

На правах рукописи



ГИЛЬМАНОВ АЛЕКСАНДР ЯНОВИЧ

**ИНТЕГРАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ
ТЕПЛОМАССОПЕРЕНОСА
ПРИ ПАРОГРАВИТАЦИОННОМ
ДРЕНАЖЕ**

Специальность: 1.3.14.

Теплофизика и теоретическая теплотехника

**АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание учёной степени
кандидата физико-математических наук**

Тюмень – 2021

Работа выполнена на кафедре Моделирования физических процессов и систем Тюменского государственного университета

Научный руководитель: **Шевелёв Александр Павлович**,
кандидат физико-математических наук,
доцент, Тюменский государственный университет

Официальные оппоненты: **Рамазанов Айрат Шайхуллович**,
доктор технических наук, профессор,
профессор кафедры геофизики ФГБОУ ВО
«Башкирский государственный университет»
Пятков Александр Александрович,
кандидат физико-математических наук,
ведущий специалист, ООО «Тюменский
нефтяной научный центр»

Ведущая организация: Институт механики и машиностроения
Казанского научного центра РАН

Защита состоится «__» _____ 2022 г. в на заседании диссертационного совета 24.2.418.02 при ФГАОУ ВО «Тюменский государственный университет» по адресу: 625003, г. Тюмень, ул. Перекопская, 15а, ауд. 410.

Тел.: 8-904-496-18-41
E-mail: a.y.gilmanov@utmn.ru

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Тюменского государственного университета.

Автореферат разослан «__» _____ 2021 г.

*Учёный секретарь
диссертационного совета Д 212.274.10
д. ф.-м. н.*



С. Ю. Удовиченко

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы

Актуальность темы исследования заключается в том, что в настоящее время в связи с истощением традиционных запасов нефти в разработку вовлекаются месторождения трудноизвлекаемых углеводородов, добыча которых возможна лишь при использовании методов увеличения нефтеотдачи. Применение этих методов без предварительного моделирования малоэффективно. На перспективу использования некоторых тепловых методов воздействия на залежи высоковязких нефтей указывают экспериментальные и промысловые исследования. Разработка новых технологий воздействия должна основываться на детальном анализе тепломассопередачи в этих процессах и выявлении особенностей, определяющих их технологическую эффективность.

Высокую эффективность на практике для добычи тяжёлой нефти показали тепловые методы увеличения нефтеотдачи пласта за счёт существенного снижения вязкости нефти и повышения её подвижности, особенно при использовании пара в качестве теплоносителя. Одним из наиболее перспективных методов среди них, благодаря использованию горизонтальных скважин и большой площади дренирования, является метод парогравитационного дренажа (SAGD).

В настоящий момент модели, применяемые для описания этого метода, основаны на подходе Батлера, МакНаба и Ло, где упор делается на механизме стекания нефти из камеры в добывающую скважину и детализации теплопередачи и нагрева стенок камеры. Использование этой модели требует сложных расчётов в каждой точке границы паровой камеры и не позволяет предсказать значения некоторых технологических параметров, необходимых для максимально эффективного применения процесса, а также не обеспечивает возможность оптимизации процесса.

Стадия предварительного развития паровой камеры на этапе разогрева межскважинной зоны также не описывается в полной мере существующими моделями. Кроме того, важной проблемой при использовании метода парогравитационного дренажа является риск

прорыва пара, который необходимо оценивать. Использование интегральных моделей хорошо себя зарекомендовало в применении к описанию других тепловых методов увеличения нефтеотдачи, поэтому имеет смысл применить этот подход к методу парогравитационного дренажа. В этом процессе центральным элементом является паровая камера, поэтому интегральным подходом в этом случае будет рассмотрение теплового и массового баланса в целом для всей камеры.

Цель работы

Создание интегральной модели парогравитационного дренажа, детализирующей общий тепловой баланс в элементе разработки, и выявление основных теплофизических особенностей формирования, развития и стабилизации паровой камеры.

Задачи исследования

1. Проанализировать механизмы теплопередачи и фазовых переходов, происходящих при парогравитационном дренаже в паровой камере и на её границах.

2. Разработать интегральную модель парогравитационного дренажа, детально учитывающую общий тепловой баланс паровой камеры в форме треугольной призмы в ячейке разработки.

3. Установить критерий формирования термогидродинамической связи пары скважин для эволюции паровой камеры.

4. Исследовать основные этапы процесса парогравитационного дренажа от стадии вертикального роста паровой камеры до установления динамического равновесия между теплом, вводимым в пласт, и тепловыми потерями из паровой камеры.

5. На основе анализа динамики теплового поля процесса парогравитационного дренажа с использованием интегральной модели разработать методику оптимизации процесса и выработать рекомендации для применения технологии на практике.

6. Провести верификацию модели на промысловых данных.

Объектом исследования являются тепловые процессы при парогравитационном дренаже на месторождении высоковязкой нефти.

Предметом исследования является рассмотрение эволюции паровой камеры, происходящих в ней тепловых процессов и тепловых потерь через её границы.

Научная новизна

1. Для паровой камеры в форме треугольной призмы впервые установлено, что скорость её развития в вертикальном и горизонтальном направлениях пропорциональна соответствующим удельным тепловым потокам.

