

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

Заведующий кафедрой
к. ф.-м. н.
Ганопольский Р.М.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
магистра

РАСЧЁТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОЦЕССА
ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНАЖА С ПОМОЩЬЮ ИНТЕГРАЛЬНОЙ
МОДЕЛИ

16.04.01 Техническая физика
Магистерская программа «*Физика недр*»

Выполнил работу
студент 2 курса
очной
формы обучения

Гильманов Александр Янович

Научный руководитель
к. ф.-м. н., доцент

Шевелёв Александр Павлович

Рецензент
к. т. н., начальник отдела
мониторинга разработки
месторождений
ООО «ТюменьНИИпроект»

Киселев Данила Алексеевич

Тюмень
2020 год

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
ГЛАВА 1. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ТЕПЛОВЫХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ	6
1.1. ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕПЛОВЫХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ	6
1.2. ПАРОГРАВИТАЦИОННЫЙ ДРЕНАЖ	10
ГЛАВА 2. ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ МЕТОДА ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНАЖА	12
2.1. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНАЖА	12
2.2. УСПЕХИ И ПРОБЛЕМЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНАЖА	14
ГЛАВА 3. ИНТЕГРАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ ПРОЦЕССА ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНАЖА	22
3.1. ИНТЕГРАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ ПРОЦЕССА ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНАЖА В РАЗМЕРНОМ ВИДЕ	22
3.2. БЕЗРАЗМЕРНАЯ ИНТЕГРАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНАЖА	31
3.3. РАСЧЁТ ЭФФЕКТОВ ПО ВСЕМ СТАДИЯМ ПРОЦЕССА ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНАЖА	40
ГЛАВА 4. ПРАКТИЧЕСКИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ ИНТЕГРАЛЬНОЙ МОДЕЛИ ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНАЖА	49
4.1. ОПТИМАЛЬНАЯ СИСТЕМА РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	49
4.2. ВЕРИФИКАЦИЯ ИНТЕГРАЛЬНОЙ МОДЕЛИ ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНАЖА С ПОМОЩЬЮ РАСЧЁТОВ ЭКСПЕРИМЕНТОВ ЧАНГА И БАТЛЕРА	56
4.3. ВЕРИФИКАЦИЯ ИНТЕГРАЛЬНОЙ МОДЕЛИ ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНАЖА С ПОМОЩЬЮ РАСЧЁТОВ ПО МЕСТОРОЖДЕНИЮ СИНЬЦЗЯН.....	63
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	71
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	74
ПРИЛОЖЕНИЕ. КОД ПРОГРАММЫ (ИСПОЛЬЗОВАНЫ ДАННЫЕ ДЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ СИНЬЦЗЯН).....	80

ВВЕДЕНИЕ

Современное состояние нефтегазовой отрасли таково, что доля трудноизвлекаемых запасов увеличивается среди всех углеводородных ресурсов. К примеру, по данным Казанского технологического университета [Башкирцева, с. 296], доля трудноизвлекаемых запасов в России увеличилась с 20 % среди всех запасов в 1980 году до 70 % в 2015 году (Рисунок 1), а в мире на 2015 год доля высоковязких нефтей составляет около 83 % (таблица 1) и продолжает расти.



Рис. 1. Структура запасов в России [Башкирцева, с. 296]

Таблица 1

Структура запасов нефти в мире [Башкирцева, с. 296]

Вид запасов	Величина, млрд т
Высоковязкие нефти	810
Нефти лёгкой и средней вязкости	162

Высокая вязкость нефти приводит к небольшим значениям скорости фильтрации и дебита, значит, извлечь такие запасы традиционными методами разработки месторождений не представляется возможным или очень затруднительно. Поэтому необходимо применение методов увеличения нефтеотдачи. Среди таких методов одними из наиболее эффективных являются тепловые методы, когда вязкость нефти снижается вследствие её нагрева. В группе тепловых методов перспективным и высокоэффективным благодаря небольшому времени инициации процесса при использовании горизонтальных скважин, что обеспечивает большую площадь дренирования, является метод парогравитационного дренажа (Steam-Assisted Gravity Drainage, SAGD), являющийся объектом исследования.

В то же время, существующие подходы к моделированию применения этого метода, основанные на модели Батлера, требуют длительных расчётов с большим количеством входной информации и не позволяют предсказать динамику ряда технологических параметров и оценить влияние основных факторов для выбора рациональной системы разработки. Использование гидродинамических симуляторов достаточно сложно и дорого, требует адаптации модели на историю разработки. Поэтому актуальной задачей является создание модели парогравитационного дренажа, не требующей большого количества входных данных и позволяющей сделать расчёт этих технологических параметров. Для этого перспективным методом исследования является разработка интегральной модели процесса.

Следует отметить, что такая модель может быть применена на практике для прогнозного расчёта применения процесса SAGD на реальном месторождении тяжёлой нефти в России.

Итак, целью работы является создание интегральной модели парогравитационного дренажа, позволяющей за небольшое расчётное время осуществить прогноз важнейших характеристик процесса для выбора рациональной системы разработки.

Для этого были поставлены следующие задачи:

1. Рассмотреть текущее состояние моделирования SAGD с помощью обзора российских и зарубежных статей, в том числе статей Society of Petroleum Engineers.
2. Предложить интегральную модель парогравитационного дренажа, учитывающую все существенные факторы и позволяющую оценить их влияние.
3. Осуществить прогнозный расчёт для модельного объекта.
4. Проанализировать полученные результаты и дать необходимые рекомендации для реализации процесса на практике.
5. Произвести верификацию модели.

Достоверность полученных результатов подтверждается сопоставлением расчётных значений с данными по реальному месторождению высоковязкой нефти.

Научная новизна исследования заключается в определении ряда технологических показателей процесса разработки, которые не были установлены ранее: критический расход для формирования тепловой и гидродинамической связей между скважинами и оптимальное расстояние между скважинами. Впервые для всех стадий парогравитационного дренажа определены значения характерных параметров, способствующие максимальной эффективности процесса.

ГЛАВА 1. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ТЕПЛОВЫХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

1.1. ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕПЛОВЫХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

Для разработки высоковязкой нефти необходимо применять методы увеличения нефтеотдачи (МУН). Одними из наиболее перспективных являются тепловые МУН, основанные на характерной зависимости вязкости тяжёлой нефти от температуры (Рисунок 2) [Гиматудинов, с. 113], где отмечены значения давления насыщения для каждого графика.

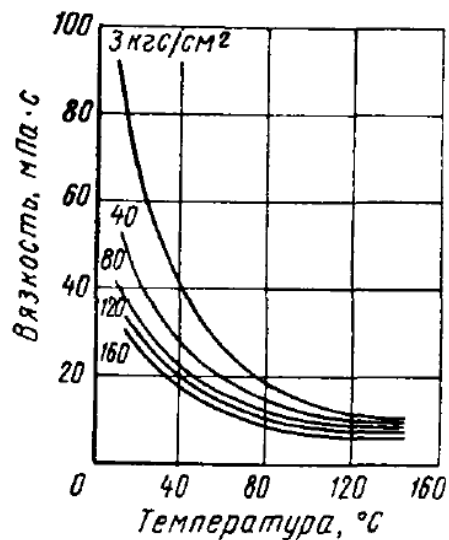


Рис. 2. Характерная зависимость вязкости нефти от температуры [Гиматудинов, с. 113]

Из вида этих зависимостей следует, что вязкость нефти существенно снижается (в 5-10 раз) при увеличении температуры всего на 30°С. Поэтому нагрев нефти позволяет значительно увеличить её подвижность и, соответственно, дебит.

Итак, следует рассмотреть тепловые методы увеличения нефтеотдачи. Достаточно часто применяется метод внутрислоевого горения (ВГ). Для него

необходимо бурение на разрабатываемом участке пласта двух вертикальных скважин: нагнетательной и добывающей. На первом этапе на забой нагнетательной скважины опускается нагревающее устройство и осуществляется поджог некоторого количества нефти. Дополнительно нагнетается воздух, который, благодаря наличию кислорода в нём, поддерживает горение. Кроме того, вместо воздуха может быть использован чистый кислород. Продуктами реакции горения являются углекислый газ и вода. Постепенно в пласте начинает движение фронт горения. На нём содержится только тяжёлая нефть, имеющая температуры горения от 315°С до 650°С. Более лёгкие углеводороды частично сгорают и частично испаряются впереди фронта горения в зоне испарения и затем конденсируются в более отдалённых от фронта частях пласта, где температура ниже – в зоне конденсации. В областях пласта, где фронт горения прошёл, остаётся только воздух, насыщающий породу. В зоне конденсации помимо более лёгких углеводородов находятся пар и газообразные продукты горения, способствующие процессу вытеснения нефти. Впереди, если смотреть относительно нагнетательной скважины, находится зона конденсировавшего пара, то есть горячей воды.

