с нескольких дней до нескольких часов и основанный на применении одномерной модели инъекционной и добывающей скважин и нескольких двухмерных моделей для слоев продуктивного пласта, перпендикулярных скважинам и соединенных между собой через инъекционную и добывающую скважины.
4. Получены оценки степени влияния пространственных вариаций теплофизических свойств пород продуктивного пласта, подстилающей и перекрывающей толщ на эффективность процесса парогравитационного дренажа.

Защищаемые научные положения

1. Разработанная упрощенная математическая модель процессов тепломассопереноса в продуктивном пласте при разработке месторождений тяжелой нефти методом парогравитационного дренажа обеспечивает расчет показателей разработки и параметров формирующейся в пласте паровой камеры.
2. Разработанный подход к определению оптимального режима циркуляции пара и оценки требуемой продолжительности предварительного прогрева пласта позволяет увеличить эффективность использования энергии пара и снижение его расхода.
3. Созданная численная модель нагнетательной скважины обеспечивает определение оптимальной конструкции скважины и режима ее работы.
4. Разработанная $2*1D+N*2D$ математическая модель ПГД позволяет решать задачи интерпретации данных геофизического мониторинга скважин, в частности результатов измерений распределения давления и температуры по длине скважин, оптимизации режима работы инъекционной скважины и анализа влияния фильтрационных и тепловых свойств пласта на параметры ПГД. Она позволяет сократить время расчета моделей ПГД с нескольких дней до нескольких часов.

Практическая ценность работы

1. Обеспечена возможность приближенного расчета основных характеристик ПГД с помощью математической модели процессов тепломассопереноса, которая учитывает нестационарный теплообмен в пласте и перекрывающей толще.
2. Разработанная математической модель процессов тепломассопереноса при разработке месторождений тяжелой нефти методом ПГД сделала возможными выбор оптимального режима циркуляции пара и оценку продолжительности прогрева продуктивного пласта.

3. Созданная механистическая модель термодинамически равновесного потока пара и воды, учитывающая влияние режимов двухфазного потока и проскальзывания фаз на потери давления в инъекционной скважине, которая позволяет воспроизводить типичные схемы заканчивания скважин ПГД.
4. Разработанный метод оценки параметров ПГД, основанный на применении одномерной модели инъекционной и добывающей скважин и нескольких двухмерных моделей для слоев продуктивного пласта, перпендикулярных скважинам, и соединенных между собой через инъекционную и добывающую скважины позволяет сократить время расчета моделей ПГД с нескольких дней (требуемых для трехмерных детальных расчетов) до нескольких часов.
5. Пакет прикладных программ, созданный на основе разработанной математической модели и представленного метода оценки параметров ПГД, повышает эффективность интерпретации результатов измерений давления и температуры, оптимизации режима работы инъекционной скважины и анализа влияния петрофизических и теплофизических свойств пород пласта на параметры ПГД.
6. Показана необходимость учета пространственных вариаций тепловых свойств продуктивного пласта и окружающих толщ для оценки параметров эффективного режима работы скважин на этапе предварительного прогрева, уменьшения объема прокачиваемого пара и сокращения расходов энергии на начальном этапе ПГД.

Реализация и внедрение результатов исследований

Результаты работ использованы в работах НК ЛУКОЙЛ по Ярегскому месторождению тяжелых нефтей, организации ПечорНИПИНефть, компании Петроальянс, лаборатории Проблем геотермии РГГРУ по проектам с НУ ЛУКОЙЛ, Московском научном центре компании Шлюмберже.

Апробация работы

Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались на Международной конференции молодых ученых, специалистов и студентов “Современные методы изучения, моделирования и разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений” (Тюмень, 2008 г.); Международной конференции “Российская нефтегазовая техническая конференция и выставка общества инженеров - нефтяников” (Москва, 2008 г.); Международной конференции “Reservoir symposium” организованной компанией Шлюмберже (Москва, 2008 г.); Международной конференции «Новые идеи в науках о Земле» (Москва, 2009 г.).

Публикации

Результаты работы отражены в 6 научных статьях и 4 тезисах докладов, опубликованных в сборниках трудов Международных научных конференций. По результатам работы подано 2 заявки на патент.

Объем и структура работы

Диссертация состоит из введения, 4 глав и заключения, содержит 123 страницы машинописного текста, 35 рисунков, 1 таблицу, библиографию из 70 наименований.

Работа выполнена на кафедре технической физики и физики горных пород Российского государственного геологоразведочного университета.