2. Разработана интегральная модель процесса парогравитационного дренажа, впервые учитывающая и тепловой баланс всей паровой камеры, и соотношения дебитов нефти и воды в продукции, полученные из закона Дарси. Показано, что модель позволяет рассчитать все стадии процесса на основе параметров, которые возможно определить на практике.

3. С помощью асимптотического анализа модели установлено наличие нового определяющего параметра – критического расхода пара, необходимого для формирования тепловой и гидродинамической связи между скважинами. Расход пара выше критического свидетельствует об успешном запуске процесса парогравитационного дренажа.

4. Выделены и проанализированы этапы развития процесса парогравитационного дренажа, новыми элементами этих этапов являются интерференция паровых камер, установление динамического теплового равновесия. Предложены безразмерные комплексы, характеризующие процесс.

5. Установлена возможность оптимизации развития теплового поля для получения максимального значения извлечения нефти.

6. Верификация разработанной модели показала удовлетворительное соответствие расчётной динамики коэффициента извлечения нефти с промысловыми данными на примере месторождений Fengcheng и Senlac, расчётной динамики паронефтяного отношения с промысловыми данными на примере месторождения Senlac.

Практическая значимость работы

1. Интегральная модель парогравитационного дренажа может быть использована для прогнозирования времени стабилизации паровой камеры, динамики коэффициента охвата пласта воздействием, паронефтяного отношения, обводнённости продукции, дебитов нефти и воды.

2. На примере месторождений Senlac и Celtic определены оптимизированные параметры закачиваемого пара с целью формирования термогидродинамической связи между скважинами.

3. На примере месторождения Fengcheng рассчитано оптимальное расстояние между скважинами, при котором происходит максимальный прогрев пласта в элементе разработки.

Достоверность работы подтверждается удовлетворительным соответствием динамики развития паровой камеры, рассчитанной по модели, с экспериментальными данными Чанга и Батлера, согласованностью динамики коэффициента извлечения нефти по результатам расчётов по разработанной модели с промысловыми данными на примере месторождения Senlac. На примере месторождения Celtic установлено соответствие расчётной динамики опускания верхней границы области жидких фаз, позволяющей судить о риске прорыва пара, с полученными по модели Янга и его соавторов данными. Дополнительным подтверждением корректности модели служит соответствие максимума коэффициента охвата пласта по результатам численных расчётов с полученным из модели аналитически путём асимптотического анализа.

Методология и методы исследований

Методологической основой диссертационного исследования являются научные работы по интегральному моделированию тепловых методов увеличения нефтеотдачи, в том числе работы К. М. Фёдорова, В. Е. Андреева, Ю. А. Котенева, С. С. Бадрегдинова, А. И. Шакирова, О. З. Исмаилова, М. Т. Нухаева, И. Янга, С. Хуанга, И. Лиу и других. Численные методы исследования, использованные в работе, взяты из книги А. А. Самарского.

В работе рассматривается паровая камера в форме треугольной призмы, основанной на экспериментальных данных Чанга и Батлера. Для моделирования процесса парогравитационного дренажа используется система уравнений механики многофазных систем, включающая законы сохранения массы для фаз, тепловой баланс и соотношения для расходов, полученные с использованием закона Дарси. Тепловые потери описываются по закону Ньютона-Рихмана. Описание стадии развития паровой камеры по вертикали

основано на предположении о пропорциональности скорости роста камеры удельным тепловым потокам в соответствующем направлении. При рассмотрении формирования термогидродинамической связи между скважинами используется асимптотический анализ модели.

Для решения системы дифференциальных уравнений используется конечно-разностная схема с аппроксимацией производных по методу Эйлера и метод последовательной подстановки. Нелинейное уравнение, описывающее стадию эволюции камеры в вертикальном направлении, решается с помощью итерационного метода Ньютона. Впервые в работе предлагается интегральный подход к моделированию процесса парогравитационного дренажа, заключающийся в рассмотрении осреднённых по паровой камере параметров и использовании баланса тепла и массы для всей паровой камеры в форме треугольной призмы. Для расчётов написана собственная программа на языке Pascal.

Положения, выносимые на защиту:

1. Представление о развитии паровой камеры в форме треугольной призмы, которое позволяет удовлетворительно описывать тепловые процессы в пласте.

2. Интегральная модель парогравитационного дренажа, основанная на законах сохранения массы и энергии в паровой камере и детально учитывающая общий тепловой баланс в ячейке разработки.

3. Критерий, определяющий формирование термогидродинамической связи между скважинами – критический расход закачиваемого пара.

4. Условие динамического теплового равновесия на заключительной фазе процесса парогравитационного дренажа, основные критерии подобия, определяющие особенности развития теплового поля и технологические параметры добычи нефти.

5. Алгоритм оптимизации процесса парогравитационного дренажа по критерию коэффициента извлечения нефти.

6. Результаты верификации прогнозных параметров модели с промысловыми данными, полученными на месторождениях Fengcheng (Китай), Senlac (Канада), Celtic (Канада).

Структура работы

Диссертационная работа состоит из введения, 4 глав, заключения и списка литературы из 128 работ. Общий объем диссертации – 125 страниц, имеется 19 рисунков и 6 таблиц.

Личный вклад автора состоит в разработке интегральной модели парогравитационного дренажа, детально описывающей тепловой баланс в элементе разработки, введении критерия формирования термогидродинамической связи между скважинами, проведении расчётов с использованием разработанной модели, анализе результатов исследования, установлении критерия оптимизации процесса парогравитационного дренажа – максимального коэффициента извлечения нефти, верификации модели.

