

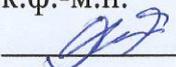
МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
«ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ФИЗИКО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ  
Кафедра моделирования физических процессов и систем

РЕКОМЕНДОВАНО К ЗАЩИТЕ  
В ГЭК

Заведующий кафедрой

к.ф.-м.н.

 Р. М. Ганопольский  
16 июня 2023 г.

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА**  
магистерская диссертация

**МОДЕЛИРОВАНИЕ ПАРОЦИКЛИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ В  
ВЕРТИКАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ**

16.04.01 Техническая физика  
Профиль «Физика недр»

Выполнил работу  
студент 2 курса  
очной



Федоров Антон Олегович

формы обучения

Руководитель



Шевелёв Александр Павлович

к.ф.-м.н., профессор

Консультант



Гильманов Александр Янович

к.ф.-м.н., старший

преподаватель

Рецензент



Вольф Альберт Альбертович

к.ф.-м.н., доцент,

заведующий лабораторией

ТО «СургутНИПИнефть»

Тюмень  
2023

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1. ОБЗОР СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕРМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ.....	6
1.1. ВНУТРИПЛАСТОВОЕ ГОРЕНИЕ.....	10
1.2. ВОЗДЕЙСТВИЕ ГОРЯЧЕЙ ВОДОЙ.....	15
1.3. ПАРОТЕПЛОВОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ.....	17
1.4. ПАРОЦИКЛИЧЕСКАЯ ОБРАБОТКА ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА .....	19
1.5. ПАРОГРАВИТАЦИОННЫЙ ДРЕНАЖ.....	24
1.6. ВОЗДЕЙСТВИЕ СВЕРХВЫСОКОЧАСТОТНЫМ ИЗЛУЧЕНИЕМ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТА.....	27
ГЛАВА 2. ПРЕДЛАГАЕМАЯ МЕТОДИКА МОДЕЛИРОВАНИЯ ПАРОЦИКЛИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА .....	29
2.1. ОБЗОР СУЩЕСТВУЮЩЕЙ ИНТЕГРАЛЬНОЙ МОДЕЛИ.....	30
2.2. ПРЕДЛАГАЕМЫЕ МОДИФИКАЦИИ ИНТЕГРАЛЬНОЙ МОДЕЛИ.....	34
2.3. МЕТОДИКА ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПАРОЦИКЛИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА ...	38
ГЛАВА 3. РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ.....	46
3.1. СРАВНЕНИЕ БАЗОВОЙ И МОДИФИЦИРОВАННОЙ АНАЛИТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ.....	46
3.2. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПАРОЦИКЛИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА ...	49
3.3. АНАЛИЗ ЗАВИСИМОСТИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ТЕПЛОВОГО ПОЛЯ ПО ПЛАСТУ ОТ РАЗЛИЧНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПРИ ЧИСЛЕННОМ МОДЕЛИРОВАНИИ.....	54

3.4. ВЕРИФИКАЦИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО СИМУЛЯТОРА НА ПРОМЫСЛОВЫХ ДАННЫХ ПО ОБВОДНЁННОСТИ ПРОДУКЦИИ.....	58
3.5. СРАВНЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ АНАЛИТИЧЕСКОГО И ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ .....	60
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	62
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК .....	63

## ВВЕДЕНИЕ

Одной из ключевых стратегических задач России является поддержание темпов добычи нефти. В современных реалиях, когда доля нетрадиционных и трудноизвлекаемых запасов среди всех разведанных запасов нефти России растёт, а месторождения традиционной легкодоступной нефти истощаются и разработка некоторых из них уже ведётся на грани рентабельности, поддержание высоких темпов добычи нефти требует применения новых и перспективных технологий, позволяющих вести эффективную разработку месторождений нетрадиционных и трудноизвлекаемых запасов нефти.

В связи с тем, что не малую часть трудноизвлекаемых запасов России составляют месторождения высоковязкой нефти, актуальным становится вопрос о применении термических методов увеличения нефтеотдачи. Самым сбалансированным среди всех термических методов увеличения нефтеотдачи по соотношению прироста добычи нефти к затратам на реализацию является метод пароциклической обработки призабойной зоны пласта (ПЦО).

**Актуальность** данной работы заключается в том, что применение пароциклического воздействия при разработке запасов высоковязкой нефти позволяет интенсифицировать приток нефти к добывающей скважине при минимальных финансовых затратах.

Также стоит отметить, что среди перспективных методов увеличения нефтеотдачи термические методы являются наиболее подготовленными в технологическом и техническом плане. Данные методы могут применяться в тяжёлых физико-геологических условиях и дают возможность добывать нефть вязкостью до 10000 мПа·с, увеличивая при этом нефтеотдачу с 6 – 20 до 30 – 50%, что выгодно выделяет термические методы на фоне других перспективных методов увеличения нефтеотдачи [1].

Таким образом термические методы увеличения нефтеотдачи не имеют альтернативы при разработке месторождений высоковязкой нефти, что делает их применение приоритетным при составлении проекта разработки таких

месторождений. Однако, при применении таких методов стоит учитывать множество различных факторов, которые так или иначе могут повлиять на эффективность применения выбранного метода. Исходя из этого применение термических методов требует тщательного подбора технологических условий эксплуатации.

**Целью** данной работы является оптимизация технологии добычи нефти методом пароциклической обработки призабойной зоны пласта за счёт технологических параметров.

В связи с поставленной целью необходимо решить следующие **задачи**:

1. Модифицировать интегральную модель посредством внедрения насыщенности водой и насыщенности нефтью как функции от времени и притока флюида в область дренирования
2. Верифицировать модельные расчёты, проведённые в гидродинамическом симуляторе, на промысловых данных и интегральной модели
3. Определить оптимальное время добычи нефти в пределах одного цикла
4. Дать физическую интерпретацию динамики дополнительной добычи нефти

**Объектом исследования** данной работы является технология пароциклической обработки призабойной зоны пласта.

**Предметом исследования** данной работы являются методы моделирования пароциклического воздействия при разработке запасов высоковязкой нефти.

## ГЛАВА 1. ОБЗОР СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕРМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

С точки зрения разработки термические методы увеличения нефтеотдачи представляют из себя методы воздействия на продуктивный пласт, значительно повышающие нефтеотдачу посредством реализуемых одновременно термического и гидродинамического воздействия на пластовые флюиды [1].

С точки зрения физики все термические методы основаны на различных теплофизических зависимостях свойств пластовых флюидов с учётом фазовых переходов [2] и различных, преимущественно окислительно-восстановительных, внутрипластовых химических реакций. Одной из ключевых теплофизических зависимостей, лежащей в основе всех термических методов увеличения нефтеотдачи, является обратная экспоненциальная зависимость вязкости нефти от температуры (Рисунок 1).

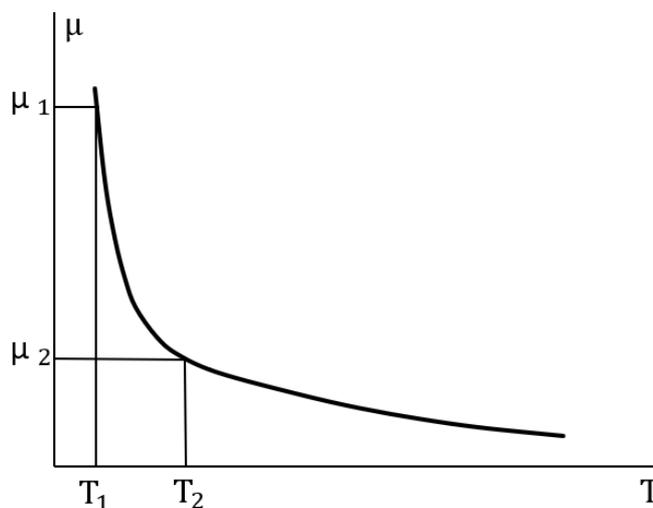


Рисунок 1. Обратная экспоненциальная зависимость вязкости нефти от температуры

Такая зависимость позволяет при небольших изменениях температуры значительно снизить вязкость нефти и, как следствие, увеличить подвижность нефти.

Также к положительным эффектам термических методов увеличения нефтеотдачи относят такие эффекты как тепловое расширение скелета породы и пластовых флюидов, увеличение пластового давления, уменьшение межфазного

натяжения и адсорбции активных компонентов нефти, а также изменение смачиваемости горных пород.

Глобально термические методы увеличения нефтеотдачи можно разделить на 3 группы:

- Внутрипластовое горение (ВПГ)
- Закачка теплоносителя в пласт
- Воздействие сверхвысокочастотным излучением на призабойную зону пласта (СВЧ воздействие)

Существует несколько термических методов увеличения нефтеотдачи, основанных на закачке теплоносителя в пласт, каждый из которых является технологически обособленным от других методов и требует особой технологической подготовки месторождения. К ним относятся следующие методы:

- Воздействие горячей водой (ВГВ)
- Паротепловое воздействие (ПТВ)
- Пароциклическая обработка призабойной зоны пласта
- Парогравитационный дренаж (ПГД)

Среди множества существующих термических методов увеличения нефтеотдачи при проектировании разработки месторождения высоковязких нефтей и битумов крайне важно подобрать такой метод, который будет наиболее технически и экономически эффективен для данного конкретного объекта. Процесс подбора термического метода и оптимизации его технологических параметров довольно наукоёмкий процесс, который требует учёта множества факторов. Так, при проектировании разработки месторождений высоковязкой нефти и битумов термическими методами необходимо принимать во внимание такие важнейшие геологические параметры как непрерывность пласта, пористость и проницаемость, общая минералогическая характеристика объекта разработки и минералогия глин, нефте-, водо- и газонасыщенность, характеристики флюидов, наличие и расположение водонепроницаемых

глинистых пропластков, а также наличие и расположение источников пластовых вод [1].

Кроме того, при применении методов, основанных на закачке теплоносителя в пласт, немаловажным является правильный подбор теплоносителя. В таких методах в качестве теплоносителя в большинстве случаев выступает вода или водяной пар. Такой выбор обосновывается тем, что вода и водяной пар обладают наибольшей удельной теплоёмкостью среди всех веществ в таком же агрегатном состоянии (жидком и газообразном соответственно), что позволяет при относительно небольшом объёме закачиваемого теплоносителя ввести в пласт наибольшее количество теплоты. Выбор между водой и водяным паром зависит также от условий разработки, в частности от глубины залегания продуктивного пласта и давления нагнетания теплоносителя в пласт.

Для всех термических методов увеличения нефтеотдачи, основанных на закачке водяного пара в пласт, существует ограничение по глубине залегания залежей, при разработке которых могут быть применены эти методы. Такие ограничения связаны с тем, что при движении теплоносителя по стволу скважины происходят тепловые потери через стенки скважины и, как следствие, снижение температуры теплоносителя и количества тепла, доставляемого в пласт. При некотором значении глубины залегания залежи концентрация пара в теплоносителе на момент доставки его в продуктивный пласт становится равной нулю, и применение термического метода становится не целесообразным (Рисунок 2). Увеличить доступную глубину залегания продуктивного пласта помогает применение термоизолированных насосно-компрессорных труб или высокотемпературных пакетов [1]. Одним из наиболее эффективных способов термоизоляции является покрытие насосно-компрессорных труб двойным теплоизоляционным покрытием ThermoCoat [3]. Также увеличению доступной глубины залегания продуктивного пласта способствует применение забойных парогенераторов, которые генерируют пар на забое скважины, что позволяет избежать тепловых потерь при движении теплоносителя по стволу скважины [4].

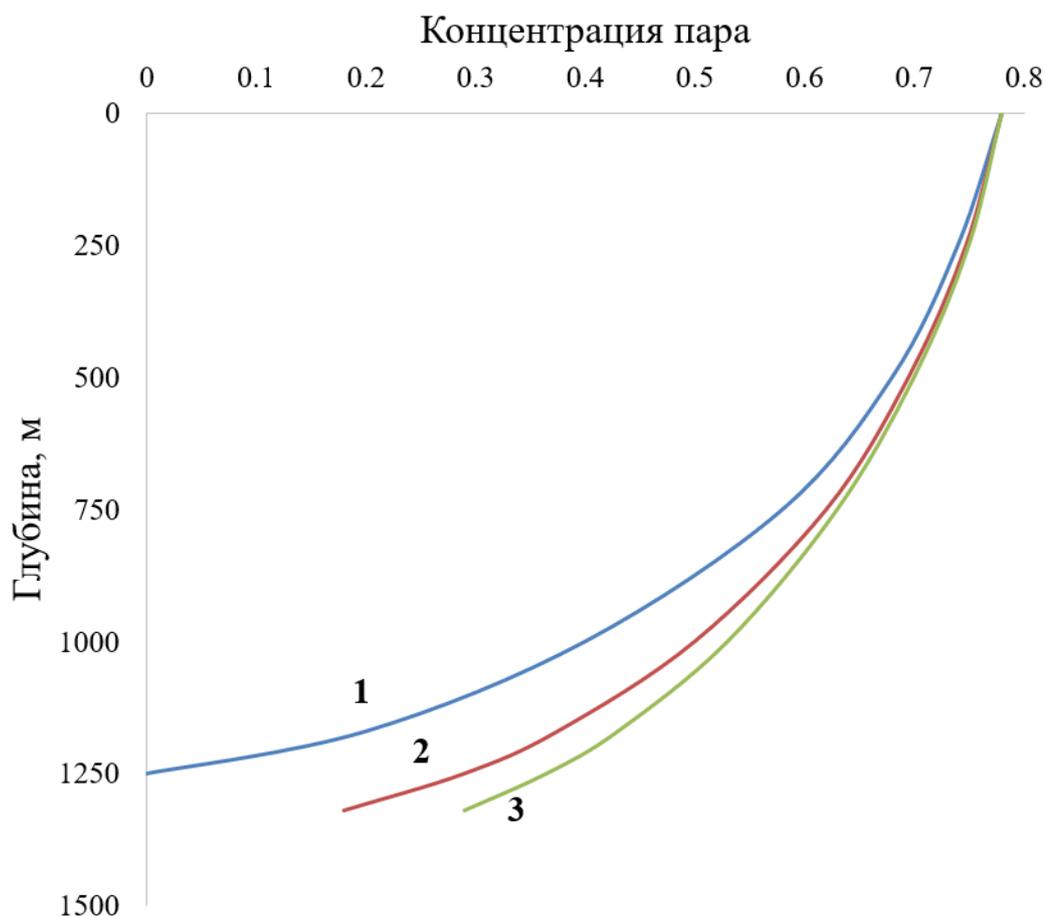


Рисунок 2. Зависимость концентрации пара в теплоносителе от глубины для НКТ с применением различных методов теплоизоляции: 1 – НКТ с вакуумной изоляцией; 2 – НКТ с однослойной изоляцией ThermoCoat ( $h = 8$  мм); 3 – НКТ с двухслойной изоляцией ThermoCoat ( $h = 12$  мм)

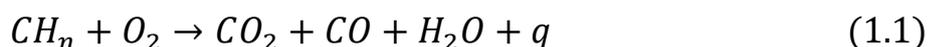
На ряду с обозначенными выше особенностями, которые стоит учитывать при выборе теплоносителя, необходимо всегда учитывать и тот факт, что с ростом глубины залегания продуктивных пластов, а также с повышением давления нагнетания теплоносителей через нагнетательную скважину технологическая и экономическая целесообразность нагнетания пара в пласт падает и в таком случае целесообразно становится нагнетать высокотемпературную воду в состоянии близком к кипению, но не доводя её до кипения. С технологической точки зрения обосновывается это тем, что при высоких давлениях, характерных для пластов, залегающих на больших глубинах, энтальпия пара, горячей воды или пароводяной смеси практически не различается, что позволяет с одинаковой эффективностью использовать в

качестве теплоносителя как воду, так и водяной пар. С экономической точки зрения при разработке таких объектов термическими методами применение горячей воды вместо водяного пара обосновывается тем, что на нагрев воды затрачивается меньше тепловой энергии, чем на производство такого же количества водяного пара, и следовательно расход топлива на реализацию термического метода снижается, что на прямую сказывается на рентабельности данного метода.

### 1.1. ВНУТРИПЛАСТОВОЕ ГОРЕНИЕ

Процесс внутрипластового горения представляет из себя термический метод увеличения нефтеотдачи продуктивных пластов месторождений высоковязкой нефти, в основе которого лежит использование тепловой энергии, полученный при частичном сжигании тяжёлых фракций нефти в пласте при нагнетании с поверхности окислителя [5]. Данную технологию применяют для увеличения нефтеотдачи преимущественно на залежах нефти с вязкостью более 30 мПа·с.

Внутрипластовое горение представляет из себя экзотермическую окислительно-восстановительную реакцию между коксообразным остатком ( $CH_n$ ), образующимся в результате разложения нефти на фракции и последующего пиролиза тяжёлых фракций нефти, и кислородом ( $O_2$ ), содержащимся в подаваемом с поверхности воздухе. Данная реакция протекает по следующей формуле:



Для инициализации реакции горения в большинстве случаев требуется энергетический импульс, как правило это – нагревание нефти. Однако, в некоторых случаях реакция горения может начаться самопроизвольно при подаче воздуха [6]. Интенсивность горения регулируется путём изменения расхода подаваемого с поверхности воздуха.