Автор глубоко благодарен научному руководителю кандидату физико-математических наук, с.н.с. Пименову В.П. Автор признателен доктору физико-математических наук, профессору Попову Ю.А. за большую помощь при написании работы. Автор пользуется случаем поблагодарить всех сотрудников кафедры технической физики и физики горных пород РГГРУ и НИЛ проблем геотермии за внимание, помощь и ценные советы в работе.

Автор глубоко признателен Московскому научному центру компании Шлюмберже (Schlumberger Moscow Research) за многолетнюю поддержку исследований.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во **Введении** обоснована актуальность темы диссертации, сформулированы цели и задачи исследований, приведены защищаемые положения, охарактеризованы научная новизна и практическая значимость работы.

В главе 1 приводятся результаты анализа современного состояния моделирования тепломассообмена в инжекционной скважине и горном массиве при добыче тяжелой нефти методом парогравитационного дренажа.

Показано, что за предыдущие годы было издано большое количество статей, посвященных моделированию тепловых методов разработки тяжелых нефтей. Большой вклад в этом направлении внесли зарубежные исследователи R.M. Butler, D.J. Stephens, N. Edmunds, P. Vander Valk, P. Yang, P. Egermann, G. Renard, E. Delamaide, L.C. Reis и другие. Из отечественных исследователей необходимо отметить вклад Б.П. Поршакова, Б.А. Романова, К.Х. Шотиди, С.М. Купцова, М. Нухаева, В.П. Пименова, А.Н. Шандрыгина и других.

Известные из литературы теоретические модели, используемые для интерпретации результатов измерений давления и температуры в скважинах ПГД, можно разделить на две группы: 1) детальные модели, которые используются в исследовательских целях и могут адекватно описывать все существенные физико-химические процессы в коллекторе и скважинах, 2) качественные и приближенные модели, на основании которых принимаются решения в процессе эксплуатации скважины.

Для создания детальных моделей разработки используются гидродинамические симуляторы ECLIPSE, STARS, позволяющие решать задачи трехмерной трехфазной фильтрации нефти, воды и пара в поровом пространстве. Однако расчет одного варианта для трехмерной модели требует нескольких часов и даже дней, поэтому проведение многопараметрических

расчетов и тем более оптимизация режима добычи с использованием универсальной трехмерной модели представляется весьма сложной задачей.

Приближенные модели ПГД основаны на аналитической модели Батлера. Их широко применяют для описания процесса ПГД, однако они не учитывают нестационарный характер теплообмена между паровой камерой и окружающей средой, не позволяют рассчитать расход пара и оценить эффективность ПГД. Принципиальными недостатками всех приближенных моделей является предположение об однородности нефтяного пласта и отсутствие учета влияния перепада давления по нагнетательной скважине, что не позволяет непосредственно оценить степень неоднородности добычи нефти по длине скважины. Эти модели отличаются быстротой расчета, однако содержат большое количество ограничений и поэтому не могут быть использованы для количественного моделирования температуры в скважине и околоскважинном пространстве.

На основе анализа современного состояния моделирования тепломассообмена в инъекционной скважине и горном массиве при добыче тяжелой нефти методом парогравитационного дренажа в главе 1 поставлена задача создания математических моделей, тепломассопереноса в скважинах ПГД и пласте, которые учитывают нестационарный теплообмен в пласте и кровле, влияние режимов работы инъекционной и добывающей скважин на показатели разработки. Эти математические модели должны обеспечить оценку влияния вариаций тепловых свойств коллектора на эффективность процесса ПГД, анализ влияния неоднородности фильтрационных свойств пласта на параметры ПГД, интерпретацию результатов данных геофизического мониторинга скважин, в частности результатов измерений распределения давления и температуры по длине скважин ПГД.

Глава 2 посвящена описанию разработанной математической модели процессов тепломассопереноса в продуктивном пласте при добыче тяжелой нефти методом ПГД и тестированию разработанного программного обеспечения.

Упрощенная математическая модель процесса парогравитационного дренажа. В модели рассмотрена основная стадия ПГД – стадия добычи тяжелой нефти: паровая камера достигла кровли пласта и расширяется в стороны, причем высота h паровой камеры (Рис. 1.) остается практически постоянной.