Апробация

Результаты диссертационной работы и её основные положения докладывались и обсуждались на следующих конференциях: XVIII научно-практической конференции «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами» в соавторстве с К. М. Фёдоровым, А. П. Шевелёвым в 2018 году, «Российской нефтегазовой технической конференции SPE» в 2018 году в соавторстве с К. М. Фёдоровым, А. П. Шевелёвым, конференции «Нефть и газ: Технологии и инновации» в 2019 году, XX и XXI Конференциях молодых учёных и специалистов Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени в 2020 и 2021 годах, V Международной научно-практической конференции молодых учёных «Энергия молодёжи для нефтегазовой индустрии» в Альметьевске в 2020 году, XIX Всероссийской конференции-конкурсе студентов и аспирантов «Актуальные проблемы недропользования» в 2021 году, Международном форуме «Нефть и газ – 2021».

Публикации

Основные результаты диссертационной работы опубликованы в тринадцати печатных работах, в том числе шесть работ в изданиях, рекомендованных ВАК РФ, и четыре в изданиях, входящих в международные базы данных. Зарегистрирована программа для ЭВМ «Программа для расчёта технологических показателей парогравитационного дренажа».

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность темы исследования, сформулирована цель работы и поставлены основные задачи исследования, указана научная новизна и практическая значимость работы, приведены положения, выносимые на защиту.

В первой главе охарактеризовано современное состояние в области моделирования и применения метода парогравитационного дренажа. Показано, что в настоящее время доля месторождений с высоковязкой нефтью является значительной. Обоснован общий принцип действия тепловых методов увеличения нефтеотдачи для разработки таких месторождений, заключающийся в нагреве нефти теплоносителем, в результате чего её вязкость снижается, а скорость фильтрации возрастает. Рассмотрены различные тепловые методы увеличения нефтеотдачи, их принцип работы, достоинства и недостатки. Подробно описан метод парогравитационного дренажа (Steam-Assisted Gravity Drainage, SAGD), предложенный Р. М. Батлером, указаны его преимущества по сравнению с другими методами.

Рассмотрены основные экспериментальные исследования метода парогравитационного дренажа, в том числе работы Чанга и Батлера. Эти исследования позволили установить форму паровой камеры в форме треугольной призмы и динамику её теплового развития. Было показано, что наиболее эффективно для применения SAGD использование именно горизонтальных нагнетательных скважин, а не вертикальных. Отмечено, что имеется успешный промысловый опыт применения SAGD на месторождениях Канады, Китая, России.

Кроме того, рассмотрены основные подходы к моделированию парогравитационного дренажа. В процессе парогравитационного дренажа участвуют три фазы: нефть, вода, пар. Первый подход заключается в использовании математической модели Батлера, Мак-Наба и Ло, включающей расчёт теплопередачи через границы камеры и количества нагретой нефти, поступающей в паровую камеру в форме треугольной призмы, определение потока нефти на основании закона Дарси за счёт гравитационных сил, или даль-

нейших модификаций этой модели, учитывающих зависимость теплофизических свойств от температуры. Другой подход основан на использовании гидродинамических симуляторов. Третий подход заключается в применении нейросетевых моделей. Показано, что существующие модели прогнозируют дебит нефти и форму паровой камеры, однако не позволяют рассчитать ряд технологических параметров (критерий инициации процесса, расстояние между парами скважин) и оптимизировать тепловое воздействие на пласт.

Во второй главе обоснована возможность использования интегрального подхода для моделирования парогравитационного дренажа. Этот подход заключается в рассмотрении баланса тепла и массы в целом по всей паровой камере. Впервые представлена интегральная модель парогравитационного дренажа. Основные допущения, которые вводятся для применения интегральной модели, следующие:

1. Паровая камера имеет форму треугольной призмы, что согласуется с экспериментами Чанга и Батлера.

2. Паровая камера содержит три фазы: нефть, жидкость и пар.

3. Равномерное распределение насыщенностей фаз по паровой камере.

4. Рассматривается стационарное состояние паровой камеры, при котором температура во всем её объеме достигает значения, равного температуре пара.

5. Полагается, что тепловые потери через границы паровой камеры преимущественно являются конвективными и рассчитываются по закону Ньютона-Рихмана.

6. Отношение площадей фильтрации для нагнетаемого и добываемого флюидов пропорционально отношению соответствующих углов раствора камеры: для нагнетательной скважины угол раствора равен 2π , для добывающей – углу раствора паровой камеры φ .

Постановка задачи для применения модели следующая. Имеется нефтенасыщенный пласт в форме прямоугольного параллелепипеда мощностью h . Он разрабатывается с помощью метода парогравитационного дренажа. В элементе разработки пласта пробурены две параллельные горизонтальные скважины длиной d

каждая, одна находится над другой на расстоянии d_0 . от нагнетательной скважины с паром до такой же соседней скважины по горизонтали равно s . Вводится декартова система координат с взаимно перпендикулярными осями x, y, z (рисунок 1).