Метод внутрипластового горения хорош тем, что позволяет добывать нефти с очень высокой вязкостью, значительно снижает остаточную нефтенасыщенность, существенно повышает подвижность и дебит нефти. С другой стороны, основным отрицательным явлением при применении ВГ является сгорание некоторой части нефти, которая могла бы быть добыта из пласта. Кроме того, метод ВГ требует дорогостоящего оборудования, сложного в эксплуатации. Также необходим контроль продвижения фронта горения, чтобы газообразные продукты горения не попали в добывающую скважину и не вывели из строя насосы, рассчитанные на добычу жидкости [Антониади, Гарушев, Ишханов, с. 150-163].

В силу вышеописанных сложностей нередко вместо ВГ применяются более простые в эксплуатации методы. Простейшим среди них является закачка горячей воды. В этом методе также необходимо бурение вертикальных

нагнетательной и добывающей скважин. Через первую из них закачивается горячая вода, которая в результате теплообмена отдаёт часть содержащегося в ней количества теплоты нефти. В результате углеводороды разогреваются и их вязкость снижается, вода вытесняет нефть, подвижность и дебит углеводородов увеличиваются. Этот метод прост и дешёв в применении, но ограничен в количестве теплоты, которое может отдать вода, а следовательно, и по вязкости нефти.

Поскольку имеется значительное количество месторождений с пластовым флюидом, имеющим достаточно высокие значения вязкости, то более эффективным будет применение вместо горячей воды пара. Этот метод называется паротепловым воздействием. Существуют две его модификации: непрерывное паротепловое воздействие (ПТВ) и пароциклическая обработка призабойных зон скважин (ПЦО) [Антониади, Гарушев, Ишханов, с. 96-132]. В первом случае конструкция скважин аналогична методу закачки горячей воды. Пар, поступающий через нагнетательную скважину, отдаёт содержащуюся в себе теплоту нефти, разогревая её, в результате чего вязкость углеводородов падает. В отличие от горячей воды, пар содержит ещё и скрытую удельную теплоту парообразования, которая после его конденсации способствует дополнительному нагреву нефти, что является преимуществом метода. Образующаяся в результате конденсации вода и не конденсировавшийся пар вытесняют нефть. Поскольку пар имеет существенно меньшую плотность, чем нефть и вода, он перемещается ближе к кровле пласта и постепенно прорывается к добывающей скважине за характерное время, называемое временем Ньюмена. Метод прост в применении и обеспечивает высокий коэффициент извлечения нефти. Однако он имеет следующие недостатки: длительное время Ньюмена, когда добыча незначительна; сложность прогнозирования рассеивания тепла в пласте в результате гравитационного притока нефти, вызванного разницей плотностей пара и углеводородов; добычу части пара вместе с нефтью после его прорыва в добывающие скважины; возможность образования стойких

водонефтяных эмульсий для некоторых видов нефти; сложность применения метода в малопроницаемых пластах из-за больших тепловых потерь.

Вторая модификация метода паротеплового воздействия – ПЦО. В случае ПЦО, то есть второй модификации метода паротеплового воздействия, необходимо бурение всего одной вертикальной скважины. На первом этапе через неё осуществляется закачка пара. Он прогревает призабойную зону, но нефть оттесняется вглубь пласта. Фронт прогрева останавливается, когда тепло, закачиваемое с паром, становится равным тепловым потерям в кровлю и подошву. Тогда скважину закрывают на паротепловую пропитку. Из-за некомпенсированных тепловых потерь пар начинает конденсироваться, его объём уменьшается, возникает значительная депрессия, это способствует притоку нефти в прогретую область, где её температура и подвижность увеличиваются, а вязкость – снижается. После этого скважину переводят на добычу углеводородов. Однако постепенно температура в призабойной зоне падает, вязкость нефти увеличивается, что приводит к снижению дебита. Поэтому при падении дебита нефти до неэффективных значений добычу прекращают и весь цикл, начиная с закачки пара, повторяют заново. Важным преимуществом этого метода является то, что необходимо бурить всего одну скважину, что способствует его экономической целесообразности. Кроме того, происходит очистка призабойной зоны от отложений смол и парафинов. Однако метод требует остановки добычи скважины во время закачки пара и паротепловой пропитки, а также имеет невысокий коэффициент охвата пласта воздействием из-за обработки призабойной зоны. Также при высоких тепловых потерях необходимо применять большое количество циклов.

Ещё одним термическим методом воздействия на пласт является применение СВЧ-излучения [Кислицын, с. 2-44]. В скважину спускаются электромагнитные генераторы СВЧ-диапазона, излучение которых разогревает нефть в призабойной зоне, увеличивая её подвижность. Мощность генераторов подбирается по времени прогрева до необходимой температуры. Несомненным преимуществом этого метода является отсутствие тепловых потерь, так как

тепло непосредственно нагревает нефть за счёт диэлектрических потерь. Однако СВЧ-излучение имеет малый радиус воздействия за счёт потерь высокочастотного излучения из-за поглощения нефтью, то есть этот радиус ограничен узкой зоной вблизи скважины, что негативно влияет на коэффициент охвата пласта.

1.2. ПАРОГРАВИТАЦИОННЫЙ ДРЕНАЖ

В силу вышеописанных недостатков тепловых методов увеличения нефтеотдачи, в Канаде в 1970-х годах Р. М. Батлером был предложен метод парогравитационного дренажа (Steam-Assisted Gravity Drainage, SAGD). Для этого метода для элемента разработки необходимо бурение двух параллельных горизонтальных скважин, верхняя из которых является нагнетательной, нижняя, расположенная вблизи подошвы пласта – добывающей [Saks, Onamade, p. 1-2]. Расстояние между этими скважинами составляет всего от 5 м до 10 м [Ghasemi, Whitson, p. 4]. На подготовительной стадии в обеих скважинах осуществляется циркуляция пара, что приводит к разогреву части пласта между ними и формированию теплового канала [Nascimento, p. 2-3]. По датчикам температуры в добывающей скважине определяют, когда температура достигает необходимой, чтобы прекратить циркуляцию пара. На второй стадии через верхнюю скважину нагнетается пар. Попадая в пласт, он отдаёт тепло, которое содержится в нём, нефти и окружающим породам, температура углеводородов повышается, вязкость снижается, особенно благодаря скрытой теплоте парообразования [Батлер, с. 416]. Затем пар, имея меньшую плотность, чем у содержимого пласта, распространяется вверх к кровле пласта, при этом присутствует теплообмен в горизонтальном и вертикальном направлениях. В это же время нагретая нефть и конденсировавшаяся вода стекают двухфазным потоком по стенкам камеры к добывающей скважине [Steam circulation strategies..., p. 2]. Формируется так называемая паровая камера – прогретая область вокруг нагнетательной скважины, заполненная паром, нефтью и водой.

К преимуществам SAGD относятся высокий коэффициент охвата пласта воздействием, эффективное снижение вязкости нефти, небольшое время Ньюмена. С другой стороны, к недостаткам SAGD можно отнести высокую стоимость строительства горизонтальных скважин, сложность контроля качества пара на забое скважины и затруднительность применения к пластам с небольшой мощностью из-за высоких тепловых потерь в кровлю.