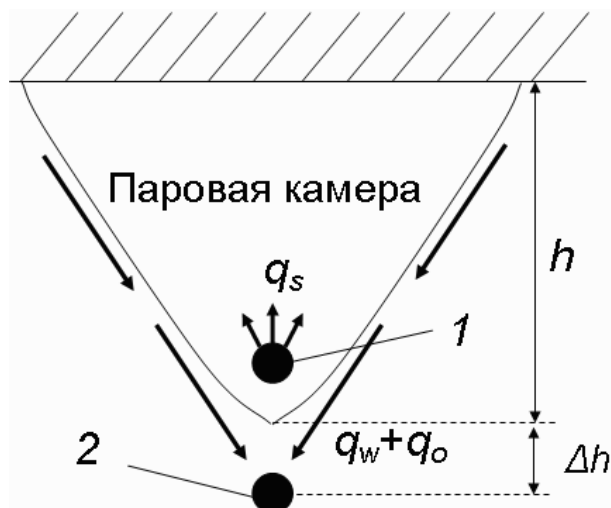


Рис. 1. Схема парогравитационного дренажа: 1 – инжекционная скважина, 2 – добывающая скважина, h – высота паровой камеры, Δh – расстояние от дна паровой камеры до добывающей скважины, q_s – расход пара (в эквиваленте холодной воды), q_o – дебит нефти, q_w – дебит воды

Основным уравнением данной модели является уравнение энергии, которое описывает расход энергии выделившейся при конденсации пара, на прогрев нового объема паровой камеры и теплопотери через кровлю пласта и через стенки паровой камеры на основе значений температурных градиентов в кровле и пласте вблизи границ паровой камеры:

$$L \cdot \left(\rho_w \alpha q_s - \rho_s \phi (1 - S_{wr} - S_{or}) \frac{dA}{dt} \right) \approx \rho \cdot c_p \cdot \Delta T \cdot \frac{dA}{dt} + \lambda_o \cdot \Gamma_o \cdot \Pi_{ob} + \lambda \cdot \Gamma \cdot \Pi_r,$$

где A – объем паровой камеры на единицу длины скважины, L – теплота парообразования, ϕ – массовая доля сухого пара в пароводяной смеси, который поступает в горизонтальный участок скважины, $\Delta T = T_s - T_r$, T_s и T_r – температуры пара и пласта, $\rho \cdot c_p$ – объемная теплоемкость пласта, Π_{ob} – длина границы паровой камеры с кровлей пласта, Π_r – длина ее границы с пластом, λ_o и λ – теплопроводности кровли и пласта, Γ_o и Γ – средние значения температурных градиентов в кровле и пласте вблизи границ паровой камеры, которые зависят от времени.

Скорость роста паровой камеры определяется скоростью добычи нефти q_o , изменением нефтенасыщенности пласта в паровой камере ΔS_o ($\Delta S_o = S_{o0} - S_{or}$) и пористостью ϕ . Таким образом, объем A паровой камеры определяется уравнением:

$$A(t) = A_p + \frac{1}{\phi \cdot \Delta S_o} \int_0^t q_o(t) dt.$$

Вводятся безразмерные параметры: $x = q_o/q$ – доля нефти в добытом флюиде, $f = l/h$ – безразмерный параметр, l – половина ширины паровой камеры у кровли пласта, h – высота паровой камеры. Основное уравнение энергии решается относительно доли нефти x в добытом флюиде. Поскольку $f(t)$ зависит от x для решения этого уравнения используется циклическая процедура.

Для решения этой задачи была разработана программа на языке Си. Модель была протестирована на полевых данных, полученных на месторождении, расположенном в битуминозных песках Атабаски. Результаты, рассчитанные по математической модели, сравнивались с данными, полученными с использованием коммерческого гидродинамического симулятора. Результаты расчетов показывают, что приближенная модель ПГД хорошо согласуется с детальными численными расчетами: 1) по величине доли нефти в добытом флюиде; 2) по значению ширины паровой камеры; 3) по изменению этих величин во времени.

Математическая модель процесса предпрогрева. В данном параграфе приведен анализ эффективности прогрева пласта, приведены аналитические соотношения для выбора оптимального режима циркуляции пара и оценки продолжительности прогрева.

При расчете потока тепловой энергии от нагнетательной скважины в пласт на этапе предпрогрева $Q(t)$ скважина моделируется цилиндром, на поверхности которого поддерживается постоянная температура, равная температуре насыщенного пара. Поток тепловой энергии описывается аналитическим выражением:

$$Q(t) = C_1 \cdot \frac{4\pi \cdot \lambda \cdot \Delta T \cdot z_{hor}}{\ln\left(\frac{a \cdot t}{r_w^2}\right)},$$

где λ и a – теплопроводность и температуропроводность пород, ΔT – средняя разность температур потока пара в кольцевом зазоре и пласта, z_{hor} – длина горизонтального участка скважины, t – время прогрева, r_w – радиус скважины, C_1 – безразмерная константа, приблизительно равная единице. Так как основным источником энергии на этапе предпрогрева является конденсация закачиваемого пара, оптимальный массовый расход пара $W(t)$ определяется из соотношения:

$$W(t) = \frac{Q(t)}{L \cdot \Delta\chi},$$

где $\Delta\chi_0 = \chi_0 - \chi_1$, χ_0 – качество пара на входе в НКТ, χ_1 – качество пара на выходе из кольцевого зазора ($\chi_1 \rightarrow 0$).