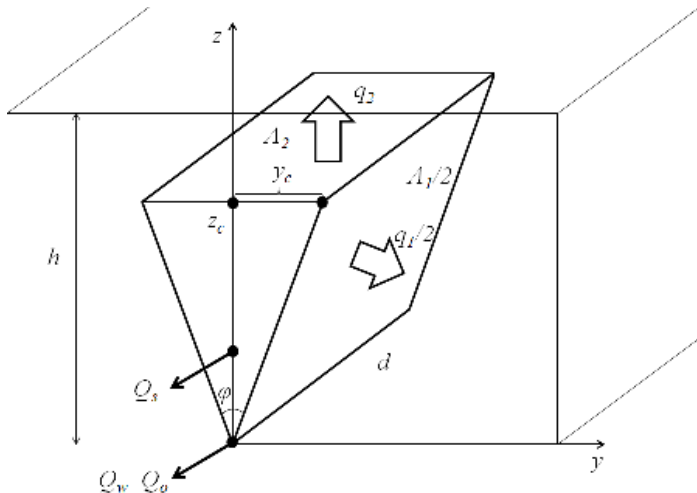


Рисунок 1 – Схема рассматриваемой модели нефтенасыщенного пласта в форме прямоугольного параллелепипеда высотой h , разрабатываемого с помощью SAGD. 1 – паровая камера в форме треугольной призмы высотой z_c , 2 – горизонтальная добывающая скважина длиной d , используемая для добычи нефти с расходом Q_o и воды с расходом Q_w , 3 – горизонтальная нагнетательная скважина длиной d , используемая для закачки пара с расходом Q_s , y – горизонтальная ось координат, z – вертикальная ось, φ – угол при вершине треугольника, y_c – половина основания паровой камеры, q_2 и q_1 – удельные тепловые потоки через верхнюю и боковые поверхности камеры

В результате закачки пара с постоянным удельным (на единицу длины горизонтальной скважины) массовым расходом Q_s и температурой T_s образуется паровая камера в форме треугольной призмы. Добывается эмульсия нефти и воды, удельный массовый расход нефти равен Q_o , удельный массовый расход воды равен Q_w . Высота

паровых камер равна z_c , а их основание $2y_c$. Удельные тепловые потоки, обусловленные конвективными тепловыми потерями через боковые и верхние поверхности паровых камер, равны q_1 и q_2 .

Интегральная модель парогравитационного дренажа основана на использовании законов сохранения массы фаз, уравнения теплового баланса паровой камеры, замыкающих соотношений для расходов, полученных из закона Дарси, уравнений для изменения размеров паровой камеры:

$$(1 - S_{wr}) \frac{d(m(V_e - V)\rho_o)}{dt} + \frac{d(mVS_o\rho_o)}{dt} = -Q_o, \quad (1)$$

$$\frac{d(mVS_w\rho_w)}{dt} = -Q_w + J_{sw}, \quad (2)$$

$$\frac{d(mV(1 - S_w - S_o)\rho_s)}{dt} = Q_s - J_{sw}, \quad (3)$$

$$\frac{d}{dt} \left(V(m(S_w C_w(T_s - T_o)\rho_w + (1 - S_w - S_o)\rho_s(l + C_s(T_s - T_o)) + S_o C_o(T_s - T_o)\rho_o) + (1 - m)C_r(T_s - T_o)\rho_r) \right)$$

$$= Q_s l - 2\alpha_1 \sqrt{\frac{V^2}{z_c^2} + z_c^2(T_s - T_o)} - 2\alpha_2 \frac{V}{z_c} (T_s - T_o)$$

$$- (Q_o C_o + Q_w C_w)(T_s - T_o),$$

$$z_c \leq h, \quad (4)$$

$$\frac{Q_s}{\rho_s \left(\frac{Q_o}{\rho_o} + \frac{Q_w}{\rho_w} \right)} = \frac{2\pi}{\varphi \mu_s \left(\frac{f_o}{\mu_o} + \frac{f_w}{\mu_w} \right)} \frac{\Delta p_i}{\Delta p_p}, \quad (5)$$

$$\frac{Q_w \rho_o}{Q_o \rho_w} = \frac{f_w \mu_o}{f_o \mu_w}, \quad (6)$$

$$\frac{dz_c}{d\left(\frac{V}{z_c}\sqrt{1+\left(\frac{V}{z_c}\right)^2}\right)} = \frac{\alpha_2}{\alpha_1}, \quad z_c \leq h, \quad (7)$$

$$\varphi = 2 \operatorname{arctg} \frac{V}{z_c^2}, \quad (8)$$

где t – время, m – пористость, S_{wr} – связанная водонасыщенность, V – объём паровой камеры, а V_e – объём элемента разработки, приходящиеся на единицу длины горизонтальной скважины, S_o , S_w – насыщенности паровой камеры нефтью и водой соответственно, ρ_s , ρ_o , ρ_w , ρ_r – плотности пара, нефти, сконденсировавшейся из пара воды и скелета породы соответственно, μ_w , μ_s , μ_o – вязкости воды, пара, нефти при температуре паровой камеры, равной температуре пара; C_w , C_s , C_o , C_r – удельные теплоёмкости воды, пара, нефти и скелета породы, J_{sw} – массовая интенсивность фазового перехода пар-вода, приходящаяся на единицу длины горизонтальной скважины, T_o – начальная пластовая температура, l – удельная теплота конденсации пара, α_1 и α_2 – коэффициенты теплоотдачи в горизонтальном и вертикальном направлениях, Δp_i – репрессия на нагнетательной скважине, Δp_p – депрессия на добывающей скважине, f_o и f_w – относительные фазовые проницаемости нефти и воды, которые вычисляются по модельным квадратичным корреляциям Кори.