При подробном рассмотрении процессов, происходящих в пласте при

реализации технологии внутрипластового горения можно выделить 7 зон насыщения флюидами (Рисунок 3).

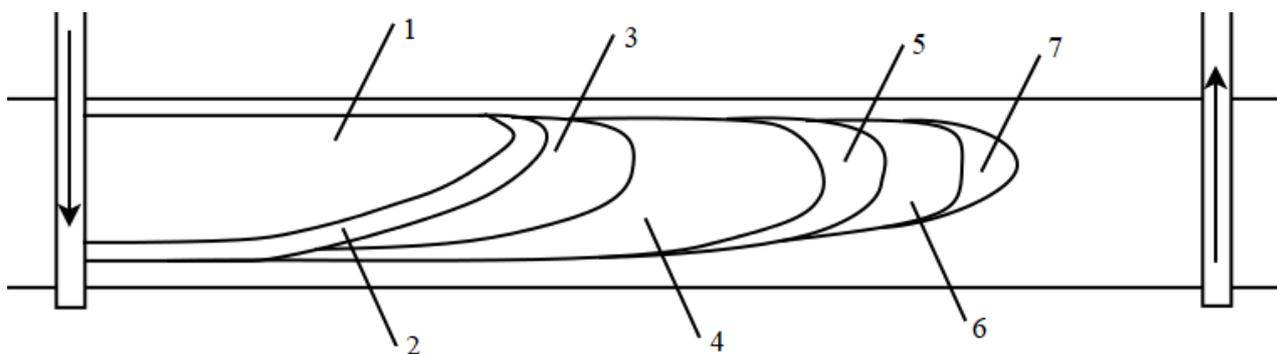


Рисунок 3. Зоны распространения процесса внутрипластового горения: 1 – выжженная зона; 2 – фронт горения; 3 – зона испарения; 4 – зона пара; 5 – зона конденсации; 6 – зона лёгких углеводородов; 7 – нефтяной вал

Выжженная зона (зона 1) представляет из себя зону, в которой уже прошло горение, а температурный профиль возрастает при движении от нагнетательной скважины. Эта зона насыщена преимущественно воздухом, который подаётся через нагнетательную скважину и поддерживает реакцию на фронте горения (зона 2). Фронт горения представляет из себя довольно узкую зону, в которой происходит горение кокса, играющего роль топлива во всех разновидностях процесса внутрипластового горения. Температура на фронте горения может достигать 650 °С. В зоне испарения (зона 3) за счёт теплопроводности и конвективного теплопереноса тепла пластовыми флюидами и продуктами горения происходят фазовые переходы воды и лёгких углеводородов из жидкой фазы в газообразную. Также в данной зоне все тяжёлые фракции нефти, не подвергшиеся вытеснению или испарению, подвергаются пиролизу, в результате чего происходит коксование (образование кокса, который используется в качестве топлива для реакции внутрипластового горения). Температура в данной зоне при движении от нагнетательной скважины падает от температуры горения до температуры кипения воды в пластовых условиях. Образовавшиеся в результате фазовых переходов в зоне испарения водяной пар и пары лёгких углеводородов вытесняются в зону пара (зона 4). В этой зоне температура почти не меняется, за что эту зону иногда называют тепловым

плато, и контролируется главным образом за счёт фазового равновесия. При дальнейшем продвижении к добывающей скважине пары пластовых флюидов попадают в более холодную зону конденсации (зона 5) и переходят обратно в жидкое состояние. Температура в зоне конденсации при движении от нагнетательной скважины снижается от температуры парового плато почти до начальной пластовой температуры. Затем лёгкие фракции нефти вытесняются в зону лёгких углеводородов (зона 6) и формируют нефтяной вал (зона 7), который в основном насыщен лёгкими углеводородами. В зоне нефтяного вала температура равна температуре пласта не охваченного процессом внутрипластового горения.

Преимущества данного метода заключаются в том, что его реализация даёт сразу несколько положительных эффектов – повышение подвижности нефти путём снижения её вязкости посредством повышения температуры, вытеснение нефти к добывающей скважине при помощи горячей воды и пара, которые образуются в следствии экзотермической окислительно-восстановительной реакции, смешивающееся вытеснение в зоне термического крекинга, где все углеводороды переходят в газовую фазу. Однако наряду со всеми преимуществами существует и один серьёзный недостаток – это потеря части запасов нефти в результате их выгорания.

Существует несколько видов внутрипластового горения:

- сухое (СВГ)
- влажное (ВВГ)
- сверхвлажное (СВВГ)

При реализации технологии сухого внутрипластового горения как фильтрация окислителя, так и продвижение фронта горения происходит от нагнетательной скважины к добывающей. При этом скорость продвижения фронта горения определяется типом и количеством сгоревших углеводородов, а также скоростью нагнетания воздуха.

При реализации технологии влажного внутрипластового горения после

инициализации процесса горения в нагнетательную скважину попеременно с воздухом закачивают также и воду. Вода, нагреваясь при контакте с разогретой породой, преобразуется в пар. Образовавшийся пар, увлекаемый потоками воздуха, переносит тепловую энергию в область, находящуюся перед фронтом горения. Температура в зоне горения при применении данной технологии достигает 400 – 600 °С, что соответствует температуре насыщенного водяного пара.

Для данной технологии одним из ключевых показателей экономической и технологической эффективности является водовоздушное отношение (ВВО). Водовоздушное отношение – это соотношение закачиваемых в пласт объёмов жидкости к закачиваемым в пласт объёмам воздуха. Диапазон значений данного соотношения для ВВГ составляет примерно 1 – 5 м<sup>3</sup> воды на 1000 м<sup>3</sup> воздуха, то есть значения ВВО варьируются в диапазоне от  $1 \cdot 10^{-3}$  до  $5 \cdot 10^{-3}$  м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> [7].

При реализации технологии сверхвлажного внутрипластового горения в пласт через нагнетательную скважину вместе с воздухом закачивается такое количество воды, которое при выделяемом количестве теплоты не сможет полностью преобразоваться в пар. В таком случае зона перегретого пара исчезает, а температура в зоне горения существенно снижается. Температура в зоне горения при применении технологии сверхвлажного внутрипластового горения достигает 200 – 250 °С, что значительно ниже температуры насыщенного водяного пара.

Значение ВВО при использовании технологии СВВГ зависит от концентрации остаточного топлива. При достижении максимального значения ВВО, которое определяется отдельно для каждого конкретного случая, количество выделяемой теплоты может быть недостаточным для поддержания горения [8].

Для моделирования процессов, протекающих в пласте при применении технологии внутрипластового горения существует упрощённая модель, составленная на основе экспериментальных данных [9]. Предложенная модель крайне проста и учитывает не все процессы, протекающие в пласте при

внутрипластовом горении. Применение данной модели возможно лишь при устойчивом распространении горения в пористой среде, что в реальных условиях не практически невозможно. На практике процесс горения имеет тенденцию к затуханию если максимальная температура на фронте горения становится слишком низкой, что было показано в лабораторных исследованиях [10]. Причинами такого затухания, как правило, служит либо недостаточность теплового эффекта реакции горения в расчёте на единичный объём пористой среды, либо недостаточность тепловыделения относительно теплообмена в следствии теплопроводности, что может быть решено за счёт увеличения расхода воздуха.

Однако стоит учитывать, что в реальном месторождении всё гораздо сложнее, и совокупность различных явлений создаёт дополнительные сложности, что не позволяет описывать процессы затухания реакции горения исходя лишь из общих соображений. В качестве примера можно привести явление выделения тепла, связанное с реакцией окисления, протекающей при температурах значительно более низких чем температура, свидетельствующая о затухании процесса горения. Чтобы учесть данное явление необходимо ввести в уравнение сохранения энергии член, описывающий процесс выделения тепла в ходе данной реакции за счёт учёта её скорости и теплового эффекта. И таких химических реакций при реализации внутрипластового горения может протекать одновременно несколько разных типов с разной интенсивностью и тепловым выходом.

Если учесть все возможные типы реакций при моделировании ВПГ, то модель становится слишком объёмной, а также требующей больших вычислительных мощностей и знания множества физических параметров, которые зачастую невозможно определить. Поэтому имеет смысл рассмотреть некоторые аналитические модели, основанные на упрощённом описании явлений за счёт использования макроскопических приближений и некоторых экспериментальных результатов [11].

## 1.2. ВОЗДЕЙСТВИЕ ГОРЯЧЕЙ ВОДОЙ

Технология воздействия горячей водой на продуктивный пласт является одной из самых простых технологий, основанных на закачке теплоносителя в пласт. Суть данной технологии заключается в том, что в нагнетательную скважину закачивают воду, температура которой превышает пластовую температуру. Применение данной технологии позволяет повысить подвижность нефти за счёт повышения её температуры и, как следствие, снижения её вязкости, а также вытеснить нефть из не охваченных областью дренирования добывающей скважины удалённых участков пласта к добывающей скважине.

При установившемся процессе воздействия горячей водой можно выделить 2 температурные зоны при движении от нагнетательной скважины к добывающей (Рисунок 4).

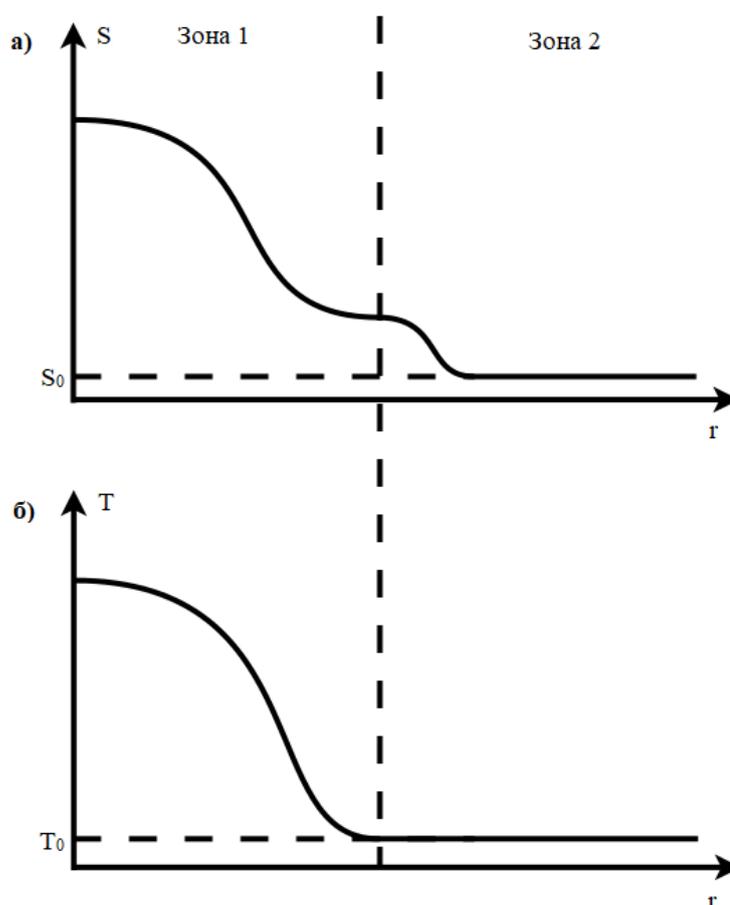


Рисунок 4. Основные рабочие зоны процесса вытеснения нефти горячей водой, показанные на профилях водонасыщенности (а) и температуры (б)

В зоне 1 температура воды превышает температуру пласта и, наряду с вытеснением нефти происходит повышение её подвижности, при этом остаточная нефтенасыщенность в данной зоне снижается. Также в данной зоне происходит вытеснение лёгких компонентов нефти за счёт их последовательного испарения и конденсации. В зоне 2 температура воды становится равной температуре пласта и происходит обычное вытеснение нефти водой как при изотермическом вытеснении [12].

При проектировании разработки месторождений вязкой нефти с применением технологии вытеснения горячей водой стоит учитывать, что фронт прогрева пласта значительно отстает от фронта вытеснения нефти водой. Такая особенность характерна для всех термических методов увеличения нефтеотдачи, основанных на закачке теплоносителя в пласт. Из-за этой особенности при применении технологии ВГВ возникает необходимость закачки больших объёмов теплоносителя через нагнетательную скважину. Объём закачки в таком случае, как правило, в 3 – 4 раза превышает объём порового пространства участка продуктивного пласта, на котором планируется применение данной технологии.

Для моделирования вытеснения нефти горячей водой была предложена аналитическая модель, учитывающая теплообмен пласта с окружающими породами [13]. В данной модели принята простейшая схема теплообмена с окружающими породами по которой их температура считается постоянной, а поток тепла через кровлю и подошву считается пропорциональным разности между локальной температурой пласта и температурой окружающих пород. Пласт в данной модели считается тонким, что позволяет перейти к крупномасштабному приближению [14]. В таком случае роль основного механизма распространения тепла в пласте берёт на себя конвективный перенос. При составлении данной модели автор пренебрёг тепловым расширением жидкостей, теплопроводностью пласта в радиальном направлении и скачком капиллярного давления.

### 1.3. ПАРОТЕПЛОВОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ

Технология паротеплового воздействия на продуктивный пласт является самой простой с точки зрения реализации технологией, основанной на закачке пара в пласт. При реализации данной технологии осуществляется закачка теплоносителя в пласт через нагнетательную скважину посредством реализации подходящей технологической схемы нагнетания теплоносителя в пласт. В сравнении с технологией воздействия горячей водой на продуктивный пласт при реализации данной технологии обеспечиваются более высокие темпы введения теплоты в пласт, что позволяет при идентичном расходе закачиваемого в пласт теплоносителя в более короткие сроки охватить термическим воздействием больший объём запасов вязкой нефти.

Во время закачки пара прогрев нефтяного пласта осуществляется в первую очередь за счёт скрытой теплоты парообразования, которая выделяется при конденсации пара. Дальнейший прогрев пласта осуществляется за счёт выделения теплоты горячим конденсатом, температура которого превышает температуру пласта в начальный момент времени.

Существует несколько технологических схем нагнетания теплоносителя в пласт через нагнетательную скважину:

- циркулярная
- площадная
- рядная

Выбор схемы нагнетания зависит от геологических и технологических условий, а также стратегии разработки объекта, на котором планируется реализация паротеплового воздействия.

Применение циркуляционной схемы нагнетания теплоносителя в пласт целесообразно при разработке однородного пласта большой толщины, обладающего высокой проницаемостью в вертикальном направлении.

Суть данной схемы заключается в том, что пар нагнетается не через

насосно-компрессорные трубы, а по затрубному пространству к забою скважины, где установлен специальный термостойкий пакер, который направляет весь нагнетаемый пар в верхнюю часть пласта. Затем из пара при контакте с более холодным пластом образуется конденсат, который под воздействием гравитационных сил продвигается вниз по пласту попутно прогревая пластовые флюиды и скелет породы. Параллельно с процессом нагнетания пара в пласт, его дальнейшей конденсации, продвижения конденсата вниз и прогрева пласта осуществляется при помощи той же самой скважины добыча нефти через участки перфорации, расположенные ниже термостойкого пакера.

Главным преимуществом такой схемы является то, что добыча нефти осуществляется в постоянном режиме. Недостатками же данной схемы следующие: большие потери тепла при движении теплоносителя по стволу скважины, необходимость принятия мер по защите обсадной колонны от деформации под воздействием различных тепловых и гидродинамических процессов, протекающих при закачке теплоносителя через затрубное пространство, значительная ограниченность зоны прогрева пласта.

Применение площадной или рядной схемы подразумевает постоянную закачку пара через нагнетательные скважины до создания тепловой оторочки требуемого объёма с последующим проталкиванием её к добывающим скважинам посредством закачки через те же самые нагнетательные скважины ненагретой воды [15]. Разница между площадной и рядной схемой заключается лишь в том, к какой системе разработки каждая из этих схем применима: в случае площадной схемы – это пятиточечная или семиточечная система разработки, в которой реализуется радиальная схема течения от нагнетательной скважины в центре к добывающим по краям, в случае рядной схемы – это рядная система разработки, в которой реализуется линейный режим течения от рядов нагнетающих скважин к рядам добывающих скважин.

В условиях трещиноватого коллектора достижение наивысшей тепловой эффективности процесса происходит при снижении темпов ввода тепла в пласт

по мере развития процесса. При этом установление оптимальных темпов ввода тепла происходит при прорыве пара в добывающую скважину. Прорыв пара говорит о том, что в трещинах установилась постоянная температура, которая близка к температуре теплоносителя. В случае превышения требуемого расхода теплоносителя происходят значительное увеличение потерь тепла за пределы продуктивного пласта через кровлю и подошву и, как следствие, снижение тепловой эффективности процесса.

Для моделирования вытеснения нефти водяным паром автором была предложена численная модель, основанная на уравнениях трёхфазной неизотермической фильтрации с учётом фазовых переходов в системе вода – водяной пар [16]. Нефть в данной модели считается однородной и не испаряемой, хотя процесс испарения лёгких компонентов нефти косвенно учитывается за счёт введения такой величины как остаточная нефтенасыщенность после вытеснения нефти паром.

#### 1.4. ПАРОЦИКЛИЧЕСКАЯ ОБРАБОТКА ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА

Пароциклическая обработка призабойной зоны пласта является довольно простым в технологическом и техническом плане, и в то же время одним из наиболее эффективных сточки зрения интенсификации притока нефти к добывающей скважине термических методов увеличения нефтеотдачи, основанным на закачке пара в продуктивный пласт. Данный метод применяется, как правило, для термического воздействия на пласты с низкой однородностью, которые содержат зоны аномально высокой проницаемости.