Полученные аналитические соотношения, определяющие оптимальный режим закачки пара, были подтверждены результатами численного моделирования. Было установлено, что в режиме циркуляции из-за теплообмена между НКТ и кольцевым зазором на прогрев пласта может идти относительно малая часть (15-25%) энергии инжектируемого пара. Показано, что можно в несколько раз увеличить эффективность использования энергии пара, снижая его расход путем уменьшения давления/температуры закачиваемого пара.

Глава 3 посвящена описанию модели тепломассообмена в инъекционной скважине ПГД, направленной на решение задач прикладной геофизики, связанных с выбором оптимальной конструкции скважины и режима ее работы. Для моделирования двухфазного потока была выбрана механистическая модель двухскоростного термодинамически равновесного потока пара и воды.

Режимы потока для инъекционной скважины ПГД. Данный параграф посвящен описанию режимов потока, наблюдаемых в инъекционной скважине ПГД. Для большинства параметров работы инъекционных скважин пара (при объемах закачиваемого пара до 50 м³/сут в НКТ и до 180 м³/сут в затрубье) характерны расслоенные режимы течения насыщенного пара. При увеличении

приведенных скоростей газовой фазы режим потока становится кольцевым. Полученные оценки для потоков в горизонтальных и наклонных скважинах, хорошо согласуются с имеющимися экспериментальными данными.

Моделирование раздельного течения пароводяной смеси в инжекционной скважине. Термодинамически равновесный поток пара и воды описывается уравнениями сохранения импульса для каждой из фаз, дополненными двумя уравнениями сохранения массы и уравнением сохранения энергии. Модель учитывает теплообмен между потоком в НКТ и потоком в затрубном пространстве, изменение массы фаз за счет фазового перехода, уход массы из затрубного пространства в пласт и соответствующее ему изменение режимов потока. Массовые стоки для потока в затрубье определяются в результате моделирования процессов тепло- и массопереноса в двумерных срезах пласта.

Уравнения сохранения массы для расслоенного режима потока жидкой и газовой фаз имеют следующий вид:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t}(\rho_g \alpha_g) + \frac{\partial}{\partial x}(\rho_g \alpha_g V_g) &= -m_{wg} - m_{cond}, \\ \frac{\partial}{\partial t}(\rho_l \alpha_l) + \frac{\partial}{\partial x}(\rho_l \alpha_l V_l) &= -m_{wl} + m_{cond}, \end{aligned}$$

где α_l – доля поперечного сечения потока, приходящегося на жидкую фазу без учета капель в газовом ядре, α_g – доля поперечного сечения потока, приходящегося на газовую фазу, V_g и V_l – скорости газовой и жидкой фаз, m_{wl} и m_{wg} – скорость ухода жидкости/газа в пласт на единицу длины скважины, m_{cond} – изменение массы фаз за счет фазового перехода. Для насосно-компрессорной трубы $m_{wl} = m_{wg} = 0$ вдоль по длине трубы.

Уравнения сохранения импульса для расслоенного режима потока записываются следующим образом:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t}(\rho_g \alpha_g V_g) + \frac{\partial}{\partial x}(\rho_g \alpha_g V_g^2) + \alpha_g \frac{\partial P}{\partial x} &= -m_{wg} V_g - m_{cond} V_g - \tau_{gw} \Pi_{gw} / A - \tau_{gi} \Pi_i / A + \alpha_g \rho_g g \sin \theta, \\ \frac{\partial}{\partial t}(\rho_l \alpha_l V_l) + \frac{\partial}{\partial x}(\rho_l \alpha_l V_l^2) + \alpha_l \frac{\partial P}{\partial x} &= -m_{wl} V_l + m_{cond} V_l - \tau_{lw} \Pi_{lw} / A - \tau_{li} \Pi_i / A + \alpha_l \rho_l g \sin \theta, \end{aligned}$$

где τ_{gw} и τ_{lw} – касательные напряжения на поверхности стенок для газовой и жидкой фаз, Π_{gw} и Π_{lw} – периметры этих поверхностей, τ_{gi} – касательное напряжение на межфазной поверхности, Π_i – периметр этой поверхности, θ – угол наклона скважины к горизонтали, A – площадь поперечного сечения скважины.