Начальные условия следующие:

$$t = 0: V = 0, S_w = S_{wr}, S_o = 1 - S_{wr}, z_c = d_0. \quad (9)$$

Разработанная интегральная модель приводится к безразмерному виду для оценки вклада влияющих параметров и обобщения рекомендаций, даваемых по результатам расчётов. Интерференция тепловых полей учитывается на основе геометрических соображений.

Одной из основных проблем при использовании метода SAGD является риск прорыва теплоносителя в добывающую скважину. Для оценки этого риска паровая камера разбивается на 2 области, верхняя заполнена только паром в силу его меньшей плотности, нижняя – жидкими фазами. Законы сохранения массы записываются для каждой из областей отдельно. Опускание границы между

областями к добывающей скважине свидетельствует о возможном прорыве пара в эту скважину.

Уравнения разработанной модели решаются с помощью явной конечно-разностной схемы Эйлера, поскольку этот метод не требует больших вычислительных затрат. Метод имеет первый порядок аппроксимации. Исследована устойчивость численного метода.

В третьей главе исследованы основные этапы развития теплового поля при использовании SAGD. Асимптотический анализ модели при $t \rightarrow 0$ позволил установить наличие критического расхода пара, необходимого для формирования термогидродинамической связи между скважинами:

$$Q_{scr} = \frac{2\alpha_1 h(T_s - T_o)}{l}. \quad (10)$$

Для успешного запуска процесса парогравитационного дренажа расход нагнетаемого пара должен превышать критическое значение. Физический смысл критического расхода пара заключается в том, что закачиваемая с паром теплота должна превышать тепловые потери из формирующегося теплового канала.

На основном этапе процесса следует выделить стадию интенсивного вертикального роста паровой камеры и стадию её горизонтального развития. То, что динамика теплового развития паровой камеры, рассчитанная по разработанной модели, удовлетворительно соответствует результатам экспериментов Чанга и Батлера с размерами паровой камеры, соответствующими изотермам при 100°C , показано на рисунке 2.

На этом этапе модель позволяет рассчитать динамику коэффициента охвата пласта воздействием K_s , обводнённости продукции W , коэффициента извлечения нефти и паронефтяного отношения R_s , являющегося показателем теплофизической и экономической эффективности применения тепловых методов увеличения нефтеотдачи. Коэффициент охвата пласта воздействием определяется как отношение объёма паровой камеры к объёму элемента разработки:

$$K_s = \frac{V}{V_e}. \quad (11)$$

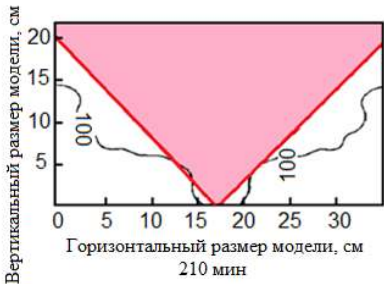
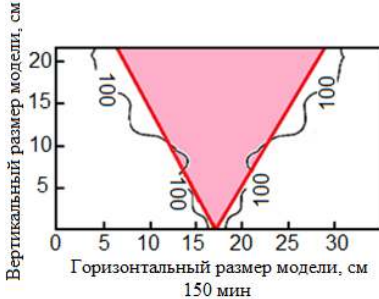
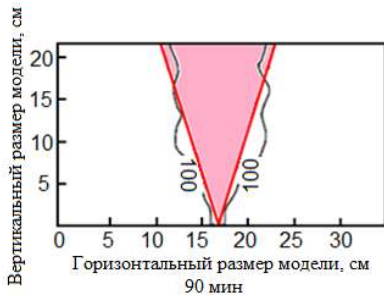
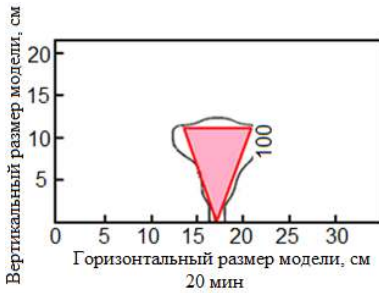


Рисунок 2 – Сопоставление размеров паровой камеры в различные моменты времени t (мин), рассчитанных по разработанной интегральной модели (выделенные цветом области), с экспериментальными данными Чанга и Батлера (линии)

Обводнённость продукции характеризует отношение объёма воды к объёму всего добываемого флюида:

$$W = \frac{Q_w}{\rho_w \left(\frac{Q_w}{\rho_w} + \frac{Q_o}{\rho_o} \right)}. \quad (12)$$

Паронефтяное отношение определяется как отношение расхода закачиваемого пара к дебиту нефти:

$$R_s = \frac{Q_s}{Q_o}. \quad (13)$$

Безразмерное время τ вводится следующим образом:

$$\tau = \frac{t Q_s}{m V_e \rho_w}. \quad (14)$$

Зависимость параметров K_s , W , R_s от безразмерного времени τ приведена на рисунке 3. Анализ рассчитанных зависимостей показывает, что характерные времена стабилизации коэффициента охвата τ_1 , обводнённости продукции τ_3 и время τ_2 превышения паронефтяным отношением критического для рентабельности процесса значения не совпадают между собой. Этот факт говорит о более раннем выравнивании мощности тепловых потерь из паровой камеры с количеством теплоты, закачиваемым в единицу времени в пласт, чем окончательное падение дебита нефти и снижение скорости её фильтрации.