Суть технологии пароциклической обработки призабойной зоны пласта заключается в циклическом строго последовательном повторении трёх этапов: закачки теплоносителя в пласт, паротепловой пропитки, добычи разогретой нефти (Рисунок 5).

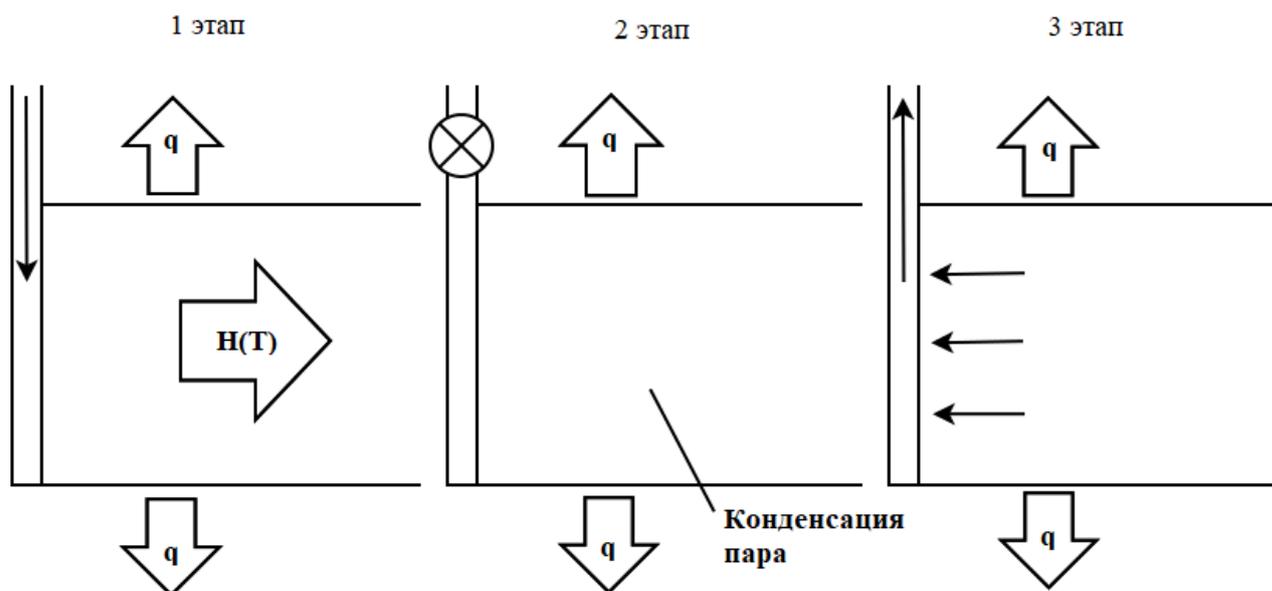


Рисунок 5. Этапы пароциклической обработки призабойной зоны пласта

На первом этапе осуществляется закачка теплоносителя через насосно-компрессорные трубы в пласт в течение 3 – 6 недель. Во время реализации данного этапа происходит интенсивный ввод тепла в пласт, сопровождающийся определёнными тепловыми потерями в кровлю и подошву продуктивного пласта. Такие высокие темпы ввода тепла позволяют эффективно прогреть скелет породы и пластовые флюиды в призабойной зоне пласта, а также накопить некоторое количество тепла в участках кровли и подошвы, прилегающих к данной зоне [6]. Вместе с этим на данном этапе происходит вытеснение пластовых флюидов от скважины за счёт гидродинамического напора теплоносителя.

На втором этапе осуществляется закрытие и выдержка скважины в течение 5 – 10 суток. Продолжительность выдержки прямо пропорционально зависит от количества закаченного пара, что было установлено при анализе разработки месторождений Калифорнии (США), где широко применяют технологию ПЦО [17].

При реализации данного этапа происходит конденсация водяного пара за счёт процесса выравнивания температур между паром, скелетом породы и пластовыми флюидами, что значительно снижает давление в призабойной зоне

пласта и, как следствие, обеспечивает приток пластовых флюидов к скважине. Вместе с этим при конденсации пара происходит явление противоточной капиллярной фильтрации. Суть данного явления заключается в том, что горячий конденсат вытесняет нефть из мелких пор и слабопроницаемых линз в более проницаемые участки пласта.

Также наряду с конденсацией пара происходит передача тепла, накопленного в кровле и подошве на первом этапе, в продуктивный пласт. За счёт дополнительного притока тепла из кровли и подошвы, а также за счёт тепла, накопленного в скелете породы, происходит дополнительный прогрев флюидов, втекающих в призабойную зону пласта.

На третьем этапе осуществляется перевод скважины из нагнетательной в добывающую. Добыча ведётся до достижения критически низкого уровня дебита нефти, ниже которого дальнейшая добыча становится не целесообразной с технической или экономической точки зрения. При достижении такого уровня дебита итерация цикла завершается и, если не достигнуты экономические ограничения по обводнённости продукции, начинается новая итерация.

Количество циклов, на протяжении которых применение технологии ПЦО будет эффективно, зависит от типа коллектора. Так в крутопадающих пластах с высокой эффективной толщиной, где преобладает вытеснение нефти за счёт гравитационного дренирования, возможно эффективно реализовать 10 и более циклов, в то время как в пологих пластах с небольшой эффективной толщиной возможно эффективно реализовать не более 5 циклов [5].

К основным преимуществам ПЦО относятся высокий дебит нефти после обработки, низкие тепловые потери при движении теплоносителя по стволу скважины, низкие тепловые потери в кровлю и подошву пласта, а также очистка призабойной зоны пласта от парафиносмолистых отложений в результате их растворения. Недостатки ПЦО заключаются в периодичности добычи нефти, снижении дебита нефти с последующими циклами, значительная ограниченность зоны прогрева пласта, временные затраты на подъём и спуск труб, трудности контроля за температурным режимом на забое скважины.

Стоит отметить, что технологию пароциклической обработки призабойной зоны пласта можно применять совместно с технологией паротеплового воздействия на пласт, в рамках которой реализуется рядная схема нагнетания теплоносителя в пласт. Такую комбинацию обычно используют для того, чтобы избежать такого негативного эффекта как «кинжальные» порывы теплоносителя в добывающую скважину, в результате которого коэффициент охвата пласта паротепловым воздействием сильно снижается и не превышает 5% [1]. Данная проблема чаще всего возникает при реализации площадной схемы нагнетания в рамках паротеплового воздействия, поэтому решение о совместном применении ПЦО и ПТВ принимается на стадии проектирования разработки месторождения ещё до бурения основного фонда скважин.

Существует два способа совместного применения ПЦО и ПТВ. Первый основан на решении такой проблемы, связанной с применением рядной схемы, как высокое фильтрационное сопротивление. Обычно такую проблему решают переходом на площадную схему, но для разработки месторождений высоковязкой нефти такая схема не подходит из-за низкого охвата. В качестве решения данной проблемы предложено регулярно проводить на добывающих скважинах пароциклическую обработку, что позволяет снизить фильтрационное сопротивление в призабойной зоне добывающих скважин за счёт снижения вязкости флюидов в данной зоне.

Второй способ совместного применения ПЦО и ПТВ подразумевает формирование нагнетательных рядов не заранее, а по мере прорыва теплоносителя из нагнетающей скважины в ближайшую добывающую. В таком случае добывающая скважина, в которую прорвался теплоноситель переводится в нагнетающую. В результате формируются полибокальные блоки, на вершинах которых располагаются нагнетающие скважины, которые посредством закачки пара обеспечивают равномерное вытеснение нефти к добывающим скважинам, расположенным в центре таких блоков.

Также стоит отметить, что в качестве теплоносителя при пароциклической обработке призабойной зоны пласта может применяться не только чистый

водяной пар, но и водяной пар с добавлением газов  $\text{CO}_2 + \text{N}_2$ . В таком случае эффективность процесса достигается преимущественно за счёт интенсивного переноса лёгких фракций нефти газовой составляющей теплоносителя, а также за счёт объёмного расширения и повышения общей подвижности нефти посредством растворения в ней  $\text{CO}_2$  и  $\text{N}_2$ . Вместе с этим появляется возможность регулировать температуру начала конденсации теплоносителя за счёт концентрации в нём  $\text{CO}_2$  и  $\text{N}_2$ , что было проверено в лабораторных экспериментах [6]. В качестве источников газов могут выступать забойные парогенераторы, эффективность применения которых была показана на практике [18].

Моделирование процессов, протекающих при пароциклической обработке призабойной зоны пласта весьма актуальная задача ввиду высокой эффективности данной технологии. В связи с чем на данный момент существует несколько аналитических моделей, позволяющих осуществлять моделирование ПЦО для прогнозирования эффекта от применения технологии с учётом тепловых потерь в прилегающие породы через кровлю и подошву продуктивного пласта. Глобально между собой эти модели отличаются лишь геометрией прогретой области (Рисунок 6). В одном случае она имеет форму цилиндра [3]. В другом же случае геометрия прогретой области ограничивается наклонной линией и имеет форму перевернутого конуса с основанием, лежащим на кровле продуктивного пласта и вершиной, лежащей на подошве пласта на оси скважины [19].

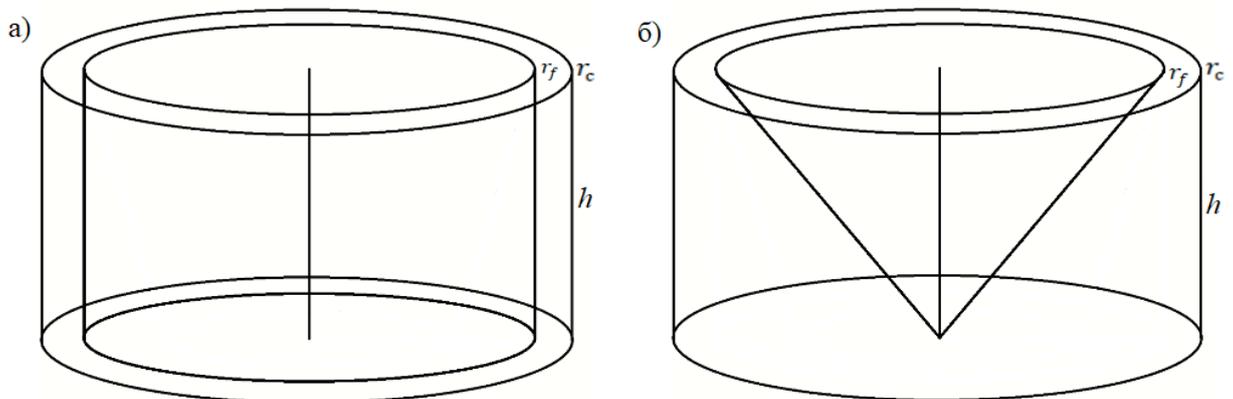


Рисунок 6. Геометрии прогретой области: а) цилиндрическая; б) конусовидная

## 1.5. ПАРОГРАВИТАЦИОННЫЙ ДРЕНАЖ

Метод парогравитационного дренажа является наиболее сложным с технической точки зрения термическим методом повышения нефтеотдачи, основанным на закачке пара в пласт. Однако, не смотря на все технические сложности, данный метод обладает наибольшей эффективностью по сравнению с другими термическими методами даже с учётом высоких затрат на его реализацию. Высокая тепловая эффективность ПГД позволяет добиваться высоких коэффициентов извлечения нефти даже при разработке месторождений природных битумов, что было показано на практике [20].

Для реализации метода парогравитационного дренажа необходимо пробурить две горизонтальные скважины параллельно друг над другом на расстоянии порядка 5 – 10 м (Рисунок 7). Верхняя скважина является нагнетательной, нижняя скважина – добывающей. Сама реализация данной технологии проходит в две стадии.

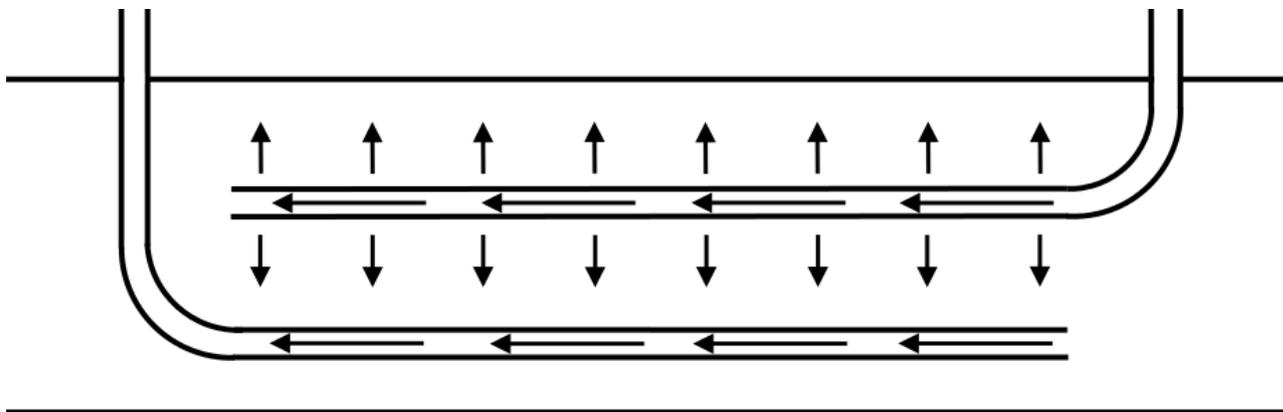


Рисунок 7. Расположение скважин в пласте при реализации технологии ПГД

Во время подготовительной стадии осуществляется циркуляция теплоносителя либо только в верхней, либо в обеих скважинах. Это необходимо для того, чтобы прогреть область дренирования между скважинами и сформировать как гидродинамическую, так и термическую связь между добывающей и нагнетательной скважинами.

Во время основной стадии парогравитационного дренажа осуществляется закачка теплоносителя через верхнюю нагнетательную скважину и

одновременно с этим осуществляется добыча разогретой нефти через нижнюю добывающую. В процессе нагнетания теплоносителя в пласт формируется паровая камера – прогретая область пласта, в которой посредством гравитационной сегрегации пар устремляется наверх, а разогретая нефть вместе со сконденсированным теплоносителем устремляется вниз к добывающей скважине [21].

Как уже было отмечено ранее, реализация технологии парогравитационного дренажа сопровождается различными технологическими сложностями, с одной из которых приходится столкнуться уже на этапе бурения скважин. Связана она с тем, что бурение верхней нагнетательной скважины для ПГД необходимо осуществить с максимально допустимым расхождением по латерали в 2 м относительно траектории уже пробуренной нижней добывающей скважины, что является одной из самых серьёзных проблем при реализации данной технологии из-за наличия неопределённости пространственного расположения ствола скважины [22]. Такая неопределённость возникает в результате накопления различных случайных и систематических ошибок, обусловленных погрешностью измерительных приборов, в процессе инклинометрии при бурении скважин. На практике данная проблема решается за счёт применения метода магнитной локации при бурении скважин [23].

Суть данного метода заключается в том, что при бурении горизонтального участка ствола верхней нагнетательной скважины навигация осуществляется в основном за счёт оценки магнитного влияния заранее намагниченной эксплуатационной колонны нижней добывающей скважины. Таким образом удаётся снизить отклонение фактической траектории нагнетательной скважины от проектной до приемлемых значений, что положительно сказывается на эффективности технологии парогравитационного дренажа.

Также стоит отметить, что для достижения максимальной эффективности от реализации технологии парогравитационного дренажа необходимо преодолеть ещё несколько ключевых проблем. К таким проблемам относятся достижение максимальной энергоэффективности при закачке теплоносителя в

пласт, оптимизация процесса разделения нефти и воды, поднятых на поверхность в ходе добычи, а также последующая очистка поднятой на поверхность воды для повторного использования её в производстве теплоносителя [24].

Как уже отмечалось ранее применение технологии парогравитационного дренажа может обеспечить высокий дебит даже при разработке месторождений битумных нефтей, хотя на реализацию данной технологии требуются большие затраты, что значительно повышает убытки в случае принятия ошибочных решений. В связи с этим возрастает потребность в моделировании процессов, протекающих в пласте при применении данной технологии.

Для решения поставленной задачи была предложена интегральная аналитическая модель с модифицированной вертикальной схемой расстановки скважин [25].

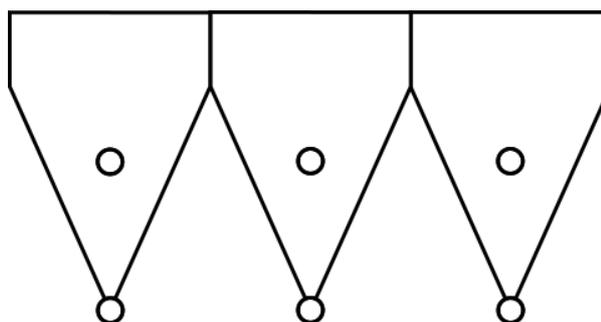


Рисунок 8. Модифицированная схема расстановки скважин для ПГД

В основу данной модели легли законы сохранения массы, записанные для воды, пара и нефти с учётом постоянного расхода пара, закачиваемого в пласт, а также сохранения соответствующих насыщенных, давления и температуры на протяжении всей паровой камеры на каждом отдельном временном шаге.