ГЛАВА 2. ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ МЕТОДА ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНАЖА

2.1. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНАЖА

Развитие метода парогравитационного дренажа началось с экспериментов Чанга и Батлера [Chung, Butler, p. 37-41] с уменьшенной моделью нефтенасыщенной пористой среды. Мощность модельного пласта составляла 22 см, длина равнялась 35 см, и толщина была 3 см. Два отверстия имитировали нагнетательную и добывающую скважину соответственно. По распределению температуры, измеряемой с помощью специальных датчиков, можно было судить о геометрии паровой камеры. Одна из стенок модели была изготовлена из оргстекла для возможности наблюдения за процессом. Пар подавался под давлением 153 кПа при температуре 109°C. Расстояние между отверстиями, имитирующими скважины, составляло 1 см. Добывающая скважина была расположена вблизи подошвы модельного пласта. Заполняющий экспериментальную установку пористый материал был насыщен высоковязкой нефтью с месторождения Cold Lake. Рассматривалось две конструкции нагнетательной скважины: вертикальная и горизонтальная. В результате обоих экспериментов было установлено, что геометрическая форма сечения паровой камеры подобна равнобедренному прямоугольному треугольнику с вершиной, соответствующей добывающей скважине, как показано на рисунке 3, где на изотермах отмечены значения температуры в градусах Цельсия, кроме того, показаны размеры модели и время, для которого построены графики.

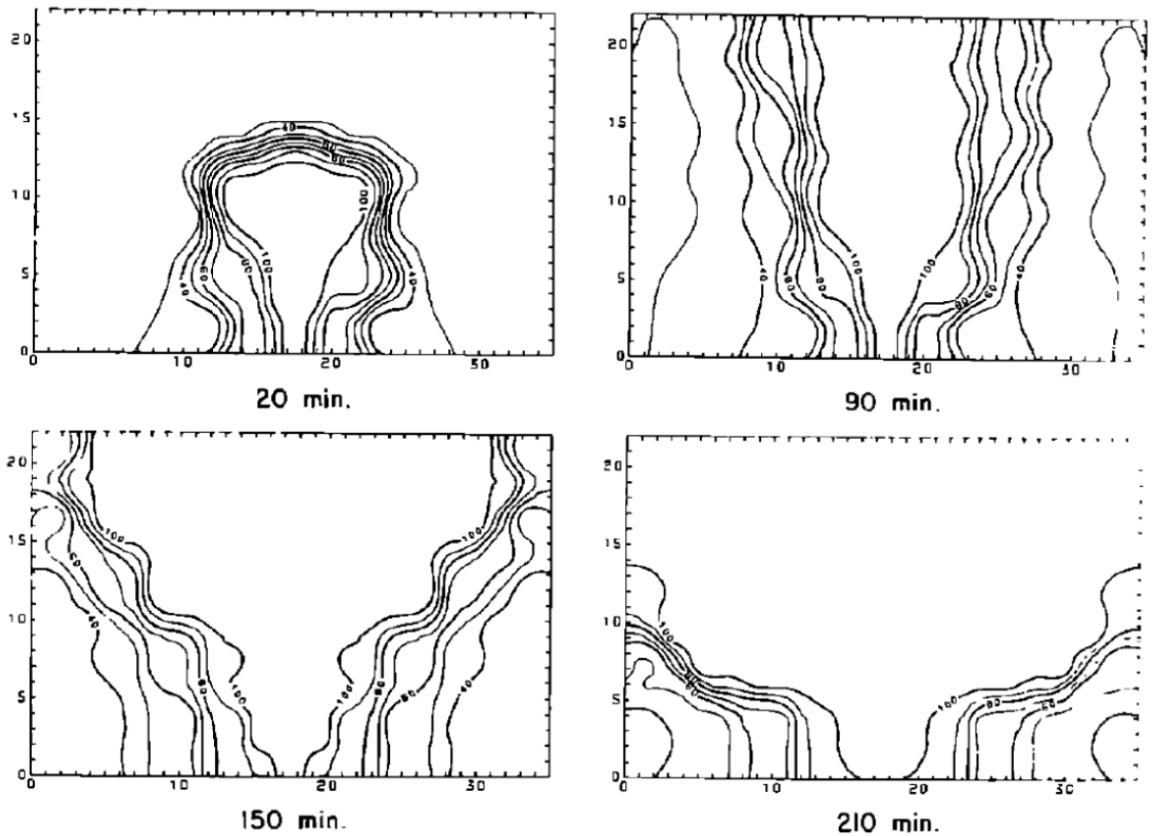


Рис. 3. Результаты экспериментов Чанга и Батлера [Chung, Butler, p. 39]

Было отмечено, что на первых этапах развития процесса паровая камера растёт преимущественно в вертикальном направлении, при этом её вершинный угол остаётся практически постоянным, достигая некоторого значения в первые моменты времени. Это связано с преимущественным распространением пара вверх, поскольку он имеет меньшую плотность, чем нефть и образовавшаяся в результате конденсации вода. Затем, после достижения кровли пласта, паровая камера начинает расти в горизонтальном направлении, при этом увеличивается её вершинный угол.

Поскольку модель была практически плоской, то оказалось, что вертикальная нагнетательная скважина обеспечивает большой дебит и коэффициент извлечения нефти. Однако это, вероятно, было связано с малой длиной горизонтальной скважины (3 см). Поэтому позднее потребовались дополнительные эксперименты, чтобы определить наиболее эффективную конфигурацию нагнетательной скважины. Такие эксперименты были проведены

Либе и Батлером [Liebe, Butler, p. 1-5]. Они использовали цилиндрическую модель пласта с радиусом 25,5 см и мощностью 23 см. Расстояние между нагнетательной и добывающей скважиной составляло 2,5 см. В целом, способ проведения эксперимента был аналогичен экспериментам Чанга и Батлера [Chung, Butler, p. 37-41]. Использование объёмной модели показало, что именно горизонтальные нагнетательные скважины обеспечивают больший дебит и коэффициент извлечения нефти, что способствовало их применению в дальнейшем.

Однако Наср, Голбек, Корпани и Пирс [SAGD operating strategies, p. 2-5] рассмотрели нетрадиционную конфигурацию процесса SAGD, в которой использовались сразу две нагнетательные скважины: вертикальная и горизонтальная. В их экспериментах использовалась модель с мощностью пласта 21 см, длиной 60 см и толщиной 3 см. Наблюдение осуществлялось через два окна, по распределению температуры строилась геометрическая форма паровой камеры. Нагнетательные скважины, изготовленные из стали, располагались на 5 см выше добывающей. Для сравнения проводился эксперимент с традиционной схемой процесса парогравитационного дренажа, когда использовалась только одна горизонтальная нагнетательная скважина. Использование нетрадиционной конфигурации из-за большего количества нагнетательных скважин позволило увеличить коэффициент извлечения нефти, однако стоимость строительства дополнительной скважины не позволила считать эту схему более выгодной по сравнению с традиционной.

2.2. УСПЕХИ И ПРОБЛЕМЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНАЖА

По результатам экспериментальных исследований Батлер, МакНаб и Ло разработали математическую модель процесса парогравитационного дренажа [Butler, McNab, Lo, p. 455-460], которая основана на использовании закона Дарси для гравитационного стекания нефти и воды по стенкам паровой камеры, закона

Фурье для расчёта теплового потока через границы камеры, который можно пересчитать в скорость распространения камеры, что позволит найти количество нагретой нефти, поступающей в камеру.

Закон Дарси записывался в виде [Батлер, с. 421]:

$$dq = \frac{Lk\rho_o g \sin \theta}{\mu_o} d\xi, \quad (1)$$

где L – длина горизонтальной скважины, k – фазовая проницаемость по нефти, ρ_o и μ_o – плотность и вязкость нефти, g – ускорение свободного падения, θ – угол наклона стенки паровой камеры к горизонтальному направлению, ξ – координата, перпендикулярная боковой стенке паровой камеры.

Граница паровой камеры распространяется со скоростью U , которая может быть определена из закона Фурье [Батлер, с. 421]:

$$-\lambda \frac{dT}{d\xi} = U\rho_r C_r (T - T_r), \quad (2)$$

где λ – коэффициент теплопроводности пласта, T и T_r – температура в точке с координатой ξ и начальная пластовая температура, ρ_r – плотность породы, C_r – теплоёмкость породы.

Рассчитанная по модели Батлера, МакНаба и Ло [Butler, McNab, Lo, p. 455-460] геометрия паровой камеры хорошо согласуется с экспериментальными наблюдениями Чанга и Батлера [Chung, Butler, p. 37-41]. Модель позволила рассчитать дебиты нефти, воды, обводнённость продукции, но не позволила сделать прогноз ряда технологических параметров процесса, важных для оценки экономической эффективности процесса, а также требовала достаточно подробных входных данных, поскольку был необходим расчёт в каждой точке границы паровой камеры. Кроме того, эта модель не учитывала рост камеры в вертикальном направлении.