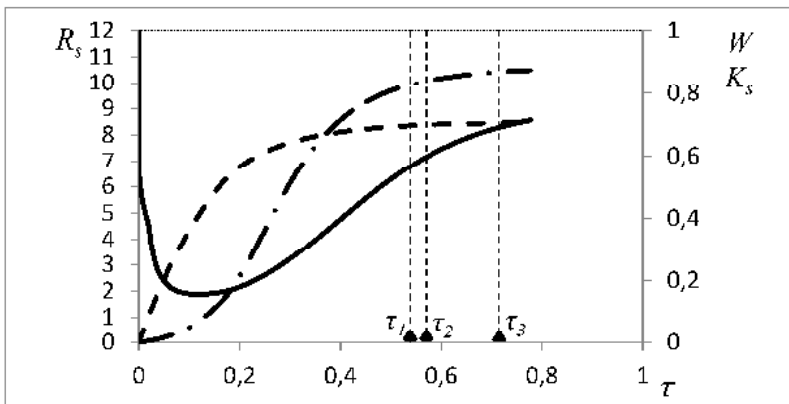


Рисунок 3 – Зависимость паронефтяного отношения R_s (сплошная линия), обводнённости продукции W (линия из точек и штрихов) и коэффициента охвата пласта воздействием K_s (пунктирная линия) от безразмерного времени τ . На рисунке отмечены значения τ , равные моментам:

- τ_1 – стабилизации коэффициента охвата пласта воздействием,
- τ_2 – превышения паронефтяным отношением рентабельного значения,
- τ_3 – стабилизации обводнённости продукции

Рост коэффициента охвата пласта воздействием при этом постепенно замедляется, сам параметр выходит на стабильное значение, что означает наступление динамического теплового равновесия, когда теплота, закачиваемая с паром в пласт, выравнивается с тепловыми потерями из паровой камеры. Асимптотический анализ

модели при $t \rightarrow \infty$ позволяет определить значение максимального коэффициента охвата пласта воздействием, полностью согласующееся с численными расчётами.

Для оценки вклада влияющих параметров был проведён анализ чувствительности коэффициента охвата пласта воздействием и времени эффективной разработки от безразмерных комплексов подобия, введённых при обезразмеривании уравнений модели. Установлено, что наибольшее влияние на процесс SAGD оказывают комплексы, характеризующие теплофизические параметры флюида и пласта, а также комплекс, связанный с системой разработки.

При сближении пар скважин коэффициент охвата пласта воздействием увеличивается, однако объём элемента разработки уменьшается, при этом нефтенасыщенность остаётся прежней. Конкуренция этих факторов приводит к наличию максимального коэффициента извлечения нефти за экономически эффективный период K_{rr} , соответствующего оптимальному расстоянию между парами скважин c (оптимальному развитию теплового поля).

В четвёртой главе на примере месторождений Senlac, Fengcheng проведена верификация разработанной модели SAGD, даны рекомендации по применению SAGD на примере месторождения Celtic. Для всех месторождений рассчитанный критический расход пара, необходимый для формирования термогидродинамической связи между нагнетательной и добывающей скважинами, меньше фактического расхода, что говорит об успешной инициации процесса. Проведенное на примере месторождения Senlac сопоставление рассчитанной по разработанной интегральной модели кинетики изменения коэффициента извлечения нефти с фактической (рисунок 4) свидетельствует об их удовлетворительном соответствии.

Однако расчётные значения паронефтяного отношения несколько ниже по сравнению с фактическими, поскольку в модели принято допущение о постоянном расходе пара, в то время как на месторождении расход пара был переменным.

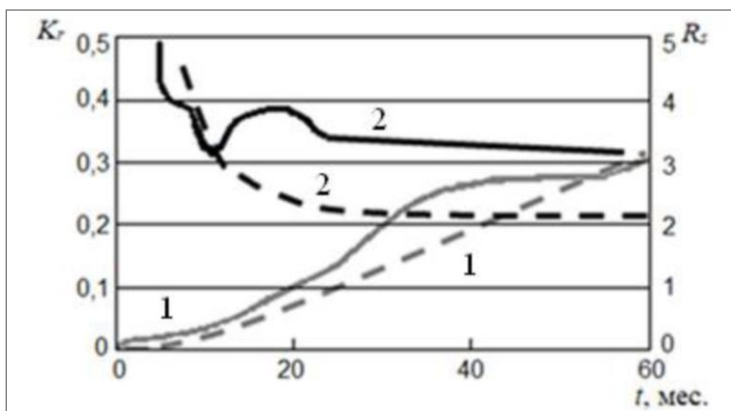


Рисунок 4 – Проведенное на примере месторождения Senlac сопоставление зависимости от времени t рассчитанных по разработанной интегральной модели (пунктирные линии) и полученных по промышленным данным (сплошные линии) технологических показателей процесса SAGD: 1 – коэффициента извлечения нефти K_r , 2 – паронефтяного отношения R_s

Проведена оценка времени прорыва пара в добывающую скважину для месторождения Celtic. Показано, что время прорыва пара в добывающую скважину составляет 62 сут. после окончания развития паровой камеры, в то время как оценка Янга по данным месторождения составляет 56 сут. Это означает увеличение периода добычи нефти с учётом расчётных данных на 6 сут.