Также для моделирования парогравитационного дренажа была предложена физико-математическая модель, в основу которой лёг метод материального баланса [26]. Авторами было получено и проанализировано решение для двух различных аппроксимаций геометрии прогретой зоны: клиновидной для случая, когда моделируется парогравитационный дренаж в

горизонтальных скважинах, и конусовидная, когда моделируется парогравитационный дренаж в точечных источниках (Рисунок 9).

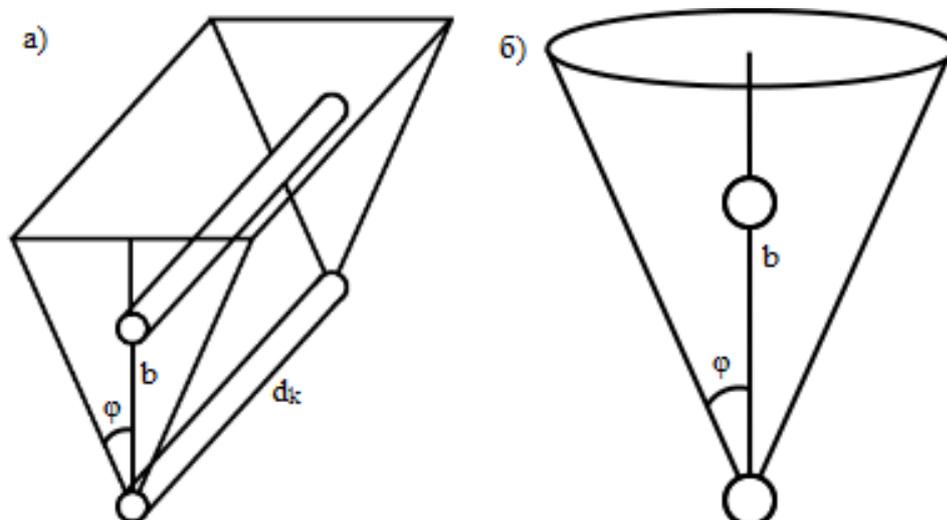


Рисунок 9. Аппроксимации геометрии прогретой зоны: а) клиновидная; б) конусовидная

## 1.6. ВОЗДЕЙСТВИЕ СВЕРХВЫСОКОЧАСТОТНЫМ ИЗЛУЧЕНИЕМ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТА

Воздействие сверхвысокочастотным излучением на призабойную зону пласта является перспективным методом увеличения нефтеотдачи пластов месторождений высоковязких нефтей. Применение данного метода позволяет не только в кратчайшие сроки снизить вязкость нефти в призабойной зоне пласта за счёт её прогрева, но и эффективно очистить добывающую скважину от различных отложений, таких как парафины, асфальтены и газогидраты. Эффективность технологии СВЧ воздействия показана как в лабораторных экспериментах, так и в промысловых испытаниях [27].

Суть данного метода заключается в снижении вязкости нефти путём её разогрева за счёт воздействия сверхвысокочастотным излучением на призабойную зону пласта. В качестве источника излучения выступает забойный генератор электромагнитного излучения, способный генерировать излучение с основными частотами, используемыми для промышленных и научных целей:  $915 \pm 25$  МГц и  $2450 \pm 13$  МГц.

К преимуществам данного метода можно отнести высокую скорость и

равномерность прогрева нефти, высокий КПД преобразования электромагнитной энергии в тепловую, а также тот факт, что среди всех термических методов увеличения нефтеотдачи СВЧ воздействие является единственным методом, не оказывающим какого-либо разрушающего воздействия на пласт, и не наносящим какого-либо вреда экологии.

Недостатки СВЧ воздействия заключаются в малой изученности данного метода, низком радиусе прогрева, а также неоднозначность влияния СВЧ излучения на реологические свойства нефтей и битумов различного состава, что было показано в лабораторных исследованиях [28].

Для корректной оценки эффективности и целесообразности применения технологии СВЧ воздействия необходимо учесть множество факторов, так или иначе влияющих на эффективность данной технологии. С этой целью были разработаны различные модели, позволяющие моделировать прогрев призабойной зоны пласта под воздействием СВЧ излучения как без учёта фильтрации пластовых флюидов [29], так и с учётом [30].

## ГЛАВА 2. ПРЕДЛАГАЕМАЯ МЕТОДИКА МОДЕЛИРОВАНИЯ ПАРОЦИКЛИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА

При разработке месторождений высоковязких нефтей методом пароциклической обработки призабойной зоны пласта возникает необходимость в моделирование процессов, происходящих в продуктивном пласте и прилегающих к нему породах. Такая необходимость обоснована тем, что по результатам моделирования можно определить рентабельность дальнейшей разработки интересующего объекта, а также оптимальные технологические параметры разработки в случае принятия решения о дальнейшей эксплуатации объекта.

Обычно для таких целей используют существующие программные комплексы, позволяющие осуществлять численное моделирование многих гидродинамических, термических и химических процессов, происходящих в пласте. В России для таких целей наиболее часто используется программный комплекс тНавигатор. Однако для определения оптимальных технологических параметров разработки месторождения с применением ПЦО использование численных симуляторов не представляется возможным. Связано это с тем, что для определения оптимального времени закачки теплоносителя в пласт, оптимального времени паротепловой пропитки и оптимального времени добычи разогретой нефти за 1 цикл при помощи существующих численных симуляторов необходимо рассчитать множество вариантов с учётом всех теплофизических эффектов. На все необходимые в таком случае расчёты может уйти колоссальное количество времени, что неприемлемо в современных реалиях, когда решения, зачастую, необходимо принимать в сжатые сроки.

Определить оптимальные технологические параметры разработки с применением ПЦО позволяют различные аналитические модели, которые были описаны выше. Данные модели справляются с такой задачей значительно быстрее, однако не позволяют полноценно оценить рентабельность дальнейшей разработки в масштабах всего пласта или месторождения, так как не учитывают

множества факторов.

Ввиду всех достоинств и недостатков численного и аналитического моделирование целесообразно использовать численные симуляторы и аналитические модели совместно. Такой подход к моделированию разработки месторождений высоковязких нефтей с применением ПЦО позволит быстро определить оптимальные технологические параметры разработки при помощи аналитической модели и, с учётом этих параметров, дать полноценную оценку рентабельности дальнейшей разработки объекта при помощи численных симуляторов.

## 2.1. ОБЗОР СУЩЕСТВУЮЩЕЙ ИНТЕГРАЛЬНОЙ МОДЕЛИ

В качестве базовой модели была взята предложенная ранее аналитическая интегральная модель пароциклического воздействия на призабойную зону пласта с учётом тепловых потерь в прилегающие породы через кровлю и подошву продуктивного пласта [3]. Данная модель имеет цилиндрическую геометрию прогретой зоны (Рисунок 6).

Удельные тепловые потери из продуктивного пласта в данных моделях рассчитываются по закону Ньютона-Рихмана:

$$q = \alpha(T - T_0), \quad (2.1)$$

где  $\alpha$  – коэффициент теплоотдачи,  $T$  – температура в прогретой зоне,  $T_0$  – начальная пластовая температура.

Стоит отметить, что в случае с цилиндрической геометрией прогретой зоны тепловые потери происходят как в кровлю, так и в подошву пласта, в то время как при использовании модели с конусовидной геометрией прогретой зоны тепловые потери происходят только в кровлю. Это необходимо учитывать при записи выражения для нахождения мощности суммарных тепловых потерь.

В случае цилиндрической геометрии данное выражение можно записать следующим образом:

$$\frac{dW}{dt} = \int_{r_w}^{r_f} 2\pi r \alpha (T(r) - T_0) dr, \quad (2.2)$$

где  $t$  – время,  $r_f$  – максимальный радиус прогретой зоны вдоль кровли пласта,  $r_w$  – радиус скважины,  $T(r)$  – усреднённая по сечению пласта температура на расстоянии  $r$  от скважины.

Температура на фронте прогрева в обоих моделях всегда постоянна и численно равна температуре насыщенного пара  $T_s$ . Принимая это во внимание можно найти решение интегралов в правой части выражения (2.2) аналитически.

Искомое решение имеет следующий вид:

$$\frac{dW}{dt} = \pi \alpha (T_s - T_0) (r_f^2 - r_w^2). \quad (2.3)$$

Предположим, что скорость закачки теплоносителя постоянна. В таком случае её можно определить следующим образом:

$$\frac{dH}{dt} = Q_3 \rho_s (c_s (T_s - T_0) + l), \quad (2.4)$$

где  $Q_3$  – объёмный расход пара, с которым он закачивается в пласт,  $\rho_s$  – плотность пара,  $c_s$  – удельная теплоёмкость пара,  $l$  – скрытая теплота парообразования.

Очевидно, что чем выше темпы ввода теплоносителя в пласт, тем выше температура в прогретой зоне, а значит, как может показаться, выше охват пласта и, следовательно, выше и эффективность. Однако не стоит забывать про тепловые потери в кровлю и подошву пласта, которые возрастают с ростом радиуса и температуры прогретой зоны. Исходя из этого можно найти максимальный радиус прогретой зоны приравняв мощность суммарных тепловых потерь к темпам ввода тепла в пласт.

Для цилиндрической прогретой зоны, приравняв (2.3) к (2.4), можно получить следующее выражение для нахождения максимального радиуса прогретой зоны:

$$r_f = \sqrt{\frac{Q_3 \rho_s (c_s (T_s - T_0) + l)}{\pi \alpha (T_s - T_0)} + r_w^2}. \quad (2.5)$$

Далее следует записать скорость движения фронта прогрева через

классическое определение, как отношение изменения объёма прогретой зоны к времени, за которое это изменение произошло, а также через скорость температурного скачка, которая определяется по следующей формуле:

$$K_T = \frac{R_s}{R_r}, \quad (2.6)$$

где  $R_s$  – теплосодержание пара,  $R_r$  – теплосодержание породы.

Такая запись примет следующий вид:

$$D_f = \frac{\pi h(r_f^2 - r_*^2)}{t_1} = \frac{Q_3 K_T}{m}, \quad (2.7)$$

где  $h$  – толщина пласта,  $r_*$  – радиус области, в которой нефть является прогретой,  $t_1$  – время, за которое фронт прогрева проходит расстояние от  $r_*$  до  $r_f$ ,  $m$  – пористость.

Тогда оптимальное время закачки теплоносителя в пласт за один цикл можно выразить (2.7).

Выражение для нахождения оптимального времени закачки теплоносителя в пласт за один цикл записывается следующим образом:

$$t_1 = \frac{\pi m h (r_f^2 - r_w^2)}{Q_3 K_T}. \quad (2.8)$$

Также из (2.7) можно выразить радиус зоны прогретой нефти в любой момент времени на стадии добычи. Для этого необходимо расход пара заменить на дебит нефти, а также подставить  $K_T$  из (2.6) и заменить теплосодержание пара на теплосодержание нефти. Тогда получим следующую зависимость радиуса зоны прогретой нефти от времени:

$$r_*(t) = \sqrt{r_f^2 - \frac{Q R_o t}{\pi m h R_r}}, \quad (2.9)$$

где  $R_o$  – теплосодержание нефти.

На стадии пропитки тепло перестаёт поступать в пласт и пар начинает конденсироваться. Предполагается, что все процессы конденсации пара, теплообмена и втягивания нефти в область конденсации пара – равновесны. В таком случае в области парового плато наблюдается постоянство температуры и

давления, что приводит к мгновенному втягиванию нефти в прогретую часть пласта.

Тогда, пренебрегая радиусом скважины, выражение (2.2) для второй стадии можно записать следующим образом:

$$\frac{dW}{dt} = \int_{r_w}^{r_s} 2\pi r \alpha (T_s - T_0) dr = \pi r_s^2(r) \alpha (T_s - T_0), \quad (2.10)$$

где  $r_s$  – радиус зоны парового плато.

Теплота, выделяемая за счёт конденсации пара, рассчитывается для цилиндрической зоны прогрева по следующей формуле:

$$\frac{dG}{dt} = -l \frac{dM}{dt} = -2l\rho_s mhC\pi r_s \frac{dr_s}{dt}, \quad (2.11)$$

где  $M$  – масса пара в призабойной зоне,  $C$  – концентрация пара в теплоносителе.

Приравняв (2.10) и (2.11) можно получить дифференциальное уравнение, определяющее скорость фронта конденсации для цилиндрической прогретой зоны. Данное уравнение имеет следующий вид:

$$\frac{dr_s}{dt} = -\frac{\alpha(T_s - T_0)}{2l\rho_g mhC} r_s. \quad (2.12)$$

Решение уравнения (2.12) с учётом того, что в начальный момент времени  $r_s = r_f$  имеет следующий вид:

$$r_s = r_f \exp\left(-\frac{\alpha(T_s - T_0)}{2l\rho_g mhC} t\right). \quad (2.13)$$

Можно оценить характерное время процесса конденсации при помощи (2.13). В данном случае характерным временем будет считаться время, за которое радиус теплового плато уменьшится в  $e$  раз по сравнению с начальным моментом времени. Тогда характерное время конденсации пара будет рассчитываться по следующей формуле:

$$t_2 = \frac{2l\rho_s mhC}{\alpha(T_s - T_0)}. \quad (2.14)$$

Оптимальное время паротепловой пропитки в обоих случаях будет в 7 раз меньше характерного времени конденсации пара. Связано это с тем, что при

полной конденсации пара эффективность пароциклической обработки значительно снижается и применение данной технологии становится бессмысленным.

При расчёте дебита нефти во время добычи стоит учитывать, что температура, а, следовательно, и вязкость меняется скачкообразно. Так в прогретой зоне радиусом  $r_*$  вязкость нефти имеет значение  $\mu_T$ , а в непрогретой зоне вязкость нефти имеет значение  $\mu$ . С учётом зональной неоднородности по температуре формула Дюпюи для расчёта дебита нефти примет следующий вид:

$$Q = \frac{2\pi kh(p_c - p_w)}{\mu \ln \frac{r_c}{r_*} + \mu_T \ln \frac{r_*}{r_w}}, \quad (2.15)$$

где  $p_c$  – давление на контуре питания радиусом  $r_c$ ,  $p_w$  – давление на забое скважины.

Таким образом при использовании модели с цилиндрической геометрией прогретой зоны можно при помощи формул (2.18) и (2.14) найти оптимальное время закачки теплоносителя в пласт и оптимальное время паротепловой пропитки соответственно. А формулы (2.9) и (2.15) позволяют итерационно с требуемой точностью получить график зависимости дебита нефти от времени.

Также данная модель позволяет найти оптимальное время добычи нефти за 1 цикл пароциклической обработки.

## 2.2. ПРЕДЛАГАЕМЫЕ МОДИФИКАЦИИ ИНТЕГРАЛЬНОЙ МОДЕЛИ

Предложенная ранее интегральная модель пароциклической обработки призабойной зоны пласта [3] имеет ряд допущений, которые могут негативно повлиять на верифицируемость результатов моделирования на промысловых данных с реальных месторождений. Для более корректного моделирования применения пароциклической обработки на реальных месторождениях в существующую интегральную модель необходимо внести модификации, направленные на учёт присутствия пластовой воды в продуктивном пласте и

притока пластовых флюидов в область дренирования скважины, ограниченную радиусом  $r_c$ , из части пласта, не охваченной моделированием (Рисунок 10).

Для учёта присутствия пластовых вод в продуктивном пласте в модель внесены начальные насыщенности порового пространства в области дренирования нефтью  $S_{o0}$  и водой  $S_{w0}$  для инициализации модели, а также текущие насыщенности порового пространства в области дренирования нефтью  $S_o$  и водой  $S_w$ , которые могут меняться на каждом расчётном шаге. Для насыщенностей на любом шаге выполняется следующее соотношение:

$$S_o + S_w = 1, \quad (2.16)$$

Насыщенности области дренирования нефтью и водой зависят от дебита нефти, дебита добываемой и расхода закачиваемой воды, притока нефти и воды в область дренирования из части пласта, не охваченной моделированием.