Дальнейшее развитие моделирования парогравитационного дренажа позволило решить часть из перечисленных проблем. В первую очередь, с помощью соотношения материального баланса Батлер [Батлер, с. 420-427] установил связь между изменением горизонтальной координаты стенки паровой

камеры и массовым потоком через элемент объёма, содержащий искомую вертикальную координату. Был отмечен интересный эффект: при горизонтальном росте камеры её граница постепенно опускается, что теоретически приводит к снижению влияния гравитационных эффектов и должно способствовать падению дебита нефти, однако за счёт вовлечения в прогретую область новых объёмов пласта из-за расширения камеры этого падения не происходит.

Более поздние работы в области моделирования формы паровой камеры связаны с применением гидродинамических симуляторов. Наскименто [Nascimento, p. 1-2] в программном обеспечении CMG STARS рассчитал распределение температуры и установил, что на подготовительной стадии формирования теплового канала между нагнетательной и добывающей скважинами форма камеры близка к овальной в сечении.

В этом же программном продукте Джи вместе со своими соавторами [Re-examination of fingering..., p. 1-10] провёл оценку устойчивости формы камеры в зависимости от наличия неподвижной воды. Было показано, что последний факт способствует загибанию формы камеры вблизи кровли пласта в результате преимущественного распространения пара вверх, после чего он распространяется вблизи кровли пласта.

Совершенствование самой модели Батлера, МакНаба и Ло [Butler, McNab, Lo, p. 455-460] в плане более точного учёта физических свойств флюидов рассматривалось рядом других авторов. Пулади-Дарвиш, Фарук Али [Pooladi-Darvish, Farouq Ali, p. 2-5], Клосманн [Closmann, p. 143-146], Тортайк [Pooladi-Darvish, Tortike, Farouq Ali, p. 2-7] использовали корреляционные зависимости вязкости и плотности нефти от температуры для более точного прогнозного расчёта процесса парогравитационного дренажа. Зависимость теплоёмкости нефти от температуры использовалась в статье Хейдари, Хеджази и Фарука Али [Heidari, Hejazi, Farouq Ali, p. 902-911].

Батлер показал [Батлер, с. 421-423], что при совместно использовании законов Дарси и Фурье возникают сложности с вычислением интеграла по

вязкости и температуре. Поэтому он вместо корреляционных зависимостей ввёл эмпирическую поправку, различную для соответствующих типов нефти, что существенным образом упростило расчёт.

Геомеханический подход, вызывающий интерес в последнее время, был применён к расчёту процесса парогравитационного дренажа в работах Гарипова, Воскова и Челепи [Garipov, Voskov, Tchelerpi, p. 3-12] и Янга, Ксу и Юаня [Yang, Xu, Yuan, p. 1-12]. В итоге, было получено распределение пластового давления и напряжений в зависимости от вертикальной координаты.

В XXI веке метод парогравитационного дренажа начал вызывать интерес у российских специалистов. Нухаев и его соавторы [A new analytical..., p. 1-4] учли наличие двух гравитационных потоков по стенкам камеры – нефти и воды. Это позволило точно спрогнозировать обводнённость продукции.

Важной особенностью процессов, протекающих в пласте, является наличие глинистых пропластков, которые, как известно, непроницаемы. Применение гидродинамических симуляторов позволило оценить их влияние на процесс парогравитационного дренажа [Wang, Leung, p. 329-345]. Было показано, что наличие глинистых прослоев замедляет рост паровой камеры именно там, где они находятся, причём чем больше их размер, тем больше этот негативный эффект. В таком случае происходит падение дебита нефти, следовательно снижается рентабельность процесса. Кроме того, если при бурении нагнетательной и добывающей скважины глинистый прослой оказывается между ними, то он препятствует формированию теплового канала, и процесс парогравитационного дренажа может быть неэффективен. Поэтому необходим подбор правильного места и траектории бурения этих скважин.

Поскольку процесс парогравитационного дренажа связан с теплообменом, то ещё одним направлением развития моделирования SAGD является анализ тепловых эффектов.

Паровая камера переменной температуры с течением времени впервые была рассмотрена в работе Скотта Фергюсона и Батлера [Scott Ferguson, Butler, p. 75-83]. Для этого было изменено уравнение теплопереноса, в котором

появилось дополнительное слагаемое. Учёт описанного эффекта был необходим для описания ещё одной стадии парогравитационного дренажа, когда закачка пара уже прекращается, но нагретая нефть в течение некоторого времени ещё притекает к добывающей скважине. Таким образом, можно подобрать время начала и продолжительности этой стадии.

Важной проблемой модели Батлера, МакНаба и Ло [Butler, McNab, Lo, p. 455-460] являлся тот факт, что экспоненциальное распределение температуры, получаемое на её основе, не вполне соответствовало экспериментальным исследованиям Чанга и Батлера [Chung, Butler, p. 37-41]. Решение этого вопроса было найдено Рейсом [Reis, p. 14-19]. Он ввёл постоянный коэффициент 0,4 в распределение, использовал в расчётах вместо скорости, перпендикулярной стенке камеры и имеющей переменное направление, скорость вдоль горизонтальной оси, что было учтено несложными соотношениями, и получил хорошее совпадение с лабораторным экспериментом [Chung, Butler, p. 37-41].

Стоит отметить, что модель Батлера, МакНаба и Ло [Butler, McNab, Lo, p. 455-460] учитывала теплообмен только за счёт теплопроводности. Однако из соображений теплофизики известно, что существует другой вид тепловых процессов – конвекция. Соответствующие изменения в модели для учёта обоих видов теплообмена были сделаны Ли и Ченом [Li, Chen, p. 2-16]. При этом было введено допущение, что движение границы модельной паровой камеры вызывается конденсацией пара, поэтому скорости этих процессов пропорциональны друг другу. На входе модели задавалось два вида граничных условий: первого и второго рода. Поскольку, как следовало из исходной модели, температура в пласте при удалении от паровой камеры меняется не скачкообразно, а постепенно, то наличие конвективного теплообмена в качестве дополнительного фактора привело к небольшому возрастанию значений этой температуры. При этом оба вида граничных условий показали практически одинаковый результат.

Советские учёные рассмотрели ряд полезных при моделировании парогравитационного дренажа задач. Арнольд и соавторы его книги [Арнольд,

Михайловский, Селиверстов, с. 336-371] математически описали задачу тепловых потерь потока жидкости в цилиндрической трубе в окружающую среду. Из полученных соотношений следовал физически понятный вывод: чем больше разность температур между жидкостью и этой средой, тем более интенсивен тепловой поток вверх. Однако понятно, что должен быть и тепловой поток по горизонтали. Сравнение этих тепловых потоков было экспериментально проведено Михеевым и Михеевой [Михеев, Михеева, с. 94-110]. Используя трубы разного диаметра, варьируя типы жидкостей, они показали, что теплообмен по вертикали превосходит теплообмен по горизонтали.

Количественная оценка различия теплообмена по вертикали и горизонтали для процесса парогравитационного дренажа была произведена в работе Эдмундса и Петерсона [Edmunds, Peterson, p. 2-5]. Они ввели предположение о том, что, поскольку пар распространяется преимущественно в вертикальном направлении из-за своей относительно невысокой плотности по сравнению с содержащим пласта, температура в верхней точке границы паровой камеры является максимальной, а вблизи добывающей скважины – минимальной и равной температуре пласта. Между этими точками имеется некоторое распределение температуры, которое можно найти при использовании уравнения теплопроводности и закона Фурье, что и было сделано авторами [Edmunds, Peterson, p. 2-5]. Оказалось, что тепловой поток в вертикальном направлении в 3 раза превосходит тепловой поток по горизонтали, если учитывать теплоту, накопленную в паровой камере треугольного сечения. Однако если форма камеры близка к колоколообразной, то вертикальный теплообмен в шесть раз превысит горизонтальный [Steam chamber development..., p. 2-9].