На примере месторождения Fengcheng проведено сопоставление рассчитанной по разработанной интегральной модели динамики коэффициента извлечения нефти с промышленными данными. Это сопоставление показывает удовлетворительное соответствие расчётных и фактических данных (рисунок 5).

Проведен также прогнозный расчёт динамики коэффициента извлечения нефти и процедура оптимизации развития теплового поля на примере месторождения Fengcheng. Установлено, что при оптимальном расстоянии между скважинами 25 м можно достичь максимального коэффициента извлечения нефти 52% (рисунок 6).

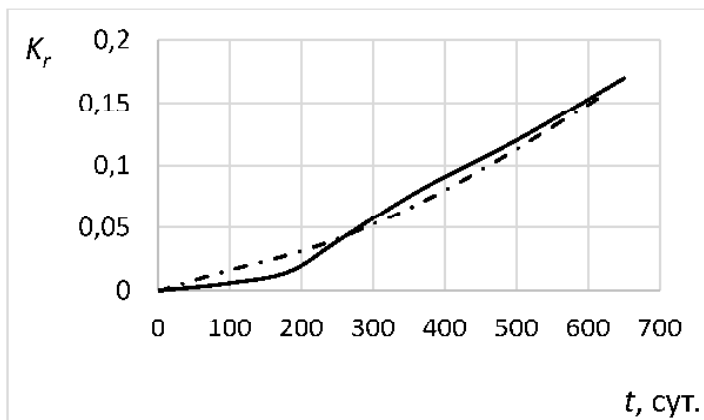


Рисунок 5 – Сопоставление динамики коэффициента извлечения нефти K_r , рассчитанной по разработанной интегральной модели (пунктирная линия), с промышленными данными (сплошная линия) на примере месторождения Fengcheng, t – время процесса SAGD

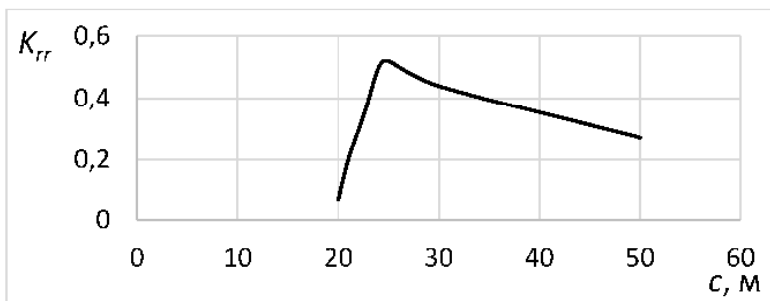


Рисунок 6 – Зависимость коэффициента извлечения нефти за рентабельный период разработки K_{rr} от расстояния между парами скважин s , полученная на примере месторождения Fengcheng

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам диссертационной работы можно сделать следующие выводы:

1. Установлено, что моделирование паровой камеры в форме треугольной призмы позволяет достичь удовлетворительного описания тепловых процессов.

2. Разработана интегральная модель парогравитационного дренажа, основанная на допущениях о паровой камере в форме треугольной призмы, однородности теплового поля и поля насыщенностей, модели Эдмундса-Петерсона для описания тепловых потерь из паровой камеры. Разработанная модель позволяет рассчитать все этапы процесса и спрогнозировать основные технологические параметры: коэффициент извлечения нефти, коэффициент охвата пласта воздействием, обводнённость продукции, расходы нефти и воды.

3. Асимптотический анализ интегральной модели позволил установить новый параметр – критический расход пара, необходимый для формирования термогидродинамической связи между скважинами.

4. Выявлены и рассмотрены основные этапы процесса парогравитационного дренажа, состоящие из: эволюции паровой камеры, интерференции тепловых потоков от соседних паровых камер, формирования термогидродинамической связи между скважинами, установления квазистационарного равновесия между вводимым в пласт теплом и тепловыми потерями из паровой камеры.

5. Получены выражения для комплекса тепловых критериев подобия, которые оказывают наибольшее влияние на процесс парогравитационного дренажа. Установлено наличие максимума у коэффициента охвата пласта воздействием парогравитационного дренажа, обусловленного уравниванием количества теплоты, закачиваемого в единицу времени в пласт, с мощностью тепловых потерь из паровой камеры.

6. Показано, что на заключительной стадии процесса пароградвационного дренажа динамика развития теплового поля приводит к интерференции соседних паровых камер. Установлено наличие оптимального расстояния между парами скважин, соответствующего максимальному прогреву пласта и максимуму коэффициента извлечения нефти.

7. Проведена верификация модели путём сопоставления расчётной динамики развития паровой камеры с данными из экспериментов Чанга и Батлера, динамики коэффициента извлечения нефти с промысловыми данными на примере месторождений Senlac и Fengcheng. Показано, что для условий месторождения Fengcheng оптимальное расстояние между парами скважин составляет 25 м. Оптимизационные расчёты позволяют повысить конечный коэффициент извлечения нефти на 7%.