Уравнения сохранения импульса и массы для жидкой и газовой фаз приведены в работе для кольцевого и дисперсно-кольцевого режима потока и для расслоенного режима.

Используемое при моделировании уравнение энергии имеет следующий вид:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\rho_l \alpha_l \left(H_l + \frac{V_l^2}{2} \right) + \rho_g \alpha_g \left(H_g + \frac{V_g^2}{2} \right) \right) + \frac{\partial}{\partial x} \left(\rho_l \alpha_l V_l \left(H_l + \frac{V_l^2}{2} \right) + \rho_g \alpha_g V_g \left(H_g + \frac{V_g^2}{2} \right) \right) - \frac{\partial P}{\partial t} = (\rho_l \alpha_l V_l g \cdot \sin \theta + \rho_g \alpha_g V_g g \cdot \sin \theta) - Q_{loss} - m_{wl} H_l - m_{wg} H_g ,$$

где H_l – величина энтальпии для жидкой фазы, H_g – величина энтальпии для газовой фазы, Q_{loss} – величина теплообмена между затрубным пространством и НКТ. Уравнение энергии учитывает работу гравитационных сил, теплотери и изменение энергии смеси связанное с уходом массы каждой из фаз. В этом уравнении не учитываются теплотери между затрубным пространством и породой, поскольку в процессе ПГД они пренебрежимо малы, вследствие существования вокруг скважины паровой камеры, температура которой определяется температурой инжектируемого пара, поэтому профиль температуры в НКТ и затрубном пространстве определяется, в основном теплообменом между этими двумя потоками.

Созданная одномерная численная модель, использующая эти уравнения, написана на языке Си, для реализации сопряжения с пластом стоки массы определяются с использованием двумерных математических моделей ПГД, которые позволяют рассчитать профиль ухода пара в пласт. Модель позволяет учесть режимы двухфазного потока, режимы течений: ламинарный, переходный и турбулентный. Значительная часть главы посвящена методике расчета потерь давления в скважине.

Численное решение системы уравнений. Описанные выше уравнения решаются численно с помощью метода конечных разностей с использованием полунейной схемы аппроксимации. Решение системы уравнений сводится к трехдиагональной матрице, которая решается методом прогонки.

Результаты моделирования. Созданная модель была протестирована на полевых данных, полученных с месторождения, расположенного в битуминозных песках Атабаски (Канада). Было исследовано влияние различных режимов работы инъекционной скважины, достигаемые вариацией следующих параметров: соотношения объемов пара подаваемого через носок и пятку инъекционной скважины, начальные значения температуры, давления, массового паросодержания инжектируемого пара. Для каждого режима были получены распределенные значения температуры, давления, массового паросодержания и величин потоков по длине инъекционной скважины. Полученные результаты были сопоставлены с данными полномасштабного трехмерного моделирования ПГД и показали достаточно высокую точность.

Сопряжение скважина-пласт. В данном параграфе описан метод сопряжения одномерных моделей скважин с математическими моделями процессов тепломассообмена в пласте ($2*1D+N*2D$). Модель инъекционной скважины позволяет рассчитать профили давления и температуры, которые используются для моделирования процессов в пласте с использованием двумерных математических моделей (могут использоваться как представленные в главе 2 математические модели процесса парогравитационного дренажа, так и численные расчеты с использованием коммерческого гидродинамического симулятора). Двумерные математические модели ПГД на каждом расчетном шаге определяют профиль ухода пара в пласт, который является входным параметром для расчета инъекционной скважины.

Построенная модель была протестирована с использованием полномасштабного трехмерного моделирования. Расхождение в показателях добычи для широкого спектра значений фильтрационных и тепловых свойств пласта не превышает 10-20%. Суммарное время расчета для полученного

подхода не превышает 20-30 минут по сравнению с 6 и более днями расчета, требуемых для расчета полноразмерной трехмерной модели с использованием гидродинамического симулятора, что позволяет использовать разработанную $2*1D+N*2D$ математическую модель ПГД для решения задач интерпретации данных геофизического мониторинга скважин – результатов измерений распределения давления и температуры по длине скважин. С использованием библиотеки MPI было получен линейный рост производительности с увеличением числа процессоров, вследствие независимого расчета двумерных моделей пласта.