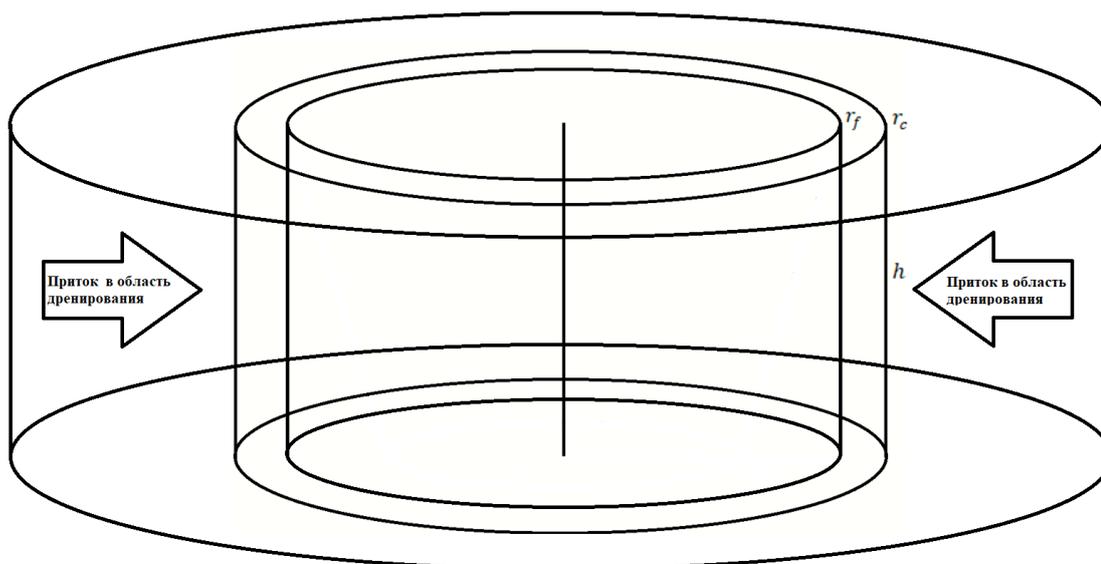


Рисунок 10. Геометрия аналитической модели с учётом внесённых модификаций

Для дальнейшего расчёта насыщенностей порового пространства фазами необходимо рассчитать запасы каждого флюида в начальный момент времени. Суммарные запасы флюидов в области дренирования в начальный момент времени рассчитываются по следующей формуле:

$$Z|_{t=0} = \pi r_c^2 h m. \quad (2.17)$$

Запасы каждого флюида в области дренирования в начальный момент времени рассчитываются исходя из начальной насыщенности порового объёма

соответствующей фазой:

$$\begin{aligned} Z_o|_{t=0} &= S_{o0}Z \\ Z_w|_{t=0} &= S_{w0}Z \end{aligned} \quad (2.18)$$

Дебит пластовых флюидов теперь складывается из двух составляющих:

$$Q = Q_o + Q_w, \quad (2.19)$$

где  $Q_o$  – дебит нефти,  $Q_w$  – дебит воды.

Дебит нефти и воды находятся по формулам, близким к (2.15) с учётом насыщенности порового пространства водой и нефтью за счёт относительных фазовых проницаемостей

$$\begin{aligned} Q_o &= \frac{2\pi k k_{ro} h (p_c - p_w)}{\mu \ln \frac{r_c}{r_*} + \mu_T \ln \frac{r_*}{r_w}} \\ Q_w &= \frac{2\pi k k_{rw} h (p_c - p_w)'}{\mu \ln \frac{r_c}{r_w}} \end{aligned} \quad (2.20)$$

где  $k_{ro}$  – относительная фазовая проницаемость для нефти,  $k_{rw}$  – относительная фазовая проницаемость для воды.

Относительные фазовые проницаемости являются функциями от насыщенности порового пространства соответствующей фазой и рассчитываются на каждом расчётном шаге при помощи корреляции Л.Е.Т. [31], которая для данной модели имеет следующий вид:

$$\begin{aligned} k_{ro} &= \frac{S_o^{L_o}}{S_o^{L_o} + E_o(1 - S_o)^{T_o}}, \\ k_{rw} &= \frac{S_w^{L_w}}{S_w^{L_w} + E_w(1 - S_w)^{T_w}} \end{aligned} \quad (2.21)$$

где  $L_o$ ,  $E_o$ ,  $T_o$  – параметры корреляции для нефти,  $L_w$ ,  $E_w$ ,  $T_w$  – параметры корреляции для воды.

Все параметры корреляции (2.21) вводятся пользователем вручную и позволяют настроить относительные фазовые проницаемости воды и нефти так, чтобы они максимально удовлетворяли результатам керновых исследований и гидродинамических испытаний. Выбор корреляций именно такого вида обоснован тем, что корреляции (2.21) обладают наибольшим количеством

степеней свободы, что позволяет наиболее гибко настраивать кривые относительных фазовых проницаемостей.

Компенсационный приток нефти  $V_{oc}$  и воды  $V_{wc}$  из части пласта, не охваченной моделированием, на этапе добычи рассчитывается на  $i$ -ом шаге по следующим формулам:

$$\begin{aligned} V_{oc\ i} &= C_c S_{oc} Q_i \\ V_{wc\ i} &= C_c S_{wc} Q_i' \end{aligned} \quad (2.22)$$

где  $C_c$  – коэффициент компенсации, который численно равен соотношению объёма флюидов, внесённых в область дренирования за счёт компенсационного притока и закачки теплоносителя в пласт к объёму флюидов, изъятых из пласта на этапе добычи,  $S_{oc}$  и  $S_{wc}$  – насыщенность порового пространства части пласта, не охваченной моделированием, нефтью и водой соответственно.

Необходимо учитывать изменение насыщенности порового пространства водой и нефтью за счёт нагнетаемого на первом этапе в пласт теплоносителя, который затем на втором этапе в результате конденсации переходит в воду. Учёт такого изменения осуществляется следующим образом:

$$Z_{w\ inj} = Z_{w\ 0} + Q_3 t_1, \quad (2.23)$$

где  $Z_{w\ inj}$  – запасы воды в области дренирования после закачки теплоносителя и конденсации пара в воду на данном цикле,  $Z_{w\ 0}$  – запасы воды в области дренирования перед началом закачки теплоносителя в пласт на данном цикле.

Затем насыщенности пересчитываются с учётом пересчитанных запасов воды в области дренирования

$$\begin{aligned} S_o &= \frac{Z_o}{Z_o + Z_{w\ inj}} \\ S_w &= \frac{Z_{w\ inj}}{Z_o + Z_{w\ inj}} \end{aligned} \quad (2.24)$$

Насыщенности, рассчитанные по формулам (2.24), являются начальными на этапе добычи и моделирование данного этапа начинается именно с такими насыщенностями.

Во время добычи на каждом временном шаге насыщенность порового

пространства флюидами может изменяться в следствии разных подвижностей нефти и воды. Для того чтобы учесть такие изменения введён следующий алгоритм пересчёта насыщенностей области дренирования нефтью и водой на каждом  $i+1$ -ом временном шаге во время добычи.

Сначала пересчитываются запасы нефти и воды с учётом их добычи и притока пластовых флюидов в область дренирования. Пересчёт происходит по следующим формулам:

$$\begin{aligned} Z_{oi+1} &= Z_{oi} - Q_{oi} + V_{oci} \\ Z_{wi+1} &= Z_{wi} - Q_{wi} + V_{wci} \end{aligned} \quad (2.25)$$

Затем из соотношения запасов нефти и воды в области дренирования рассчитываются насыщенности порового пространства области дренирования нефтью и водой по следующим формулам:

$$\begin{aligned} S_{oi+1} &= \frac{Z_{oi+1}}{Z_{oi+1} + Z_{wi+1}} \\ S_{wi+1} &= \frac{Z_{wi+1}}{Z_{oi+1} + Z_{wi+1}} \end{aligned} \quad (2.26)$$

Дебит каждого флюида на каждом расчётном шаге рассчитывается исходя из текущей насыщенности соответствующим флюидом.

Таким образом внесённые модификации позволяют учитывать в модели присутствие пластовых вод в продуктивном пласте, приток пластовых флюидов в область дренирования и динамику насыщенностей флюидами области дренирования добывающей скважины в ходе добычи пластовых флюидов и закачки теплоносителя в пласт.

### 2.3. МЕТОДИКА ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПАРОЦИКЛИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА

Численное моделирование разработки месторождений высоковязких нефтей с применением технологии пароциклической обработки призабойной зоны пласта предлагается проводить в программном комплексе tНавигатор, так как гидродинамический симулятор данного программного комплекса в России

наиболее часто применяют для гидродинамического моделирования и прогнозирования разработки месторождений углеводородов, в том числе с применением различных методов увеличения нефтеотдачи.

В основе данного симулятора лежит классическая система уравнений механики многофазных сред, которая включает в себя законы сохранения массы фаз, закон сохранения импульса и закон сохранения энергии. Решение данной системы осуществляется с помощью IMPES-метода, который подразумевает аппроксимацию производных по давлению в неявном виде, а аппроксимацию по насыщенности – в явном [32]. Численное решение осуществляется за счёт итерационного метода Ньютона, который позволяет достичь высокой сходимости решения даже в задачах с огромным количеством переменных.

Для расчётов перетоков между блоками численной сетки модельного пласта используются законы сохранения массы и импульса. В совокупности обозначенные законы сохранения позволяют записать уравнение следующего вида:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\varphi N_c) = \operatorname{div} \sum_{P=O,W,G} x_{c,P} \xi_P \left( k \frac{k_{rP}}{\mu_P} (\nabla p_P - \gamma_P \nabla D) \right) + q_c, c = 1, \dots, n_c, \quad (2.27)$$

где  $\varphi$  – пористость;  $N_c = N_c(t, x, y, z)$  – молярная плотность компонента  $c$ ;  $p_P$  – давление фазы  $P$ ;  $x_{c,P}(p, T)$  – молярная концентрация компонента  $c$  в фазе  $P$ ;  $\xi_P(p, T)$  – молярная плотность фазы  $P$ ;  $k = k(p_w, p_o, p_g, x, y, z)$  – тензор абсолютной проницаемости;  $k_{rP}$  – относительная фазовая проницаемость;  $\mu_P$  – вязкость фазы  $P$ ;  $\gamma_P = \rho_P g$  – удельный вес;  $\rho_P$  – плотность фазы  $P$ ;  $D$  – глубина;  $q_c = q_c(p, N, t, x, y, z)$  – источник компонента  $c$ .

В системе уравнений используются замыкающие соотношения на насыщенности каждого блока фазами и давления фаз в каждом блоке пласта, которые имеют следующий вид:

$$S_w + S_o = 1, \quad (2.28)$$

$$p_o - p_w = P_{cow}, \quad (2.29)$$

где  $P_{cow}$  – капиллярное давление на границе воды и нефти.

В качестве начального условия задаётся распределение насыщенностей и давления по всем блокам модельного пласта. Граничные условия представляют из себя условия непротекания [32].

Дискретизация уравнений происходит следующим образом. Аппроксимации по пространственным переменным выполняется за счёт метода конечных объёмов. Аппроксимации по времени выполняется за счёт полностью неявной схемы, при этом временной шаг выбирается так, чтобы обеспечивалась сходимость. В ходе расчёта временной шаг может меняться в большую сторону для снижения времени расчёта при условии достижения требуемой сходимости или в меньшую сторону для достижения требуемой сходимости, что увеличивает время расчёта.

Решение задачи сводится к решению системы линейных уравнений, которая имеет следующий вид:

$$F(\xi) = F(p, N_1, \dots, N_c) = 0, \quad (2.30)$$

где  $F$  – некоторая функция,  $\xi$  – её аргумент.

Решение системы уравнений осуществляется, как уже было отмечено, при помощи итерационного метода Ньютона и имеет следующий вид:

$$\xi^{m+1} = \xi^m - \left( \frac{\partial F(\xi^m)}{\partial x} \right)^{-1} F(\xi^m), \quad (2.31)$$

где  $m$  – номер итерации.

Процессы, рассматриваемые при моделировании пароциклического воздействия на призабойную зону пласта, являются неизотермическими. Все параметры состояния системы, а именно вязкость, плотность и давление, зависят от температуры. Поэтому для корректной работы симулятора систему уравнений необходимо дополнить законом сохранения энергии.

Закон сохранения энергии в симуляторе имеет следующий вид:

$$\frac{\partial}{\partial t} U_b = F_e + C_e + Q_e^{well}, \quad (2.32)$$

где  $U_b$  – внутренняя энергия блока расчётной сетки,  $F_e$  – конвективный поток энтальпии,  $C_e$  – поток энергии за счёт проводимости,  $Q_e^{well}$  – поток энергии из

скважины.

Энтальпия испарения компонента  $c$  из жидкой фазы в газовую определяется по следующей формуле:

$$H_{V,c} = H_{c,G} - (H_{c,W} + H_{c,O}), \quad (2.33)$$

где  $H_{c,P}$  – энтальпия компонента  $c = 1, \dots, n_c$  в фазе  $P = W, O, G, S$ ,  $W$  – вода,  $O$  – нефть,  $G$  – газ,  $S$  – водяной пар,  $n_c$  – количество компонентов.

Молярная энтальпия фазы имеет размерность Дж/моль и определяется по следующей формуле:

$$H_P(p, T) = \sum_{c=1}^{n_c} x_{c,P}(p, T) \cdot H_{c,P} \cdot MW_c, \quad (2.34)$$

где  $MW_c$  – молярный вес компонента  $c$ .

Удельная (в единице объёма) внутренняя энергия фазы имеет размерность Дж/м<sup>3</sup> и определяется по следующей формуле:

$$U_P(p, T) = \xi_P(p, T) \cdot H_P(T) - p_{Pp}, \quad (2.35)$$

где  $p_{Pp}$  – парциальное давление фазы  $P$ ,  $p$  – давление,  $T$  – температура.

Удельная энтальпия компонента в нефтяной фазе имеет размерность Дж/кг и определяется по следующей формуле:

$$H_{c,O}(T) = CP_{1,c}(T - T_{ref}) + \frac{1}{2}CP_{2,c}(T - T_{ref})^2, \quad (2.36)$$

где  $CP_{1,c}$  – удельная теплоёмкость компонента  $c$ ,  $CP_{2,c}$  – коэффициент зависимости удельной теплоёмкости компонента  $c$  от температуры,  $T_{ref}$  – опорная температура.

Энтальпия воды и энтальпия испарения воды берутся из внутренних таблиц, встроенных в расчётное ядро симулятора. Данные таблицы представлены в справочнике [33].

Удельная энтальпия воды в газовой фазе имеет размерность Дж/кг и определяется по следующей формуле:

$$H_G(T) = h_c + RT_c \left( (1 - T_r) \left( A - BT_r^\beta \right) + C(1 - T_r)^\alpha + D(1 - T_r)^{2\alpha} \right), \quad (2.37)$$

$$T_r = \frac{T}{T_c},$$

где  $\alpha = 0,2866$ ,  $\beta = 3,140$ ,  $T_c = 647,126$  К,  $R = 461,522$  Дж/кг/К,  $h_c = 2086 \cdot 10^3$  Дж/кг,  $A = -7,818955$ ,  $B = 3,977657$ ,  $C = 2,665298$ ,  $D = 4,754665$  – параметры с фиксированными значениями,  $T_r$  – относительная температура.

Энтальпия породы, приходящаяся на единичный объём, имеет размерность Дж/м<sup>3</sup> и вычисляется по следующей формуле:

$$H_R(T) = CP_1(T - T_{ref}) + \frac{1}{2}CP_2(T - T_{ref})^2, \quad (2.38)$$

где  $CP_1$  – удельная теплоёмкость горной породы,  $CP_2$  – коэффициент зависимости удельной теплоёмкости породы от температуры.

При расчёте неизвестными являются давления фаз, насыщенности фаз и температура в каждом блоке расчётной сетки.

Таким образом расчётное ядро симулятора программного комплекса тНавигатор позволяет рассчитывать гидродинамические модели разной сложности с различным составом пластовых флюидов, различным количеством заданных свойств пласта и, как следствие, с различным количеством переменных. Количество переменных, необходимых для корректной работы симулятора зависит от формата гидродинамической модели, расчёт которой необходимо провести.

Чаще всего в программном комплексе тНавигатор создаются изотермические гидродинамические модели, не учитывающие компонентного состава пластовых флюидов. Это, как правило модели в формате E1 или MO. Оба этих формата не являются собственными форматами тНавигатор, но при этом полностью им поддерживаются как в чистом виде, так и виде различных комбинаций секций этих двух форматов и различных опций собственного формата симулятора.

Для гидродинамических моделей формата E1 в симуляторе предусмотрена температурная опция, которая позволяет рассчитывать температуру в каждом блоке модельного пласта на основе заданных теплофизических свойств породы,

пластовых и нагнетаемых флюидов. Такая опция не сильно увеличивает время расчёта и позволяет отслеживать во времени и пространстве динамику температуры в пласте. Однако для моделирования разработки месторождений с применением пароциклической обработки призабойной зоны пласта такая опция не подходит, так как не учитывает фазовые переходы и возможность присутствия в модели водяного пара, без которого невозможно моделирование разработки месторождений высоковязкой нефти с применением технологии пароциклической обработки призабойной зоны пласта, так как данная технология основана на применении водяного пара в качестве теплоносителя, а значит и способность модели учитывать водяной пара и фазовые переходы является обязательным условием при моделировании данного метода.

В связи с описанными недостатками температурной опции необходимо перейти к модели более сложного формата E3, который позволяет осуществлять неизотермическое гидродинамическое моделирование с учётом компонентного состава фаз и возможных химических реакций. Модель в таком формате допускает присутствие водяного пара, как отдельной фазы, и его конденсацию в воду с выделением тепла. Такая модель подходит для моделирования разработки месторождений высоковязких нефтей с применением технологии пароциклической обработки призабойной зоны пласта, не смотря на значительное увеличение времени расчёта в сравнении с временем расчёта модели в формате E1.

Формат E3 позволяет задать как большое количество компонентов, так и всего один компонент для каждой фазы, что снижает увеличение времени расчёта в сравнение с форматом E1. В случае задания одного компонента количество новых переменных, а значит и количество новых ключевых слов, необходимых для корректной работы симулятора, снижается. Это позволяет с лёгкостью переключиться с модели, созданной в формате E1 на модель в формате E3.

Для корректной работы симулятора с моделью в формате E3 необходимо в соответствующих секциях задать в дополнение к ключевым словам, отвечающим

за гидродинамическую составляющую, ключевые слова, отвечающие за термическую составляющую. Все необходимые ключевые слова приведены в таблице 1.