Определённые успехи в моделировании процесса парогравитационного дренажа не могли не способствовать увеличению интереса к его применению на практике. В Канаде достаточно успешный промысловый опыт SAGD имеется уже на протяжении более чем 20 лет [Farouq Ali, p. 1-6], благодаря чему

извлекаются углеводороды из битуминозных залежей, в первую очередь, провинции Альберта.

Любой процесс, анализируемый компаниями нефтегазовой отрасли для применения на практике, должен быть экономически оценён. Это было сделано с помощью расчёта накопленного чистого дисконтированного дохода для канадских месторождений такими авторами, как Биррелл, Ахерн, Селешанко [Birrell, Aherne, Seleshanko, p. 2-13], Шин, Поликар [Shin, Polikar, p. 1-6], Денни [Denney, p. 64-67]. Процесс оказался рентабельным, если цены на нефть превышают 20 \$ за баррель.

Итак, современное состояние метода парогравитационного дренажа показывает, что накоплен достаточный опыт как его моделирования, так и промышленного применения. Кроме того, SAGD постепенно начинает применяться на всё новых месторождениях, в частности, в России. Такие крупные нефтегазовые компании, как «Татнефть» [Problems and solutions..., p. 1-3] и «Лукойл» [Improvement of drilling..., p. 1-15] уже демонстрируют определённые успехи в его освоении. Интересно отметить, что отечественные специалисты вносят свой вклад в совершенствование метода SAGD, например, рассматривая конфигурацию с несколькими вертикальными нагнетательными и горизонтальной добывающей скважинами [Khisamov, Zaripov, Shaikhutdinov, p. 2-3].

Одним из последних направлений совершенствования метода SAGD является применение совместно с паром растворителей или углеводородных газов для добавочного снижения вязкости нефти [Novel expanding..., p. 13-16, Feasibility of wider..., p. 2-19].

Несмотря на определённые успехи в моделировании и применении SAGD, остаётся ряд нерешённых проблем. Актуальной остаётся задача о влиянии распределения температуры по стволу горизонтальной скважины, рассмотренная Си и его соавторами [Исследование трёх моделей..., с. 2-13]. Очевидно, что из-за тепловых потерь не представляется возможным доставить всё количество теплоты от парогенераторов по длине горизонтальных скважин,

которые являются достаточно протяжёнными для повышения охвата пласта воздействием. Кроме того, физические характеристики ствола скважины также будут сказываться на распределении температуры по длине ствола скважины. Авторы работы [Исследование трёх моделей..., с. 2-13] отмечают, что там, где свойства ствола скважины таковы, что он больше пропускает тепло, температура вдоль горизонтальной координаты падает сильнее. Выделяется 3 возможных случая: перепад температур между «пяткой» (частью скважины, выходящей после искривления на горизонтальный участок) и «носом» (забоем) горизонтальной скважины не превосходит 30°C , находится в диапазоне от 30°C до 100°C и превышает 100°C . В первом случае вся скважина активно участвует в процессе SAGD. Во втором случае «носок» скважины участвует в процессе лишь частично, необходим вспомогательный электронагреватель. В третьем случае «носок» скважины вообще не участвует в охвате пласта воздействием, коэффициент извлечения нефти существенно снижается. Тогда необходимо бурение дополнительной вертикальной паронагнетательной скважины вблизи «носка» горизонтальной скважины. Однако математическое описание процесса в статье не представлено.

Кроме того, нерешённой осталась проблема прогноза ряда технологических параметров с целью выбора оптимальной стратегии разработки при SAGD, желательно, с наименьшим количеством требуемых входных данных. В этом случае перспективным является использование интегральных моделей расчёта. Подобный подход уже показал определённые успехи в моделировании тепловых методов увеличения нефтеотдачи, в частности, пароциклической обработки призабойных зон скважин [Методика расчёта..., с. 42-50]. Поэтому в настоящей работе рассматривается создание интегральной модели парогравитационного дренажа и анализ основных возникающих эффектов.

ГЛАВА 3. ИНТЕГРАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ ПРОЦЕССА ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНАЖА

3.1. ИНТЕГРАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ ПРОЦЕССА ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНАЖА В РАЗМЕРНОМ ВИДЕ

Перед применением математического моделирования необходимо осуществить постановку задачи и ввести необходимые допущения. Пусть имеется некоторый пласт мощностью h , его форма – прямоугольный параллелепипед. В этом пласте на всём его протяжении пробурено две параллельных горизонтальных скважины длиной d , причём верхняя является нагнетательной, нижняя – добывающей и находится вблизи подошвы пласта. Расстояние между этими скважинами d_I . Пары таких скважин расположены друг относительно друга на расстоянии c . Следует далее рассматривать только симметричный элемент разработки, соответствующий одной паре скважин. В начальный момент времени он насыщен нефтью. Водонасыщенность равна связанной S_{wr} , остаточная нефтенасыщенность равна S_{or} .

Необходимо ввести систему координат. Ось y будет направлена по горизонтали, ось z – по вертикали. В результате закачки пара при процессе SAGD формируется клиновидная паровая камера, показанная на рисунке 4, начало координат – в её вершине (для «пятки» горизонтальной скважины). Угол раствора камеры обозначим φ . Вертикальная координата правой верхней угловой точки камеры составляет z_c , горизонтальная y_c . По горизонтали теплоотдача ведётся с суммарным тепловым потоком q_1 ($q_1/2$ в каждую из сторон), по вертикали – с тепловым потоком q_2 . Площадь верхнего сечения паровой камеры A_2 , суммарная площадь бокового – A_1 ($A_1/2$ для каждой из сторон). Пар закачивается с постоянным массовым расходом Q_s , массовые дебиты воды и нефти переменные и составляют Q_w и Q_o соответственно, все расходы приведены на единицу длины горизонтальной скважины.