ПУБЛИКАЦИИ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ

В изданиях, входящих в международные базы данных:

1. Fedorov K. Comparative Analysis of Different Well Patterns for Steam-Assisted Gravity Drainage / K. Fedorov, A. Gilmanov, A. Shevelev // Society of Petroleum Engineers.–2018.–Paper №SPE-191494-18RPTC-MS. – 12 p.
2. Gilmanov A. Ya. Optimal Distance Between Wells In SAGD Based On Material Balance Method / A. Ya. Gilmanov, A. P. Shevelev // Advances in Engineering Research (AER). – 2018. – Vol. 157. – P. 174–178

В изданиях, входящих в международные базы данных и рекомендованных ВАК РФ:

3. Гильманов А. Я. Математическое моделирование процесса парогравитационного дренажа при добыче высоковязкой нефти / А. Я. Гильманов, К. М. Фёдоров, А. П. Шевелёв // Инженерно-физический журнал. – 2021. – Том 94. – № 3. – С. 611–620;

Gil'manov A. Ya. Mathematical Modeling of the Process of Steam-Assisted Gravity Drainage during the Extraction of High-Viscosity Oil / A. Ya. Gil'manov, K. M. Fedorov, A. P. Shevelev // Journal of Engineering Physics and Thermophysics. – 2021. – Vol. 94. – № 3. – P. 592–601.

4. Гильманов А. Я. Интегральная модель парогравитационного дренажа / А. Я. Гильманов, К. М. Фёдоров, А. П. Шевелёв // Известия РАН. Механика жидкости и газа. – 2020. – Том 55. – № 6. – С. 74–84;

Gil'manov A. Ya. Integral Model of Steam-Assisted Gravity Drainage / A. Ya. Gil'manov, K. M. Fedorov, A. P. Shevelev // Fluid Dynamics. – 2020. – Vol. 55. – № 6. – P. 793–803.

В изданиях, рекомендованных ВАК РФ:

5. Гильманов А. Я. Физико-математическое моделирование парогравитационного дренажа месторождений тяжелой нефти на основе метода материального баланса / А. Я. Гильманов, А. П. Шевелёв // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2017. – Том 3. – № 3. – С. 52–69.
6. Гильманов А. Я. Моделирование перспективных направлений применения технологий парогравитационного дренажа / А. Я. Гильманов,

А. П. Шевелёв // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2018. – Том 4. – № 1. – С. 39–54.

7. Шевелёв А. П. Расчет характеристических параметров процесса парогравитационного дренажа и увеличение коэффициента охвата пласта / А. П. Шевелёв, А. Я. Гильманов // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2019. – Том 5. – № 1. – С. 69–86.

8. Гильманов А. Я. Анализ влияния безразмерных комплексов пододбия на процесс парогравитационного дренажа с помощью интегральной модели / А. Я. Гильманов, К. М. Фёдоров, А. П. Шевелёв // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2019. – Том 5. – № 4 (20). – С. 143–159.

9. Гильманов А. Я. Совершенствование интегральной модели парогравитационного дренажа с целью прогноза времени прорыва пара в добывающую скважину / А. Я. Гильманов, К. М. Фёдоров, А. П. Шевелёв // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2020. – Том 6. – № 3 (23). – С. 38–57.

10. Гильманов А. Я. Анализ тепловых полей на первичной стадии процесса парогравитационного дренажа / А. Я. Гильманов, К. М. Фёдоров, А. П. Шевелёв // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2021. – Том 7. – № 2 (26). – С. 27–42.

В других изданиях:

11. Гильманов А. Я. Совершенствование моделирования и прогноза применения технологии парогравитационного дренажа месторождений тяжёлой нефти / А. Я. Гильманов, К. М. Фёдоров, А. П. Шевелёв // Тезисы докладов XVIII научно-практической конференции «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами», ЗАО «Издательство Нефтяное Хозяйство». – 2018. – С. 10.

12. Выдыш И. В. Обезразмеривание системы уравнений, полученной в рамках интегральной модели процесса парогравитационного дренажа / И. В. Выдыш, А. Я. Гильманов, А. П. Шевелёв // Информационные системы и технологии в геологии и нефтегазодобыче: Материалы докладов международного научно-практического семинара 14–15 ноября 2019: сборник статей, ТИУ, Тюмень. – 2021. – С. 133–143.

13. Гильманов А. Я. Анализ влияния расхода пара на процесс парогравитационного дренажа / А. Я. Гильманов // Тезисы докладов XIX Всероссийской конференции-конкурса студентов и аспирантов «Актуальные проблемы недропользования», 12–16 апреля 2021: Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург. – 2021. – Том 1. – С. 43–45.

Свидетельства о регистрации программы для ЭВМ:

14. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ 2020660010 Российская Федерация. Программа для расчёта технологических показателей парогравитационного дренажа / А. П. Шевелёв, А. Я. Гильманов, К. М. Фёдоров; заявители и правообладатели А. П. Шевелёв, А. Я. Гильманов. – № 2020660010; заявл. 30.07.2020; опубл. 26.08.2020 Бюл. № 9. – 1 с.

Подписано в печать 16.12.2021. Тираж 120 экз
Объём 1.0 уч. изд. л. Формат 60×84/16. Заказ 436.

Издательство Тюменского государственного университета
625002, г. Тюмень, ул. Осипенко, 81
Тел.: (3452) 59-74-81, 59-75-93
E-mail: izdatelstvo@utmn.ru