Таблица 1

Ключевые слова формата E3, отвечающие за термическую составляющую

Секция	Ключевое слово	Описание
RUNSPEC	COMPS	Задаёт количество углеводородных компонентов и формат модели E3
	THERMAL	Указывает, что будет включена опция термического моделирования
GRID	HEATCR	Удельная теплоёмкость породы в каждом блоке
	THCONR	Удельная теплопроводность среды
PROPS	CNAMES	Имена компонентов
	KVCR	Коэффициенты равновесия смеси
	MW	Молярная масса углеводородных компонентов
	DREF	Плотность углеводородных компонентов
	SPECHA	Теплоёмкость углеводородных компонентов в жидкой фазе
	SPECHG	Теплоёмкость углеводородных компонентов в газовой фазе
	PCRIT	Критическое давление углеводородных компонентов
	TCRIT	Критическая температура углеводородных компонентов
	CREF	Сжимаемость углеводородных компонентов
	THERMEX1	Коэффициент теплового расширения углеводородных компонентов в жидкой фазе
	OILVISCT	Зависимость вязкости нефти от температуры
	GASVISCT	Зависимость вязкости нефти от температуры
	PREF	Опорное давление для углеводородных компонентов в жидкой фазе
	TREF	Опорная температура для углеводородных компонентов в жидкой фазе
STCOND	Стандартные условия для расчёта объёма пластовых флюидов в поверхностных условиях	

Секция	Ключевое слово	Описание
SOLUTION	TEMP1	Начальная температура в каждой ячейке модельного пласта
	ZMF	Компонентный состав в каждой ячейке в начальный момент времени
SCHEDULE	WINJTEMP	Задаёт состояние нагнетаемой воды. Можно задать температуру, содержание пара, давление, удельную энтальпию. Достаточно задать два параметра и симулятор сам построит фазовую диаграмму.

Таким образом гидродинамические модели в формате E3, построенные с использованием вышеописанных ключевых слов и рассчитанные в симуляторе программного комплекса tНавигатор, при соответствующем задании технологических режимов работы скважин могут смоделировать разработку месторождений высоковязких нефтей с применением технологии пароциклической обработки призабойной зоны пласта.

## ГЛАВА 3. РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ

### 3.1. СРАВНЕНИЕ БАЗОВОЙ И МОДИФИЦИРОВАННОЙ АНАЛИТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

Были произведены расчёты при помощи представленной ранее аналитической модели [3] и предложенной модифицированной аналитической модели. Расчёты производились с одинаковыми входными параметрами модельного пласта и пластовых флюидов за исключением параметров, не требующихся для расчёта при помощи базовой модели.

Модельный пласт в обеих моделях имеет следующие параметры: проницаемость пласта равна 100 мД, пористость равна 0,2 д. ед., мощность пласта составляет 30 м, коэффициент теплоотдачи равен 0,5 Вт/(м<sup>2</sup>·К), плотность породы равна 2500 кг/м<sup>3</sup>, удельная теплоёмкость породы равна 1000 Дж/(кг·К), начальная температура пласта равна 300 К.

Нефть имеет следующие параметры: плотность нефти равна 800 кг/м<sup>3</sup>, вязкость нефти в пластовых условиях составляет 0,02 мПа·с, вязкость разогретой нефти составляет 0,002 Па·с, удельная теплоёмкость нефти равна 4500 Дж/(кг·К).

Для теплоносителя заданы следующие параметры: плотность пара равна 40 кг/м<sup>3</sup>, удельная теплоёмкость пара равна 4400 Дж/(кг·К), удельная теплота парообразования равна 2,3 МДж/кг, концентрация пара в теплоносителе равна 0,9 д. ед., температура пара равна 500 К.

Также были приняты следующие модельные параметры: депрессия на пласт составляет 3 МПа, радиус контура питания равен 250 м, радиус скважины равен 0,1 м, отношение теплосодержания пара к теплосодержанию пласта принято равным 5, расход закачиваемого теплоносителя на этапе закачки постоянен и равен 0,1 м<sup>3</sup>/с, начальное приближение для расчёта дебита нефти итерационным методом 0,01 м<sup>3</sup>/с, точность расчёта дебита составляет 0,00001 м<sup>3</sup>/с.

Для модифицированной модели дополнительно были заданы следующие

параметры: начальная нефтенасыщенность и водонасыщенность продуктивного пласта равны соответственно 0,8 д. ед. и 0,2 д. ед., коэффициент компенсации, фигурируемый в формуле (2.22) задан равным 1, при этом весь поток, втекаемый в зону дренирования добывающей скважины состоит целиком из воды. Все параметры корреляций (2.21) для относительных фазовых проницаемостей по воде и нефти равны 2. Вязкость воды равна 0,001 Па·с.

Расчёт при помощи каждой модели проводился на 1 год разработки. В результате расчёта были получены зависимости прироста накопленной нефти от времени добычи нефти за 1 цикл пароциклической обработки призабойной зоны пласта. Под приростом накопленной нефти понимается разница между накопленной нефтью, добытой с применением технологии ПЦО с соответствующим временем добычи за 1 цикл пароциклической обработки, и накопленной нефтью, добытой без применения данной технологии. Результаты моделирования представлены на рисунке 11.

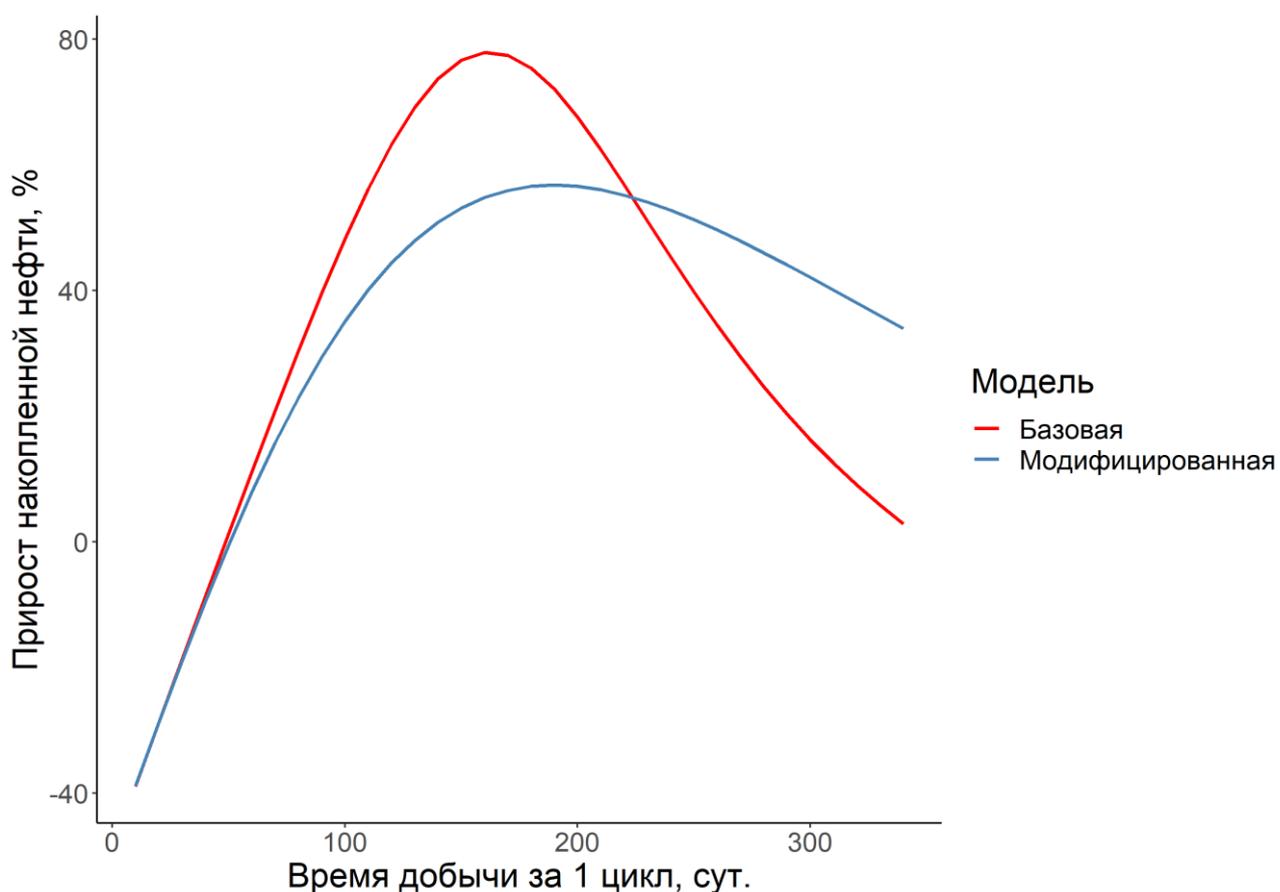


Рисунок 11. Результаты расчёта базовой и модифицированной интегральной модели

На графике по оси абсцисс отсчитывается время добычи нефти за 1 цикл пароциклоической обработки, при этом самих циклов для каждого значения времени добычи реализовано разное количество. Количество циклов подбирается так, чтобы общее время моделируемой разработки было равно одному году.

По оси ординат отсчитывается прирост накопленной нефти в процентах. Данная величина показывает, на сколько процентов в сравнении с добычей без применения ПЦО увеличилось количество накопленной нефти при добыче с использованием ПЦО с соответствующим временем добычи за 1 цикл.

Из графика отчётливо видно, что максимальное значение прироста накопленной нефти по результатам расчёта модифицированной модели в сравнении с результатами расчёта базовой модели снизилось с 77,9 % до 56,8 %, а оптимальное время добычи нефти за 1 цикл, которое определяется как время, с которым был получен наибольший прирост добычи, увеличилось с 160 суток до 190 суток. Такие изменения значительны и пренебрегать ими при проектировании разработки месторождения нельзя.

Отрицательные значения прироста накопленной нефти при малых временах добычи объясняются тем, что в таких случаях суммарное время добычи за 1 год является крайне малым, а при самых малых значениях времени добычи он оказывается меньше суммарного времени закачки теплоносителя в пласт.

Несмотря на то, что начальная насыщенность пласта нефтью в модифицированной модели по сравнению с базовой снизилась на 20 %, количество накопленной нефти снизилось на 12 %. Это объясняется тем, что зависимость подвижности нефти в пласте от насыщенности пласта нефтью имеет не линейную зависимость, которая определяется по корреляции (2.21) с обозначенными ранее параметрами корреляции.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что внесённые модификации, позволяющие спрогнозировать оптимальное время добычи нефти за 1 цикл ПЦО и ожидаемый прирост накопленной нефти с учётом присутствия в продуктивном

пласте пластовых вод, притока флюида в область дренирования и динамики насыщенности пластовых флюидов в области дренирования добывающей скважины, значительно влияют на результаты моделирования этапа добычи при применении технологии пароциклической обработки призабойной зоны пласта.

Данные изменения говорят о том, что насыщенность пласта флюидами значительно влияет на эффективность и целесообразность применения технологии пароциклической обработки призабойной зоны пласта при разработке месторождений высоковязких нефтей.

### 3.2. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПАРОЦИКЛИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА

Для оценки возможности моделирования разработки месторождений высоковязких нефтей с применением технологии ПЦО в программном комплексе tНавигатор была составлена гидродинамическая модель формата E3 со всеми фильтрационно-ёмкостными и теплофизическим параметрами, аналогичными описанным выше вводным параметрам для модифицированной аналитической модели. В добавок к уже представленным параметрам заданы ещё некоторые параметры, необходимые для корректной работы симулятора. Размер расчётной сетки модели составляет 201 блок по X, 201 блок по Y, 30 блоков по Z. Размер блока расчётной сетки составляет 50 м в направлении X, 50 м в направлении Y, 1 м в направлении Z. Теплопроводность среды во всех блоках равна 2,431 Вт/(м·К). Молярная масса нефти задана равной 378 г/моль, сжимаемость нефти в жидкой фазе равна  $8,63 \cdot 10^{-10} \text{ Па}^{-1}$ , коэффициент теплового расширения нефти равен  $5,58 \cdot 10^{-4} \text{ К}^{-1}$ . Также был задан аквифер, приток из которого рассчитывается по модели Картера-Трейси.

Для данной модели были составлены несколько вариантов, различающиеся между собой лишь временем закачки теплоносителя в пласт и временем паротепловой пропитки. Отличие входных параметров необходимо для оценки их влияния на прирост накопленной в ходе добычи нефти.

Первый вариант задан с оптимальным временем закачки теплоносителя в пласт и оптимальным временем паротепловой пропитки, которые были получены при помощи аналитической модели. Времена, принятые для остальных вариантов, соответствуют наиболее часто встречающимся на практике сочетаниям времени закачки пароводяной смеси в пласт и времени паротепловой пропитки. Соответствующие времена для каждого варианта представлены в таблице 2.

Таблица 2

Время закачки и время пропитки для различных вариантов гидродинамической модели

Вариант модели	Время закачки, сут.	Время пропитки, сут.
1	17	13
2	18	12
3	19	11
4	20	10
5	25	5
6	30	0
7	15	15
8	10	20
9	5	25
10	17	17
11	17	9
12	17	5
13	17	21
14	21	13
15	13	13
16	25	13
17	9	13

Каждый вариант был рассчитан с 34 разными временами добычи за 1 цикл ПЦО (от 10 до 340 суток с шагом в 10 суток) и, следовательно, с разным

количеством циклов пароциклической обработки (от 1 до 9). Каждый расчёт охватывает технологический цикл разработки месторождения длительностью в 1 год. В результате для каждого варианта получены зависимости прироста накопленной нефти от времени добычи за 1 цикл ПЦО. Результаты всех расчётов представлены на рисунке 12.

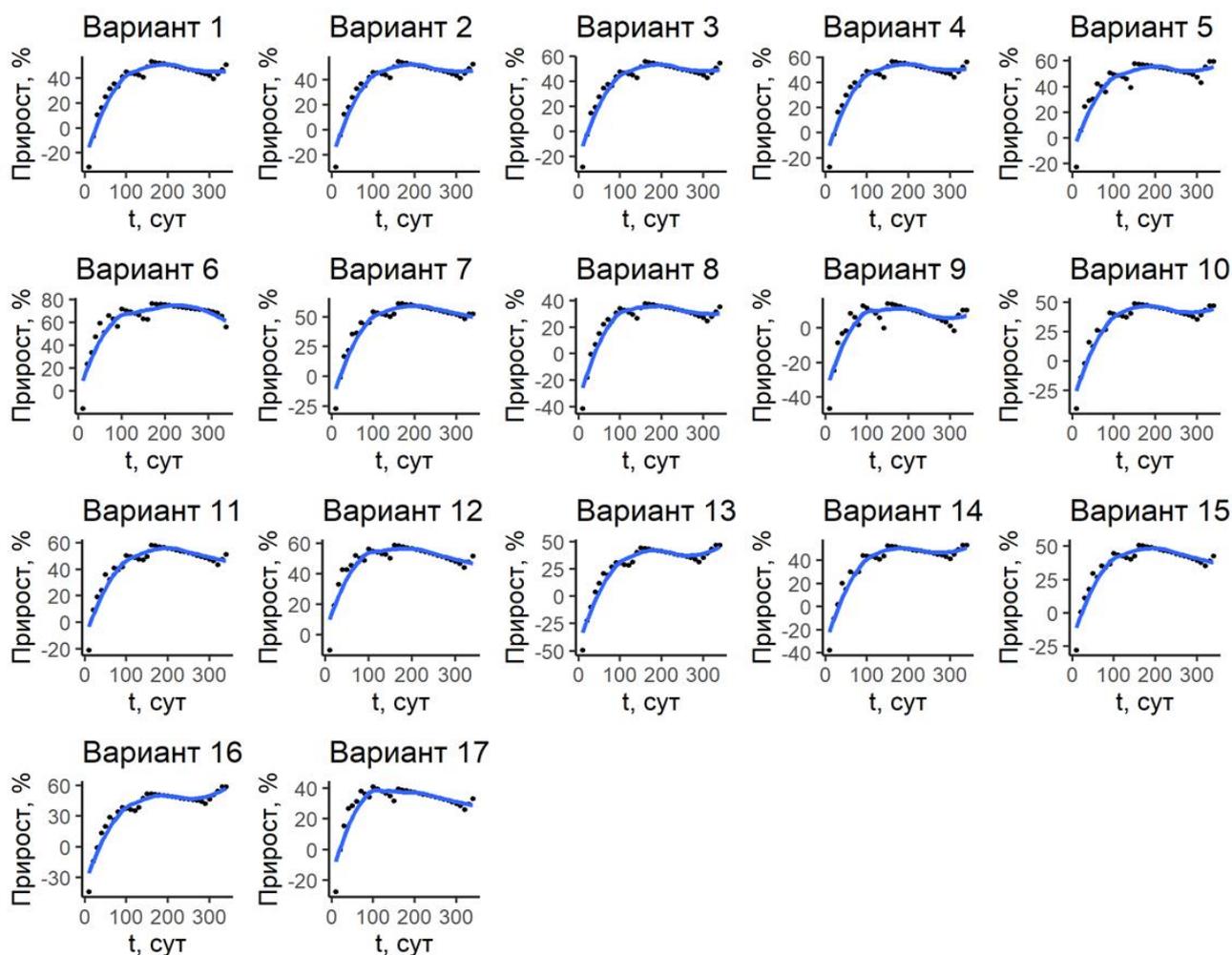


Рисунок 12. Результаты расчёта вариантов численной гидродинамической модели в симуляторе tНавигатор

На графиках чёрными точками нанесены результаты всех расчётов соответствующих вариантов модели, синие линии представляют из себя линии тренда, рассчитанные методом наименьших квадратов.