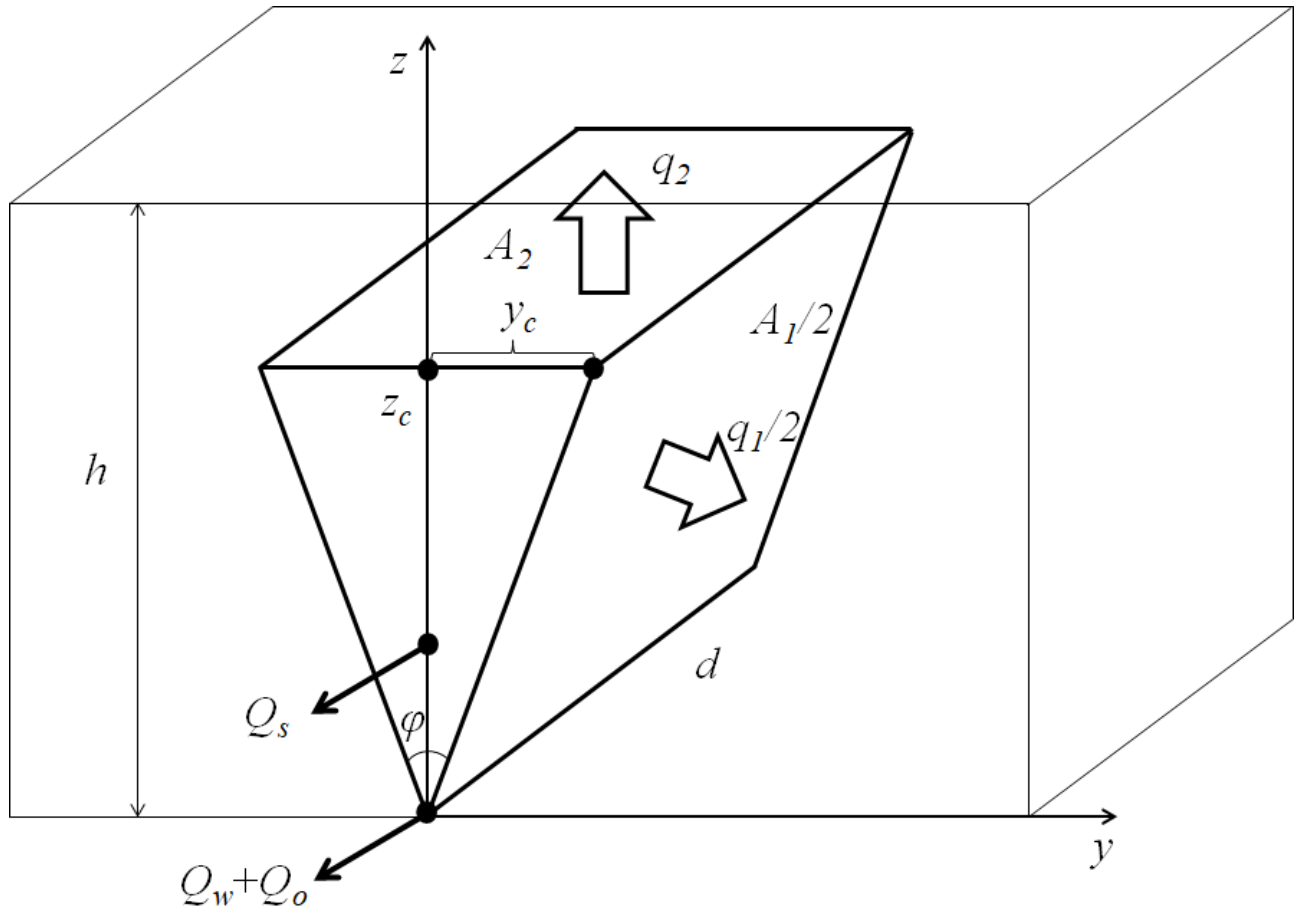


Рис. 4. Геометрия паровой камеры в интегральной модели

Для интегральной модели вводятся следующие допущения [Фёдоров, Гильманов, Шевелёв, с. 3-4]: температура в камере считается одинаковой и равной температуре закачиваемого пара T_s , давление в камере постоянно и равно давлению насыщенных паров p_s , насыщенности нефтью S_o , водой S_w и паром S_s распределены по камере равномерно, геометрия паровой камеры считается треугольной в сечении и клиновидной в объёме, причём треугольник является равнобедренным, теплообмен через стенки камеры осуществляется конвекцией по закону Ньютона-Рихмана. Стадия языкообразования пара, также получаемая из модели Батлера, МакНаба и Ло [Butler, McNab, Lo, p. 455-460], но не следующая из экспериментальных исследований [Chung, Butler, p. 37-41], не рассматривается.

Для начала следует рассмотреть уравнения, описывающие процессы в паровой камере, если бы она имела постоянную высоту, равную мощности

пласта h (это выполняется, когда камера достигает кровли пласта). По закону сохранения массы для воды в паровой камере:

$$\frac{d(mVS_w\rho_w)}{dt} = -Q_w + J_{sw}, \quad (3)$$

где m – пористость пласта, V – объём паровой камеры единичной длины, ρ_w – плотность воды, образовавшейся в результате конденсации пара, t – время процесса, J_{sw} – массовая интенсивность фазового перехода пар-вода на единицу длины горизонтальной скважины. Знак «минус» перед массовым дебитом воды показывает, что она выкачивается из камеры.

Аналогичное соотношение для пара:

$$\frac{d(mVS_s\rho_s)}{dt} = Q_s - J_{sw}, \quad (4)$$

где ρ_s – плотность пара. Знак «плюс» перед массовым расходом пара показывает, что он закачивается в камеру.

Для нефти закон сохранения массы с учётом притока этой фазы из элемента разработки в паровую камеру примет вид:

$$(1 - S_{wr}) \frac{d(m(V_e - V)\rho_o)}{dt} + \frac{d(mVS_o\rho_o)}{dt} = -Q_o, \quad (5)$$

где V_e – объём элемента разработки, приходящийся на единицу длины горизонтальной скважины, равный hc , ρ_o – плотность нефти.

Первое слагаемое соответствует массе нефти, притекающей из элемента разработки, второе – массе нефти в паровой камере. Знак «минус» перед массовым дебитом нефти показывает, что она добывается из камеры.

Следует учесть, что сумма насыщенностей фаз равна одному и заменить насыщенность камеры паром через насыщенности водой и нефтью, тогда уравнение (4) примет вид:

$$\frac{d(mV(1 - S_w - S_o)\rho_s)}{dt} = Q_s - J_{sw}. \quad (6)$$

Закон сохранения энергии имеет вид [Гильманов, Шевелёв, с. 44]:

$$\begin{aligned}
& \frac{d}{dt} \left(V(m(S_w C_w (T_s - T_o) \rho_w + (1 - S_w - S_o) \rho_s (l + C_s (T_s - T_o)) + \right. \\
& \left. + S_o C_o (T_s - T_o) \rho_o) + (1 - m) C_r (T_s - T_o) \rho_r) \right) = \\
& = Q_s l - 2\alpha_1 \sqrt{\frac{V^2}{h^2} + h^2 (T_s - T_o)} - 2\alpha_2 \frac{V}{h} (T_s - T_o) - \\
& - (Q_o C_o + Q_w C_w) (T_s - T_o), \tag{7}
\end{aligned}$$

где C_w , C_s , C_o , C_r – удельные теплоёмкости воды, пара, нефти и скелета породы, T_o – начальная пластовая температура, l – скрытая удельная теплота парообразования воды, ρ_r – плотность породы, α_1 и α_2 – коэффициенты теплоотдачи по горизонтали и по вертикали. Тепловые потери записаны по закону Ньютона-Рихмана, учитывается, что в камеру закачивается пар, а добывается смесь нефти и воды, теплота в камере распределяется на нагрев всех фазы и скелета породы.

Неизвестными величинами в уравнениях (3), (5), (6), (7) являются объём паровой камеры V , массовые дебиты воды Q_w и нефти Q_o , насыщенности нефтью S_o и водой S_w , интенсивность фазового перехода J_{sw} . Таким образом, при четырёх уравнениях имеется шесть неизвестных. Поэтому нужны замыкающие уравнения. В их качестве можно использовать соотношения, которые получаются из закона Дарси [Фёдоров, Гильманов, Шевелёв, с. 3-5]. Необходимо рассмотреть, как они могут быть записаны. Для этого следует расписать закон Дарси для каждой из фаз. Для пара он имеет вид:

$$\frac{Q_s}{\rho_s} = \frac{F_I k \Delta p_i}{\mu_s L d}, \tag{8}$$

где F_I – площадь фильтрации для нагнетательной скважины, k – проницаемость пласта, Δp_i – репрессия на нагнетательной скважине, μ_s – вязкость пара, L – длина фильтрации, а также учтено, что объёмный дебит, стоящий в левой части закона Дарси, выражается через массовый делением на плотность соответствующей фазы, и что дебит приведён на единицу длины горизонтальной скважины d .

Для воды этот закон записывается так:

$$\frac{Q_w}{\rho_w} = \frac{F_p k f_w \Delta p_p}{\mu_w L d}, \quad (9)$$

где F_p – площадь фильтрации для добывающей скважины, f_w – относительная фазовая проницаемость воды, Δp_p – депрессия на добывающей скважине, μ_w – вязкость воды.

Соответственно для нефти закон Дарси примет вид:

$$\frac{Q_o}{\rho_o} = \frac{F_p k f_o \Delta p_p}{\mu_o L d}, \quad (10)$$

где f_o – относительная фазовая проницаемость нефти, μ_o – вязкость нефти при температуре паровой камеры (после разогрева).

Следует ввести допущение: площади фильтрации в некотором приближении пропорциональны углам раствора вблизи соответствующих скважин, причём для нагнетательной скважины угол раствора равен 2π , для добывающей – углу φ . Тогда при делении уравнения (8) на сумму уравнений (9) и (10) можно получить соотношение расходов в нагнетательной и добывающей скважине:

$$\frac{Q_s}{\rho_s \left(\frac{Q_o}{\rho_o} + \frac{Q_w}{\rho_w} \right)} = \frac{2\pi}{\varphi \mu_s \left(\frac{f_o}{\mu_o} + \frac{f_w}{\mu_w} \right)} \frac{\Delta p_i}{\Delta p_p}. \quad (11)$$

Аналогичным образом при делении уравнения (9) на уравнение (10) можно получить соотношение расходов воды и нефти в добываемом флюиде:

$$\frac{Q_w \rho_o}{Q_o \rho_w} = \frac{f_w \mu_o}{f_o \mu_w}. \quad (12)$$

Известно, что относительные фазовые проницаемости (ОФП) фаз являются функциями насыщенностей. В настоящей работе для ОФП используются корреляции Кори:

$$f_w = \left(\frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{wr}} \right)^2, S_w \geq S_{wr}, f_w = 0, S_w < S_{wr}, \quad (13)$$

$$f_o = \left(\frac{1 - S_w - S_{or}}{1 - S_{wr} - S_{or}} \right)^2, S_w \geq S_{wr}, S_o \geq S_{or}, f_o = 1, S_w < S_{wr},$$

$$f_o = 0, S_o < S_{or}. \quad (14)$$

Остаётся только записать из геометрических соображений связь угла раствора камеры с её объёмом:

$$\varphi = 2 \operatorname{arctg} \frac{V}{h^2}. \quad (15)$$

Таким образом, если паровая камера закончила рост вверх и имеет постоянную высоту, то процессы в ней описываются замкнутой системой уравнений (3), (5), (6), (7), (11), (12) с учётом корреляций (13) и (14) и связи угла раствора камеры с её объёмом (15). Неизвестные величины (функции от времени): $V, Q_w, Q_o, S_w, S_o, J_{sw}$.