Глава 4 посвящена применению разработанной модели теплопереноса в скважине и околоскважинном пространстве для решения геофизических задач.

Влияние тепловых свойств коллектора на эффективность нефтедобычи при помощи технологии парогравитационного дренажа.

Результаты обработки данных экспериментальных петрофизических исследований на представительной коллекции образцов пород изученного месторождения тяжелых нефтей, расположенного в республике Коми (Россия), показали достаточно широкий диапазон изменения тепловых свойств с учетом: пространственных вариаций, температурных зависимостей и изменением насыщающих флюидов. Диапазоны вариаций составили 1,6...4,7 Вт/(м·К) для теплопроводности λ , $(0,6...2,7) \cdot 10^{-6}$ м²/с для температуропроводности a и $(1,5...3,3) \cdot 10^6$ Дж/(м³·К) для объемной теплоемкости C_p . Для проведения параметрического исследования была использована математическая модель ПГД, описанная в главе 2.

Для оценки степени влияния тепловых свойств было получено нормированное паронептяное значение. В качестве базового значения для нормирования были взяты усредненные значения теплопроводности и объемной теплоемкости: $\lambda = 3$ Вт/(м·К), $C_p = 1900$ кДж/(м³·К), как иллюстрация широко употребляемой практики использования общих усредненных значений тепловых свойств для всех пластов тяжелых нефтей одного месторождения при моделировании и при оценке эффективности процесса ПГД.

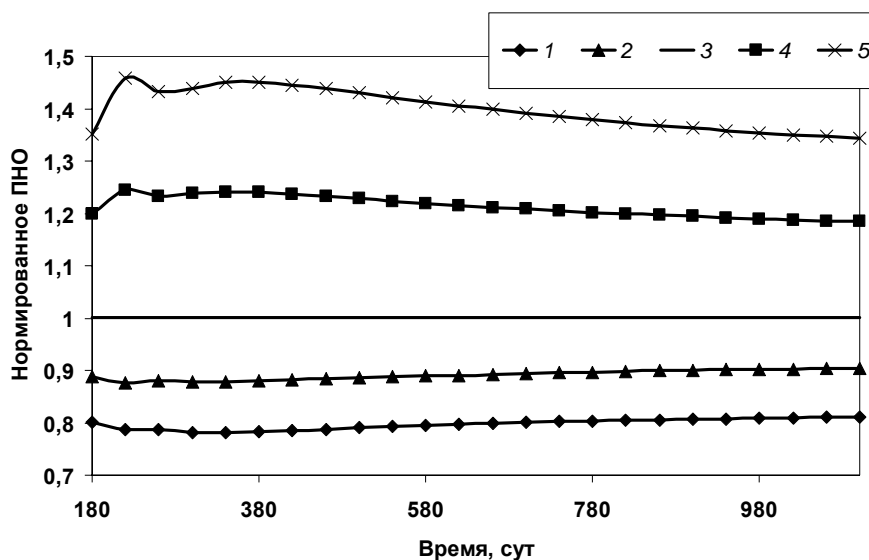


Рис. 2. Изменение паронефтяного отношения, нормированное на ПНО при $\lambda = 3$ Вт/(м·К), $C_p = 1900$ кДж/(м³·К) для следующих значений тепловых свойств: 1 - $\lambda = 1,5$ Вт/(м·К), $C_p = 1600$ кДж/(м³·К), 2 - $\lambda = 2,5$ Вт/(м·К), $C_p = 1700$ кДж/м³/К, 3 - $\lambda = 3$ Вт/(м·К), $C_p = 1900$ кДж/(м³·К), 4 - $\lambda = 4$ Вт/(м·К), $C_p = 2250$ кДж/(м³·К), 5 - $\lambda = 5$ Вт/(м·К), $C_p = 2500$ кДж/(м³·К)

Как видно из представленных на Рис.2 результатов, вариации теплопроводности λ от 1,5 до 5 Вт/(м·К) и согласованные с этим вариации объемной теплоемкости для пласта приводят к изменению паронефтяного отношения от -20% до +45%, что является весьма значительным изменением и может привести к существенному пересмотру результатов прогнозирования показателей разработки при построении геолого-технологических моделей.

Оценка влияния тепловых свойств коллектора на эффективность предварительного прогрева пласта. Для оценки влияния тепловых свойств пласта на процесс его прогрева использовались значения тепловых свойств, соответствующие установленному диапазону свойств продуктивных пластов исследуемого месторождения тяжелых нефтей, полученных при исследованиях керна. Данные значения включали характерные, согласованные изменения λ , a и ρc_p , установленные по результатам экспериментов.