По оси абсцисс для каждого графика отсчитывается время добычи нефти за 1 цикл пароциклической обработки в сутках, по оси ординат отсчитывается прирост накопленной нефти в процентах.

Из графиков отчётливо видно, что зависимости прироста накопленной добычи от времени добычи за 1 цикл пароциклической обработки при численном моделировании имеет схожую тенденцию с аналогичной зависимостью, полученной при аналитическом моделировании. Все графики, как и в случае с аналитическим моделированием, начинаются из отрицательной области прироста и имеют точку перегиба, характеризующую оптимальное время добычи за 1 цикл, в диапазоне значений 160 – 210 суток по оси абсцисс (Таблица 3).

Таблица 3

Оптимальное время добычи и максимальный прирост накопленной нефти различных вариантов модели

Вариант модели	Оптимальное время добычи, сут.	Максимальный прирост накопленной нефти, %.
1	180	53.5
2	190	54.9
3	190	56.1
4	190	56.7
5	200	59.6
6	210	77.0
7	180	61.5
8	170	38.0
9	160	14.3
10	170	49.2
11	190	58.5
12	190	58.9
13	170	46.9
14	190	53.5
15	170	51.0
16	190	58.8
17	160	41.0

На графиках всех вариантов заметно выделяются точки в диапазоне больших значений по оси абсцисс. Эти точки нарушают общую тенденцию и принимают большие значения, что приводит к резкому росту линии тренда.

Такое явление имеет следующее объяснение. При больших значениях времени добычи количество циклов снижается вплоть до одного. Если в таком случае суммарное время одного цикла меньше общего времени разработки (в данном случае 1 год), то начинается следующий цикл, в рамках которого симулятор успевает смоделировать либо только первые два этапа, либо только первый и не успевает перейти к этапу добычи. Исходя из этого, все реализации, для которых выполняется описанное явление, добывают нефть лишь на протяжении одного цикла. Это значит, что чем больше время добычи за 1 цикл, тем больше нефти суммарно за всё время разработки добыто в соответствующей реализации. В таком случае при прогнозировании разработки на короткий срок, такие реализации можно исключить из рассмотрения, что не повлияет на точность определения оптимального времени добычи за 1 цикл.

Вариант 1, как уже отмечалось ранее, является оптимальным вариантом, то есть вариантом с оптимальным временем закачки теплоносителя в пласт и оптимальным временем паротепловой пропитки. Этот факт был подтверждён при численном моделировании так как при расчёте всех вариантов, имеющих прирост накопленной добычи выше, чем у варианта 1, в пласт было внесено значительно больше пара, чем при расчёте варианта 1. Если учесть, что для производства пара необходимо задействовать парогенераторы, работающие на углеводородном топливе, рентабельность таких вариантов в сравнении с вариантом 1 вызывает сомнения.

Таким образом показано, что при помощи симулятора программного комплекса tНавигатор возможно построить зависимость прироста накопленной добычи от времени добычи за 1 цикл пароциклической обработки призабойной зоны пласта. Полученные зависимости имеют характерные для подобных зависимостей тенденции, что позволяет утверждать о физичности результатов проведённого моделирования.

Исходя из полученных результатов можно сделать вывод о том, что симулятор программного комплекса tНавигатор способен моделировать применение пароциклической обработки призабойной зоны пласта при

разработке месторождений высоковязких нефтей.

### 3.3. АНАЛИЗ ЗАВИСИМОСТИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ТЕПЛООВОГО ПОЛЯ ПО ПЛАСТУ ОТ РАЗЛИЧНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПРИ ЧИСЛЕННОМ МОДЕЛИРОВАНИИ

Распространение теплового поля по пласту является немаловажным явлением для любого термического метода увеличения нефтеотдачи, в том числе и для пароциклической обработки призабойной зоны пласта. От данного явления зависит охват метода, а значит и его эффективность.

Для того, чтобы проверить зависимость распространения теплового поля по пласту от различных параметров при численном моделировании в программном комплексе тНавигатор, была построена гидродинамическая модель формата E3 по аналогии с моделью, описанной выше. Отличие заключается лишь в размерах блока сетки, которые в данной модели составляют 1 м в каждом направлении. На данной модели осуществляется закачка теплоносителя в пласт на протяжении 100 суток.

Одним из важных параметров, способным повлиять на распространение теплового поля по пласту является коэффициент анизотропии проницаемости породы, который определяется следующим образом:

$$A = \frac{k_v}{k_r} \quad (3.1)$$

где  $k_v$  – проницаемость пласта в вертикальном направлении,  $k_r$  – проницаемость пласта в радиальном направлении.

От анизотропии проницаемости породы зависит соотношение тепломассопереноса в вертикальном и радиальном направлении, что значительно влияет на форму теплового фронта, а значит и на объём области, охваченной тепловым воздействием.

Было рассчитано 4 варианта модели с разными значениями коэффициента анизотропии. Результаты моделирования в виде вертикальных сечений пласта вдоль скважины представлены на рисунке 13.

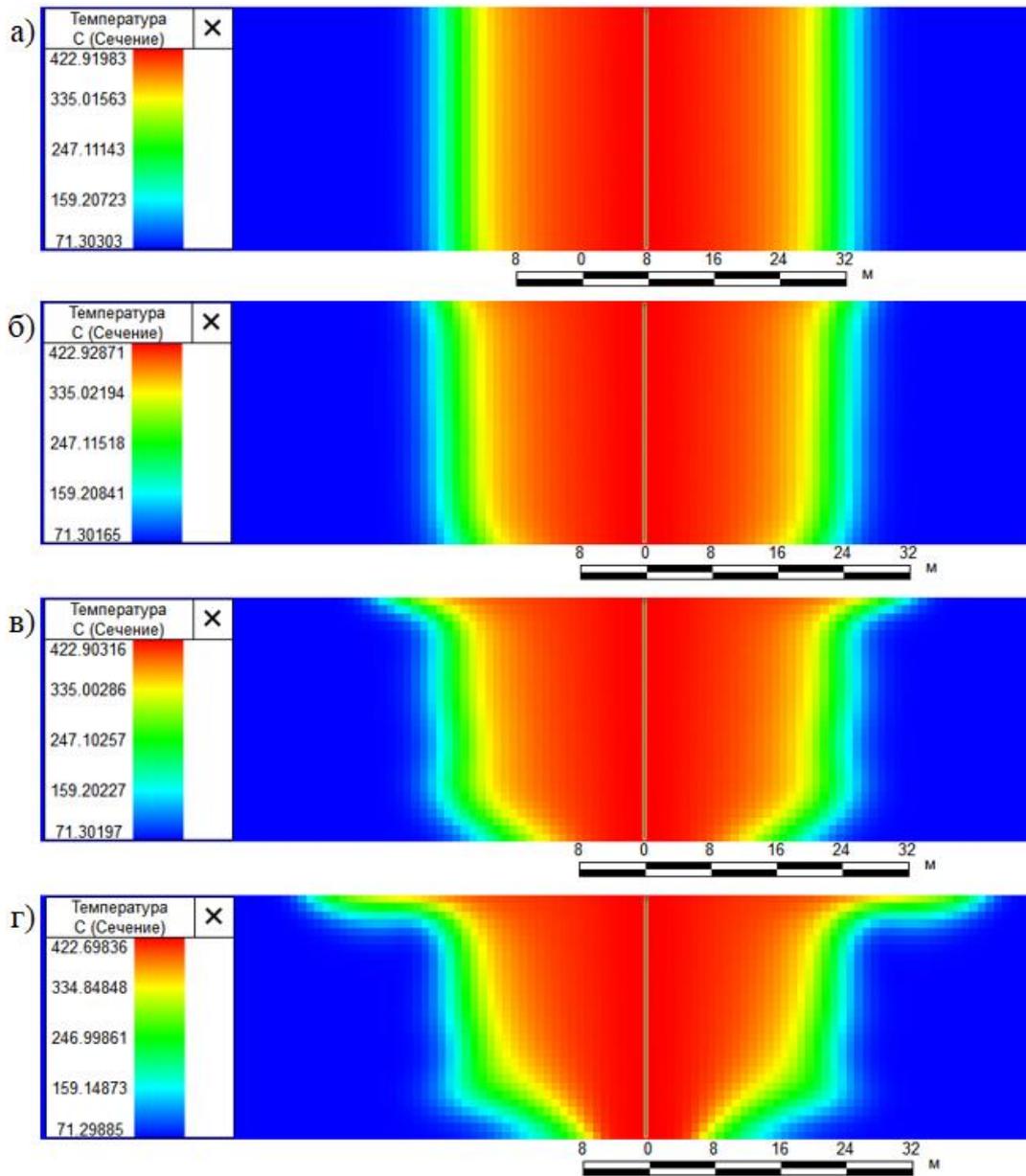


Рисунок 13. Распространение теплового поля по пласту при разных коэффициентах анизотропии проницаемости породы: а)  $A = 0,01$ ; б)  $A = 0,1$ ; в)  $A = 0,5$ ; г)  $A = 1$

По результатам моделирования можно сделать вывод о том, что сильная анизотропия ( $A = 0$ ) может привести к идеально ровному цилиндрическому фронту, в то время как отсутствие анизотропии ( $A = 1$ ) приводит к заметной неоднородности теплового фронта по вертикальной координате. Такая зависимость объясняется тем, что со снижением анизотропии породы по проницаемости увеличивается интенсивность теплопереноса в вертикальном направлении, что приводит к тому, что лёгкий горячий пар поднимается к кровле пласта, а более тяжёлые пластовые флюиды спускаются ближе к его подошве. В результате скорость продвижения теплового фронта

значительно возрастает у кровли продуктивного пласта и снижается у его подошвы.

Ещё одним параметром, способным повлиять на распределение теплового поля в пласте является теплоёмкость породы. Для проверки влияния теплоёмкости породы на распределение теплового поля в пласте было рассчитано 3 варианта модели с разными теплоёмкостями породы. Результаты моделирования в виде вертикальных сечений пласта вдоль скважины представлены на рисунке 14.

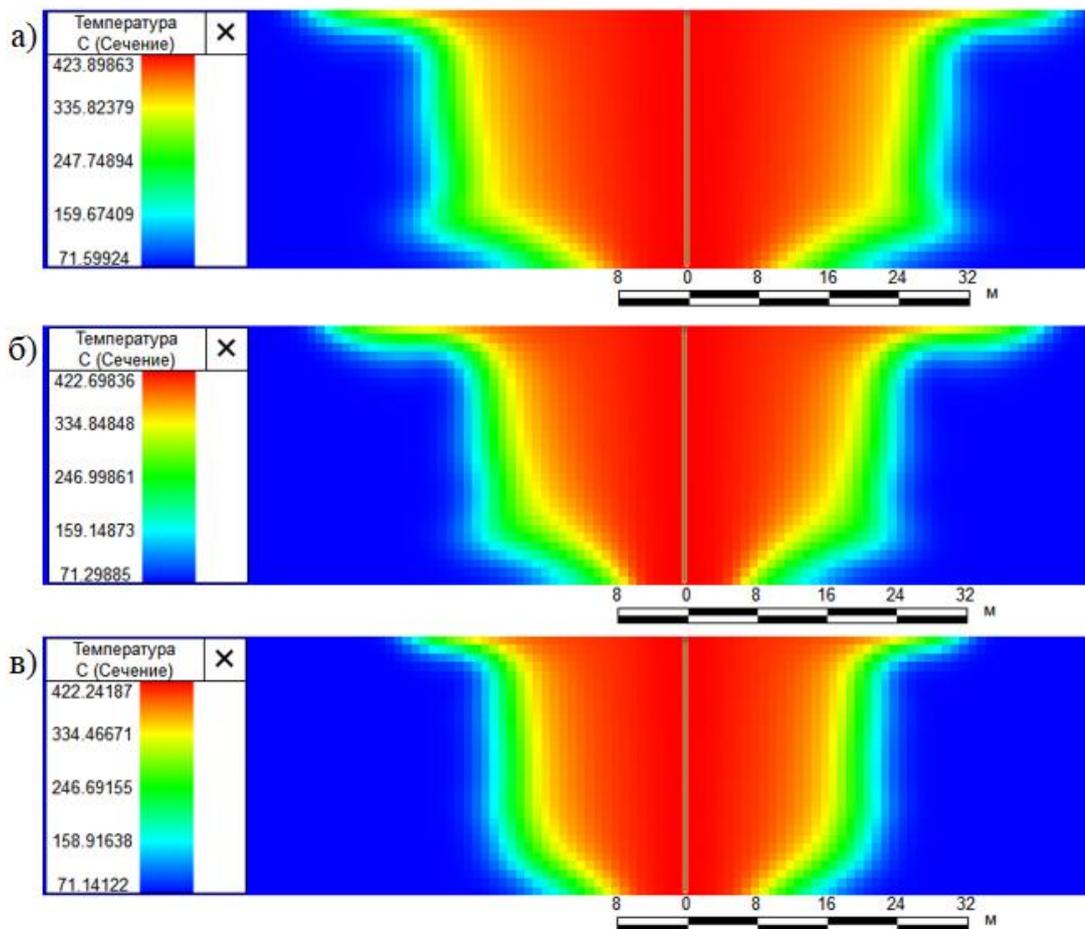


Рисунок 14. Распространение теплового поля по пласту при разных значениях теплоёмкости породы: а)  $A = 1700$  Дж/(кг·К); б)  $A = 2500$  Дж/(кг·К); в)  $A = 3300$  Дж/(кг·К)

Из результатов моделирования видно, что с увеличением теплоёмкости породы снижается дальность распространения теплового фронта по пласту. Такая зависимость физичка, так как для прогрева единицы объёма породы с меньшей теплоёмкостью необходимо затратить меньше тепла, чем для прогрева

породы с большей теплоёмкостью.

Также на распространение теплового поля в пласте способна повлиять теплопроводность среды. Для проверки влияния теплопроводности среды на распределение теплового поля в пласте было рассчитано 3 варианта модели с разными значениями теплопроводности среды. Результаты моделирования в виде вертикальных сечений пласта вдоль скважины представлены на рисунке 15.

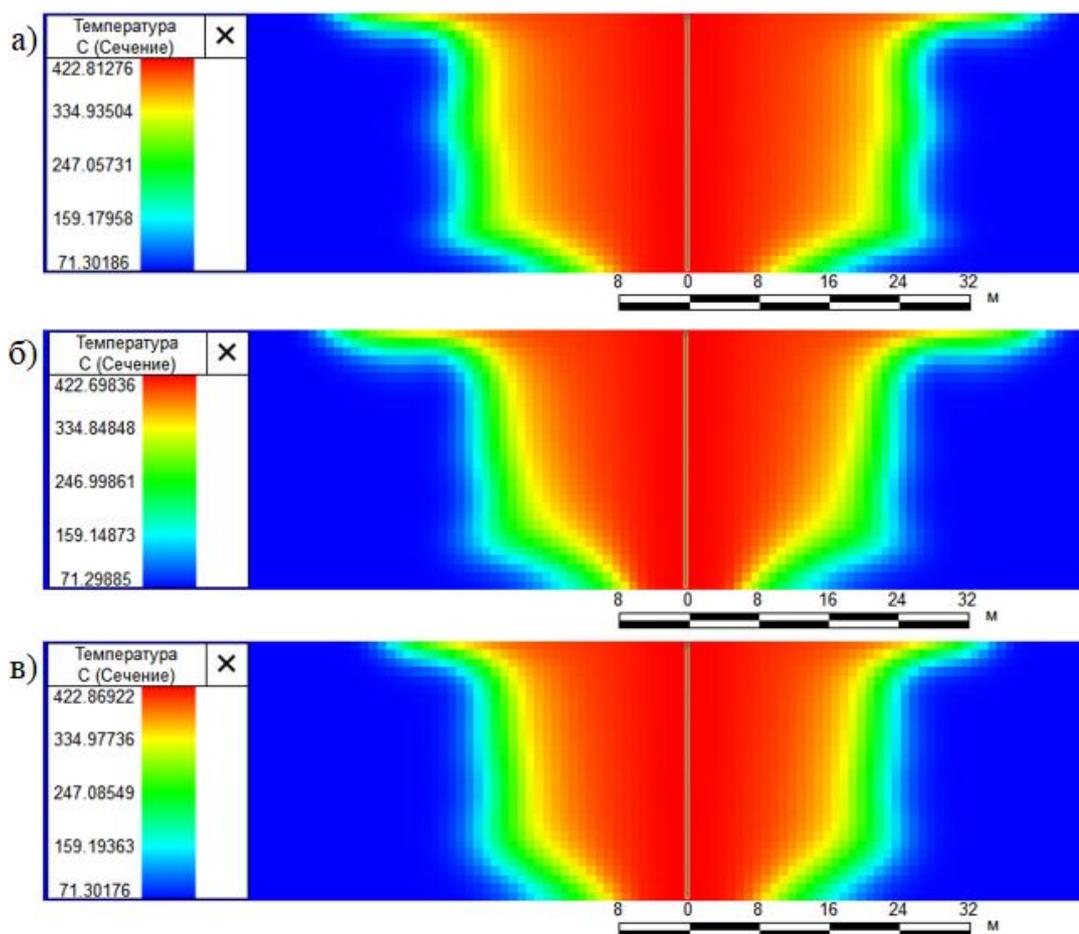


Рисунок 15. Распространение теплового поля по пласту при разных значениях теплопроводности среды: а) 1,736 Вт/(м·К); б) 2,431 Вт/(м·К); в) 3,125 Вт/(м·К)

Из результатов моделирования видно, что при снижении теплопроводности среды снижается устойчивость теплового фронта и появляются локальные прорывы тепла. Этот эффект хорошо заметен на сечении а. Других значительных изменений теплового фронта при разных значениях теплопроводности среды выявлено не было.

### 3.4. ВЕРИФИКАЦИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО СИМУЛЯТОРА НА ПРОМЫСЛОВЫХ ДАННЫХ ПО ОБВОДНЁННОСТИ ПРОДУКЦИИ

Для верификации численной модели гидродинамического симулятора на промысловых данных была составлена гидродинамическая модель в формате E3, в основу которой легли фильтрационно-ёмкостные свойства месторождения Sho-Vel-Tum, а также промысловые данные, полученные на данном месторождении со скважины № 77 в ходе пробной эксплуатации [34]. На выбранной скважине были реализованы два цикла пароциклической обработки призабойной зоны пласта с разными временами закачки теплоносителя в пласт, разными временами паротепловой пропитки и разными временами добычи разогретой нефти.

В статье, описывающей результаты пробной эксплуатации были приведены данные по накопленной обводнённости продукции по результатам реализации каждого цикла, а также такие технологические параметры каждого цикла пароциклической обработки как время закачки теплоносителя в пласт, время паротепловой обработки и время добычи.

Месторождение Sho-Vel-Tum является месторождением высоковязкой нефти. Средняя глубина залегания кровли продуктивных пластов данного месторождения составляет 480 м. Средняя проницаемость продуктивных пластов составляет 60 мД, средняя пористость составляет 0,2 д. ед., средняя толщина продуктивных пластов составляет 20 м. Также данное месторождение имеет очень низкий коэффициент расчленённости, что позволяет с наибольшей эффективностью применять тепловые методы увеличения нефтеотдач.

Моделирование проводилось в гидродинамическом симуляторе симуляторе программного комплекса tНавигатор. По результатам моделирования была рассчитана обводнённость продукции на каждом цикле по следующей формуле:

$$W = \frac{Q_w}{Q_o + Q_w} \cdot 100\% \quad (3.2)$$

где  $Q_w$  и  $Q_o$  – объём воды и объём нефти соответственно, добытый за время реализации одного цикла.

Данные по фактической  $W_f$  и расчётной  $W_p$  обводнённости приведены в таблице 4.

Таблица 4

Технологические параметры пароциклической обработки и данные по фактической и расчётной обводнённости продукции скважины № 77 месторождения Sho-Vel-Tum

№ цикла	Время закачки, сут.	Время пропитки, сут.	Время добычи, сут.	$W_f$ , %	$W_p$ , %
1	33	29	101	14,4	10
2	25	34	133	27,4	22

Сравнивая фактические и расчётные данные по обводнённости продукции можно заметить, что расчётные данные повторяют тенденцию роста обводнённости на втором цикле в сравнении обводнённостью на первом цикле. Однако, несмотря на это, можно также заметить большое расхождение в абсолютных значениях фактической и расчётной обводнённости, которое составляет 31 % для первого цикла и 20 % для второго цикла. Такие расхождения связаны с тем, что при составлении гидродинамической модели были взяты средние по месторождению значения фильтрационно-ёмкостных свойств, которые могут отличаться от фактических значений в области дренирования скважины № 77. Такое решение было принято в связи с тем, что фактические значения фильтрационно-ёмкостных свойств вблизи скважины № 77 не представлены в доступных источниках.

Таким образом было показано, что гидродинамические модели в формате E3, рассчитанные в программном комплексе tНавигатор способны воспроизводить динамику обводнённости при разработке месторождений высоковязких нефтей с применением пароциклической обработки призабойной зоны пласта.

### 3.5. СРАВНЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ АНАЛИТИЧЕСКОГО И ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

С целью определить расхождение результатов аналитических расчётов, полученных при помощи модифицированной интегральной модели и результатов численных расчётов, проведённых в симуляторе программного комплекса tНавигатор был проведён сравнительный анализ полученных решений (Рисунок 16).

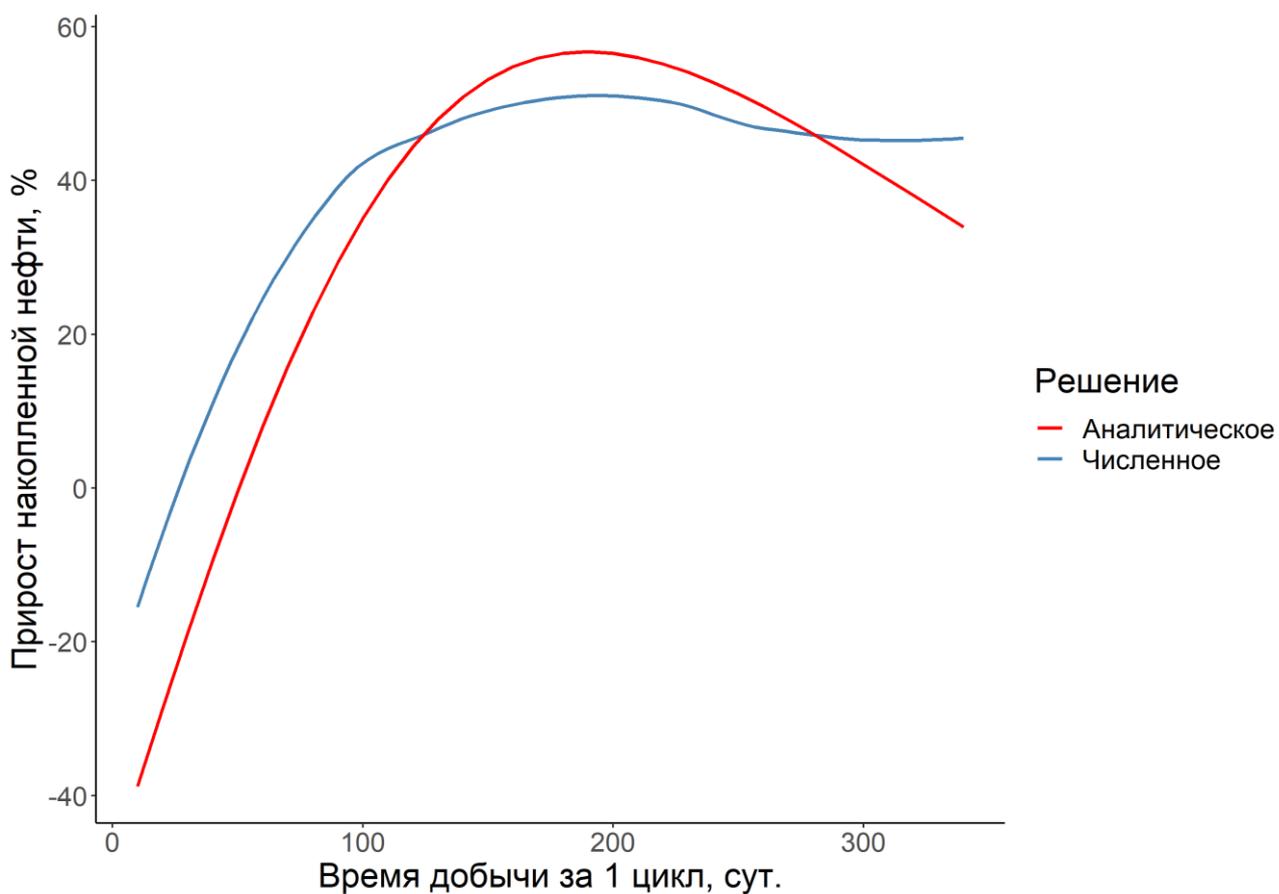


Рисунок 16. Результаты аналитического и численного решения

Сравнительный анализ показал, что расхождение в определении оптимального времени добычи за 1 цикл между аналитическим (190 суток) и численным (180 суток) решением составляет 5,3 %. Расхождение в определении максимального прироста накопленной нефти между аналитическим (56,8 %) и численным (53,5 %) решением составляет 5,8 %.

Такое расхождение является приемлемым и позволяет говорить о том, что

предложенная методика моделирования разработки месторождений высоковязкой нефти методом пароциклической обработки призабойной зоны пласта является жизнеспособной и может быть апробирована на практике.

Стоит также отметить, что расхождение в определении оптимального времени добычи между аналитическим решением при помощи базовой интегральной модели (160 суток) и численным решением (180 суток) составляет 12,5 %, а расхождение в определении максимального прироста накопленной нефти между аналитическим решением при помощи базовой интегральной модели (77,9 %) и численным решением (53,5 %) решением составляет 31,3 %.

Такое высокое расхождение результатов моделирования при помощи базовой интегральной модели и результатов моделирования в гидродинамическом симуляторе говорит в сравнении с расхождением при использовании модифицированной интегральной модели говорит о том, что внесённые модификации корректно учитывают насыщенность порового пространства пластовыми флюидами и значительно повышает точность расчётов.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Исходя из всех описанных выше результатов моделирования были сделаны следующие выводы:

1. Установлено, что модифицированная интегральная модель позволяет более точно спрогнозировать максимальную накопленную добычу нефти и оптимальное время добычи при сопоставлении с расчётами в гидродинамическом симуляторе: погрешность сопоставления уменьшается с 31,3 % до 5,8 %.
2. Верификация гидродинамической модели показала, что программный комплекс tНавигатор способен воспроизводить динамику обводнённости при разработке месторождений высоковязких нефтей с применением пароциклической обработки призабойной зоны пласта.
3. Определены оптимальные времена добычи за 1 цикл с учётом насыщенности порового пространства пластовыми флюидами для различных вариантов расчётов.
4. Установлено, что наличие максимума дополнительной накопленной добычи нефти обусловлено конкуренцией двух факторов: уменьшением добычи из-за возрастания непродуктивных временных интервалов первого и второго этапа и увеличением прироста средней накопленной добычи нефти, приходящейся на 1 день третьего этапа.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Антониади Д. Г. Настольная книга по термическим методам добычи нефти / Д. Г. Антониади, А. Р. Гарушев, В. Г. Ишханов. Краснодар: Советская Кубань, 2000. 464 с.
2. Брусиловский А. И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа: [Монография] / А. И. Брусиловский. - Москва: Грааль, 2002. - 574, [1] с.: ил., табл.; 23 см.; ISBN 5-94688-031-4
3. Шевелёв А. П. Математическое моделирование циклического теплового воздействия на нефтяные пласты: диссертация ... кандидата физико-математических наук: 01.02.05.- Тюмень, 2005.- 137 с.: ил. РГБ ОД, 61 06-1/64
4. Маркушев Д. Н. Забойный электротермогенератор для комбинированного теплового воздействия на продуктивные пласты высоковязкой нефти // Записки Горного института. 2007. №.
5. Аржанов Ф. Г., Антониади Д. Г., Гарушев А. Р. Термические методы воздействия на нефтяные пласты: Справочное пособие /Ф. Г. Аржанов, Д. Г. Антониади, А. Р. Гарушев и др.- М.: Недра, 1995. - 192 с: ил.
6. Антониади Д. Г. Научные основы разработки нефтяных месторождений термическими методами. М.: Недра, 1995. 314 с.
7. Сургучев М. Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 1985. 308 с.
8. Боксерман А. А., Либрович В. Б. Основные направления в теории и практике внутрипластового горения при разработке нефтяных месторождений // Проблемы теории фильтрации и механики процессов повышения нефтеотдачи пластов.-М.: Наука, 1987.-С. 27-36.
9. Burger J. G. and Sahuquet B. C. Laboratory research on wet combustion; JPT, 25, (1973): p. 1137-1146.
10. Martin, W. L., Alexander, J. D., & Dew, J. N. Process Variables of In Situ Combustion. Transactions of the AIME, 213 (1958): p. 28-35.

11. Burger, J., Sourieau, P., Combarous, M. Recuperation assistee du petrole les methodes thermiques. Paris, 1988.
12. Шахмеликьян М. Г., Нвизуг-Би Л. К. Анализ применения технологии пароциклического метода интенсификации добычи вязких и высоковязких нефтей // Наука. Техника. Технологии (Политехнический вестник). – 2018. – № 4. – С. 217–242.
13. Зазовский А. Ф. О неизотермическом вытеснении нефти водой из нетеплоизолированных пластов // Изв. АН СССР. МЖГ. 1983. № 5. С. 91–98.
14. Ентов В. М. Физико-химическая гидродинамика процессов в пористых средах: (Мат. модели методов повышения нефтеотдачи пластов). - М.: ИПМ, 1980. - 63 с.
15. Зазовский А. Ф., Федоров К. М. О вытеснении нефти паром. М.: Препринт ИПМ АН СССР, №267, 1986. 82 с.
16. Боксерман А. А., Якуба С. И. Численное исследование процесса вытеснения нефти паром // Изв. АН СССР. МЖГ, 1987. №4. С. 78-84.
17. Faroug Ali S. M. Current status of steam injection as a heavy oil recovery method. J Can Pet Technol 13 (1974): p. 54 – 68.
18. Загривный Э. А., Зырин В. О., Маларев В. И., Лакота О. Б. Оценка эффективности применения забойных электротермических комплексов для добычи высоковязкой нефти в условиях низких мировых цен на нефть Neftegaz.RU. 2015. №1. -С. 32-36.
19. Фёдоров К. М. Оптимизация технологических параметров при пароциклическом воздействии на нефтяные пласты / К. М. Фёдоров, А. П. Шевелёв, А. Я. Гильманов, Т. Н. Ковальчук // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2020. Том 6. № 2 (22). С. 145-161. DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-2-145-16
20. Хазиев Р. Р., Андреева Е. Е., Баранова А. Г., Анисимова Л. З., Вафин Р. Ф., Салахова М. Ф. Оценка возможности применения технологии SAGD на

- месторождении СВН Республики Татарстан // Экспозиция Нефть Газ. 2018. №2 (62).
21. Батлер Р. М. Горизонтальные скважины для добычи нефти, газа и битумов. М.–Ижевск: Ин-т комп. исслед., НИЦ “Регулярная и хаотическая динамика”, 2010. 544 с.
22. Повалихин А. С., Калинин А. Г., Бастриков С. Н., Солодкий К. М. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин. / Под общей редакцией доктора технических наук, профессора А.Г. Калинина - М: Изд. ЦентрЛитНефтеГаз. - 2011. - 647 с.
23. Совершенствование технологии бурения скважин при разработке Ярегского месторождения тяжелой нефти методом встречного SAGD / Д.С. Лопарев, М.В. Чертенков, Г.В. Буслаев, А.А. Юсифов, А.В. Клявлин // SPE-171275-RU, Российская техническая нефтегазовая конференция и выставка SPE по разведке и добыче, 14-16 октября, 2014, Москва, Россия.
24. Гомес Антониу Шикуну Суами, Машкареньяш Да Силва Грасиаш Алсидиу, Щерба В. А., Воробьев К. А. Применения метода парогравитационного дренажа (ПГД) на месторождениях высоковязкой нефти // Вестник Евразийской науки, 2021 №3, <https://esj.today/PDF/42SAVN321.pdf> (доступ свободный). Загл. с экрана. Яз. рус., англ. DOI: 10.15862/42SAVN321
25. 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. DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-1-69-86
26. 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. DOI: 10.21684/2411-7978-2017-3-3-52-69
- 27.Саяхов Ф. Л., Бабалян Г. А., Чисьяков С. И. О высокочастотном нагреве призабойной зоны скважин // Нефтяное хозяйство, 1970. № 10. С. 49-52.
- 28.Леонтьев А. Ю., Полетаева О. Ю., Бабаев Э. Р., Мамедова П. Ш. Применение СВЧ-воздействия на высоковязкую тяжелую нефть // НефтеГазоХимия. 2019. №2.
- 29.Кислицын А. А., Нигматулин Р. И. Численное моделирование процесса нагрева нефтяного пласта высокочастотным электромагнитным излучением // ПМТФ. 1990. № 4. С. 59-65.
- 30.Sysoev S., Kislitsin A. Modeling of Microwave Heating and Oil Filtration in Stratum // Numerical Simulations – Applications, Examples and Theory. 2011. P. 237 – 250.
- 31.Кайгородов С. В. И др. Практические советы по гидродинамическому моделированию / С. В. Кайгородов, С. А. Кириченко, Д. А. Самоловов, Л. И. Акмадиева, Н. Н. Плешанов. – М.–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2019. – 188 с. ISBN 978-5-4344-0825-7
- 32.Каневская Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2002 г., 140 с.
- 33.R. Perry, D. Green. Perry's Chemical Engineers' Handbook. McGraw-Hill, 8th edition, October 2007
- 34.Chiou, R. C. S., Murer, T. S. (1989). Cyclic steam pilot in gravity drainage reservoir. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/SPE-19659-MS.