Для завершения постановки задачи, поскольку система включает в себя дифференциальные уравнения первого порядка с производными по времени, необходимо записать начальные условия. Поскольку при сложении уравнений (3) и (6) можно исключить неизвестную массовую интенсивность фазового перехода из системы уравнений, то в итоговой системе останется только три дифференциальных уравнения первого порядка, поэтому необходима постановка трёх начальных условий. Очевидно, в начальный момент времени камера имеет нулевой объём, насыщенность водой равна связанной водонасыщенности, на насыщенность нефтью приходится остальная доля от единицы. Итак:

$$t = 0: V = 0, S_w = S_{wr}, S_o = 1 - S_{wr}. \quad (16)$$

Возникает вопрос, каким образом может быть описан рост камеры по вертикали в рамках предложенной модели. Для этого необходимо рассмотреть движение угловой точки камеры (Рисунок 5). q_1 обозначает суммарный тепловой поток в боковые стороны, q_2 – тепловой поток по вертикали. Ось x будет направлена перпендикулярно боковой стороне камеры, следовательно, она изменяет своё положение в пространстве при горизонтальном росте прогретой области. Вершина треугольника паровой камеры будет расположена в месте, где находится добывающая скважина, там располагается начало координат.

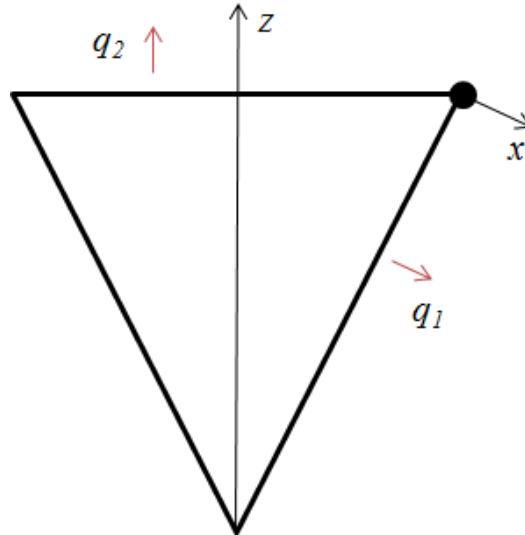


Рис. 5. Постановка задачи о движении угловой точки паровой камеры

Пусть координата угловой точки камеры вдоль оси x равна x_c . Поскольку процесс парогравитационного дренажа и роста камеры связан с её теплообменом с окружающей средой, то можно предположить, что скорость движения угловой точки камеры вдоль соответствующих направлений будет пропорциональна удельным тепловым потокам, поэтому

$$\frac{dx_c}{dt} \sim q_1, \quad (17)$$

$$\frac{dz_c}{dt} \sim q_2, \quad (18)$$

$$\frac{dz_c}{dx_c} = \frac{q_2}{q_1}. \quad (19)$$

По закону Ньютона-Рихмана для удельных (на единицу площади) тепловых потоков можно записать выражения:

$$q_1 = \alpha_1(T_s - T_o), \quad (20)$$

$$q_2 = \alpha_2(T_s - T_o). \quad (21)$$

Если разделить соотношение (18) на (17) с учётом подобия процессов и одинаковых коэффициентов пропорциональности, а также при подстановке выражений тепловых потоков (20) и (21), то можно получить уравнение траектории движения угловой точки паровой камеры:

$$\frac{dz_c}{dx_c} = \frac{\alpha_2}{\alpha_1}. \quad (22)$$

Из этого выражения можно найти искомую вертикальную координату z_c , являющуюся дополнительным неизвестным при учёте роста камеры по вертикали, если знать координату x_c . Следует рассмотреть связь горизонтальной декартовой координаты y_c , ось которой перпендикулярна оси z , и координаты x_c . Из геометрии

$$y_c = x_c \cos \frac{\varphi}{2}. \quad (23)$$

В то же время, с учётом (15)

$$\varphi = 2 \operatorname{arctg} \frac{V}{z_c^2}. \quad (24)$$

После подстановки (23) и (24) в (22), выражения координаты y_c через объём паровой камеры и преобразований можно получить выражение

$$\frac{dz_c}{d\left(\frac{V}{z_c} \sqrt{1 + \left(\frac{V}{z_c^2}\right)^2}\right)} = \frac{\alpha_2}{\alpha_1}, \quad (25)$$

из которого можно найти высоту паровой камеры.

При этом для (25) при $V=0$, $z_c=d_l$ (только произошло формирование тепловой связи между нагнетательной и добывающей скважинами).

В описанном случае уравнение (7) примет вид

$$\begin{aligned} & \frac{d}{dt} \left(V(m(S_w C_w (T_s - T_o) \rho_w + (1 - S_w - S_o) \rho_s (l + C_s (T_s - T_o)) + \right. \\ & \left. + S_o C_o (T_s - T_o) \rho_o) + (1 - m) C_r (T_s - T_o) \rho_r) \right) = \\ & = Q_s l - 2\alpha_1 \sqrt{\frac{V^2}{z_c^2} + z_c^2} (T_s - T_o) - 2\alpha_2 \frac{V}{z_c^2} (T_s - T_o) - \\ & - (Q_o C_o + Q_w C_w) (T_s - T_o). \end{aligned} \quad (26)$$

Итак, при учёте роста паровой камеры в высоту система уравнений, описывающая процесс SAGD, будет включать в себя выражения (3), (5), (6), (11), (12), (25) и (26) с учётом (13), (14) и (24). Как только камера достигает кровли

пласта, её рост вверх прекращается, в этом случае для описания процесса используется система уравнений (3), (5), (6), (7), (11), (12) с учётом корреляций (13) и (14) и связи угла раствора камеры с её объёмом (15).

Как говорилось, в описанной модели в качестве допущения температура камеры является постоянной и равной температуре закачиваемого пара. С другой стороны, выше отмечалось, что его температура вдоль ствола скважины может изменяться, что влияет на процесс разработки [Исследование трёх моделей..., с. 2-13]. Поэтому в модели следует учесть это изменение, для чего необходимо исключить соответствующее допущение и заменить его допущением о линейной функции распределения температуры пара вдоль ствола скважины в виде:

$$T_s = \frac{T_{s2} - T_{s1}}{d} \zeta + T_{s1}, \quad (27)$$

где ζ – координата по оси вдоль горизонтального ствола скважины, начало которой соответствует «пятке» горизонтальной скважины, T_{s1} – температура пара в этой «пятке», T_{s2} – температура пара в «носке». Все величины являются известными, ζ – координата, от которой будет зависеть решение (её можно менять самостоятельно). Кроме того, в этом случае изменяется вязкость нефти, поскольку она зависит от температуры. В модели используется следующая экспоненциальная корреляционная зависимость для вязкости нефти:

$$\mu_o = \mu_{o0} e^{-C_T T_s}, \quad (28)$$

где μ_{o0} – некоторая постоянная, имеющая размерность вязкости, C_T – постоянная, имеющая размерность температуры.