Как показали расчеты влияния тепловых свойств пласта на эффективность предпрогрева, при совместном изменении значений теплопроводности и объемной теплоемкости разница во времени предпрогрева может достигать двух раз при вариации значения теплопроводности от 1,5 до 5 Вт/(м·К) и совместном

изменении объемной теплоемкости от 1600 до 2500 кДж/(м³·К) (Рис. 3). При фиксированном значении теплоемкости, эта разница определяется изменением значения теплопроводности и достигает ~3,3 раз при изменении λ от 1,5 до 5 Вт/(м·К).

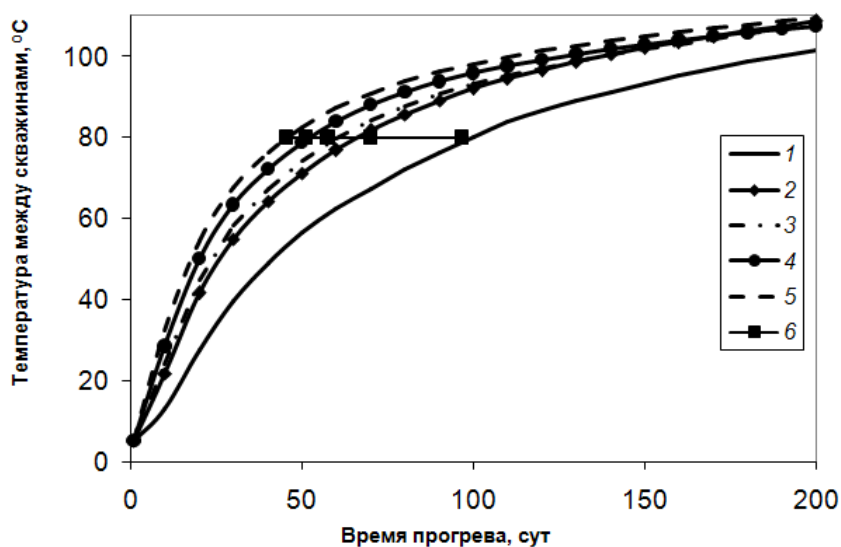


Рис. 3. Значение температуры в точке, находящейся посередине между скважинами для различных значений тепловых свойств пород-коллекторов: 1 - $\lambda = 1,5$ Вт/(м·К), $C_p = 1600$ кДж/(м³·К), 2 - $\lambda = 2,5$ Вт/(м·К), $C_p = 1700$ кДж/м³/К, 3 - $\lambda = 3$ Вт/(м·К), $C_p = 1900$ кДж/(м³·К), 4 - $\lambda = 4$ Вт/(м·К), $C_p = 2250$ кДж/(м³·К), 5 - $\lambda = 5$ Вт/(м·К), $C_p = 2500$ кДж/(м³·К), 6 – аналитическая оценка для $C_2 = 1,1$

Показано, что при использовании ошибочных значений тепловых свойств пласта на стадии проектирования, возможны: недостаточный прогрев пространства между скважинами и завышенный расход пара при использовании завышенных значений теплопроводности пород; заниженный расход пара и недостаточный прогрев части пласта из-за полной конденсации пара при использовании заниженных значений теплопроводности пород.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основные результаты диссертационной работы заключаются в следующем:

1. Разработана аналитическая модель ПГД, учитывающая нестационарный теплообмен в пласте и перекрывающей толще и способная рассчитать основные характеристики процесса ПГД: изменение высоты паровой камеры в зависимости от режима работы скважин и влияние

неоднородности тепловых свойств пласта на показатели разработки. Модель успешно протестирована с использованием коммерческого гидродинамического симулятора.

2. Проведен анализ эффективности прогрева пласта, приведены (и протестированы на результатах численного моделирования) аналитические соотношения для выбора оптимального режима циркуляции пара и для оценки продолжительности прогрева.
3. Показано, что в режиме циркуляции пара из-за теплообмена между НКТ и кольцевым зазором на прогрев пласта может идти относительно малая часть (15-25%) энергии инжектируемого пара. Эффективность прогрева пласта увеличивается при увеличении диаметра НКТ и/или снижении давления и температуры закачиваемого пара. Установлено, что в процессе прогрева можно увеличить эффективность использования энергии пара, снижая по определенному закону его расход путем уменьшения давления/температуры закачиваемого пара.
4. Создана механистическая модель термодинамически равновесного потока пара и воды, которая учитывает уход пара в пласт, влияние режимов двухфазного потока и скоростей фаз на потери давления, профили температуры и энтальпии и позволяет воспроизводить типичные схемы заканчивания скважин ПГД.
5. Разработанный метод оценки параметров ПГД, основанный на применении одномерной модели инъекционной и добывающей скважин и нескольких двухмерных моделей для слоев продуктивного пласта, перпендикулярных скважинам, и соединенных между собой через инъекционную и добывающую скважины позволяет сократить время расчета моделей ПГД с нескольких дней (требуемых для трехмерных детальных расчетов) до десятков минут.
6. Показано, что пакет прикладных программ, написанный на языке Си и использующий библиотеку MPI для выполнения параллельных расчетов, созданный на основе разработанной математической модели и

представленного метода оценки параметров ПГД, повышает эффективность интерпретации результатов измерений давления и температуры, оптимизации режима работы инъекционной скважины и анализа влияния тепловых и фильтрационных свойств пласта на параметры ПГД.

7. Установлено, что тепловые свойства пород существенно влияют на оптимальные значения давления/температуры закачиваемого пара и на продолжительность стадии прогрева пласта. Как показали результаты численного моделирования и аналитические оценки, при использовании ошибочных значений тепловых свойств пласта на стадии проектирования, возможны: недостаточный прогрев пространства между скважинами и завышенный расход пара при использовании завышенных значений теплопроводности пород; заниженный расход пара и недостаточный прогрев части пласта из-за полной конденсации пара при использовании заниженных значений теплопроводности пород.
8. Проведены оценки влияния неоднородности тепловых свойств коллектора на эффективность ПГД с помощью разработанной аналитической модели ПГД. Результаты моделирования показали, что вариации тепловых свойств пласта приводят к изменению ПНО от -20% до +45% относительно величины этого параметра, соответствующего $\lambda = 3$ Вт/(м·К). Полученные величины изменений параметров эффективности процесса ПГД являются значительными и могут привести к существенному пересмотру результатов прогнозирования показателей разработки при построении геолого-технологических моделей. Таким образом, учет реальных тепловых свойств пласта и подстилающих пород важен при моделировании процесса ПГД и оказывает значительное влияние на требуемые объемы закачки пара в процессе разработки и объемы добычи нефти, что в итоге существенно сказывается на выборе оптимальной конструкции скважин и определении режима их работы.

Публикации по теме диссертации

1. Пименов В.П., Шако В.В., Клемин Д.В. Проблемы и перспективы добычи тяжелой нефти методом парогравитационного дренажа // Недропользование-XXI век. – 2008. – №1. – С 59–63.
2. Клемин Д.В., Пименов В.П., Руденко Д.В. Разработка эффективной численной модели парогравитационного способа добычи тяжелых нефтей // Журнал общества инженеров нефтяников. – 2008. –SPE-117387.
3. Клемин Д.В., Пименов В.П. Оптимизация режима работы скважин при парогравитационном способе добычи тяжелых нефтей на основе численного моделирования // Известия ВУЗов, Геология и разведка. – 2008. – №5. – С. 54-58.
4. Пименов В.П., Клемин Д.В., Руденко Д.В. Аналитическая модель процесса парогравитационного дренажа // Известия ВУЗов, Геология и разведка. – 2009. – №1. – С. 49-52.
5. Пименов В.П., Попов Ю.А., Клемин Д.В., Спасенных М.Ю. Оценка влияния тепловых свойств коллектора на эффективность нефтедобычи при помощи технологии парогравитационного дренажа // Известия ВУЗов, Геология и разведка. – 2009. – №4. – С. 59-62.
6. Клемин Д.В., Попов Ю.А., Пименов В.П. Оценка влияния тепловых свойств коллектора на эффективность предварительного прогрева пласта при нефтедобыче тепловыми методами // Известия ВУЗов, Геология и разведка. – 2010. – №3. – С. 46-51.

Патентные заявки

1. V. Pimenov, D. Klemin, D. Rudenko, Method for estimation of SAGD process characteristics // патент US № WO/2010/062208, 03.06.2010.
2. Пименов В.П., Клемин Д.В., Способ предварительного прогрева нефтенасыщенного пласта // заявка на патент PCT/RU2010/000456, 23.08.2010.

Подписано в печать 16.09.2010 г.
Тираж 100 экз. Заказ № 2132
Отпечатано в типографии «АЛЛА Принт»
Тел. (495) 621-86-07, факс (495) 621-70-09
www.allaprint.ru