Соответственно, в этом случае система уравнений, описывающая процесс SAGD, при учёте роста паровой камеры будет включать в себя выражения (3), (5), (6), (11), (12), (25) и (26) с учётом (13), (14), (24), (27) и (28). Как только камера достигает кровли пласта, её рост вверх прекращается, в этом случае для описания процесса используется система уравнений (3), (5), (6), (7), (11), (12) с учётом корреляций (13) и (14), связи угла раствора камеры с её объёмом (15), температуры пара (27) и корреляции для вязкости нефти (28). Неизвестные

величины (функции от времени и координаты вдоль горизонтального ствола): V , Q_w , Q_o , S_w , S_o , J_{sw} (и z_c , пока камера не достигла кровли пласта).

3.2. БЕЗРАЗМЕРНАЯ ИНТЕГРАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНАЖА

Для получения зависимостей искомых функций остаётся только решить предложенную систему уравнений. Однако прежде, чем это сделать, целесообразно произвести её обезразмеривание. Эта процедура необходима для выделения комплексов подобия, которые показывают вклад тех или иных эффектов в процесс, позволит оперировать меньшим числом параметров и дать общие рекомендации по разработке вне зависимости от некоторых характеристик конкретного месторождения.

Первым этапом обезразмеривания является введение безразмерных переменных. Понятно, что объём паровой камеры лучше всего обезразмерить таким образом, чтобы получить какой-либо безразмерный технологический параметр. Достаточно легко это сделать, чтобы получить коэффициент охвата пласта, для чего нужно разделить объём паровой камеры на объём элемента разработки:

$$K_s = \frac{V}{V_e}. \quad (29)$$

Время обезразмеривается традиционным способом:

$$\tau = \frac{t}{t_0}, \quad (30)$$

где t_0 – некоторое характерное время, значение которого будет определено при подстановке всех безразмерных переменных в исходную систему для её обезразмеривания и избавления от лишних коэффициентов.

Массовые дебиты целесообразно обезразмерить, если разделить их на массовый расход закачиваемого пара, поскольку он является постоянным в рассматриваемой модели. Тогда безразмерные дебиты воды R_w и нефти R_o , а

также безразмерная интенсивность фазового перехода R_{jsw} будут записываться следующим образом:

$$R_w = \frac{Q_w}{Q_s}, \quad (31)$$

$$R_o = \frac{Q_o}{Q_s}, \quad (32)$$

$$R_{jsw} = \frac{J_{sw}}{Q_s}, \quad (33)$$

причём первые два параметра имеют определённый технологический смысл – являются водопаровым и нефтепаровым отношениями соответственно. Нефтепаровое отношение, к тому же, обратно важному технологическому показателю – паронефтяному отношению (паронефтяному фактору) $R_s=1/R_o$.

Поскольку насыщенности пористой среды фазами являются безразмерными параметрами, остаётся обезразмерить только вертикальную координату верхней правой угловой точки камеры (и всего верхнего основания треугольного сечения камеры):

$$Z = \frac{z_c}{\sqrt{hc}}. \quad (34)$$

Обезразмеривание выбрано таким образом, чтобы избежать лишних коэффициентов в уравнении (25) при подстановке безразмерной переменной (29) и выражения для объёма элемента разработки $V_e=hcd$.

После подстановки всех безразмерных переменных (29) – (34) в систему уравнений (3), (5), (6), (11), (12), (25) и (26) с учётом (13), (14), (24), (27) и (28) или (3), (5), (6), (7), (11), (12) с учётом (13), (14), (15), (27) и (28) получается, что характерное время может быть определено следующим образом:

$$t_0 = \frac{mV_e\rho_w}{Q_s}. \quad (35)$$

Сама система уравнений в безразмерном виде для стадии, учитывающей рост паровой камеры по вертикали, примет вид:

$$\begin{aligned} \frac{dK_s}{d\tau} + \frac{E}{G} (K_s + A\sqrt{K_s^2 + N}) &= \\ = \frac{1}{G} \left(1 + \frac{BD_s - F}{1 - D_s} + \frac{F - BD_s}{1 - D_s} \left(R_w + R_0 \frac{D_s}{D_o} \right) - BR_0 \frac{D_s}{D_o} - FR_w \right), \end{aligned} \quad (36)$$

$$\frac{d(K_s S_w)}{d\tau} = \frac{1 - R_w - \frac{D_s}{D_o} R_0}{1 - D_s} - \frac{dK_s}{d\tau} \frac{D_s S_{wr}}{1 - D_s}, \quad (37)$$

$$\frac{d(K_s S_o)}{d\tau} = -\frac{1}{D_o} R_0 + (1 - S_{wr}) \frac{dK_s}{d\tau}, \quad (38)$$

$$R_0 = U\varphi f_o, \quad (39)$$

$$R_w = \varphi U \frac{f_o + f_w M}{D_o} - \frac{R_0}{D_o}, \quad (40)$$

$$R_{jsw} = R_w + \frac{d(K_s S_w)}{d\tau}, \quad (41)$$

$$\frac{dZ}{d\left(\frac{K_s}{Z} \sqrt{1 + \left(\frac{K_s}{Z^2}\right)^2}\right)} = \frac{1}{A}, \quad Z < \sqrt{\frac{h}{c}}, \quad (42)$$

где введены безразмерные комплексы подобия

$$\begin{aligned} G &= \frac{\rho_s S_{wr} (l + (C_s - C_w)(T_s - T_o))}{(\rho_w - \rho_s)l} + \\ &+ (T_s - T_o) \frac{mC_o(1 - S_{wr})\rho_o + (1 - m)C_r\rho_r}{ml\rho_w}, \end{aligned} \quad (43)$$

$$E = \frac{2\alpha_2(T_s - T_o)V_e}{Q_s l z_c}, \quad Z < \sqrt{\frac{h}{c}}, \quad (44)$$

$$N = \frac{z_c^4}{V_e^2}, \quad Z < \sqrt{\frac{h}{c}}, \quad (45)$$

$$D_s = \frac{\rho_s}{\rho_w}, \quad (46)$$

$$D_o = \frac{\rho_o}{\rho_w}, \quad (47)$$

$$D_r = \frac{\rho_r}{\rho_w}, \quad (48)$$

$$A = \frac{\alpha_1}{\alpha_2}, \quad (49)$$

$$F = \frac{C_w(T_s - T_o)}{l}, \quad (50)$$

$$B = \frac{l + C_s(T_s - T_o)}{l}, \quad (51)$$

$$U = \frac{\mu_s D_o}{2\pi\mu_o D_s} \frac{\Delta p_p}{\Delta p_i}, \quad (52)$$

$$M = \frac{\mu_o}{\mu_w}. \quad (53)$$

При этом связь вершинного угла паровой камеры с её безразмерным объёмом имеет вид:

$$\varphi = 2 \operatorname{arctg} \frac{K_s}{Z^2}, \quad Z \leq \sqrt{\frac{h}{c}}. \quad (54)$$

Для случая только горизонтального роста паровой камеры система уравнений имеет вид (36) – (41) с безразмерными комплексами подобия (43), (46) – (53) и

$$E = \frac{2\alpha_2(T_s - T_o)V_e}{Q_s l h}, \quad (55)$$

$$N = \frac{h^4}{V_e^2}, \quad (56)$$

а угол раствора камеры – вид (54) при

$$Z = \sqrt{\frac{h}{c}}. \quad (57)$$

Укажем физический смысл полученных безразмерных комплексов подобия. G имеет смысл отношения теплоты насыщенной пористой среды в паровой камере к теплоте, которая выделяется из пара при конденсации. Комплекс E также имеет тепловой смысл: он показывает отношение тепловых потерь в кровлю пласта к количеству теплоты, содержащемуся в закачиваемом паре.

Безразмерный комплекс N имеет геометрический смысл и возникает вследствие применения теоремы Пифагора при расчёте площади боковой поверхности клина (боковая сторона равнобедренного треугольника выражается через его основание и высоту). Таким образом, он характеризует, насколько реальный элемент разработки отличается от квадратного.

Безразмерные комплексы D_s , D_o и D_r имеют смысл отношения плотностей пара, нефти и породы к плотности воды, которая наименее подвержена изменению при различных термобарических условиях. Комплекс A показывает различие в теплоотдаче по горизонтали и по вертикали, то есть то, насколько теплоотдача по горизонтали меньше, чем по вертикали.

Комплекс F имеет тепловой смысл и показывает отношение удельной теплоты, содержащегося в конденсировавшейся из пара воде, к скрытой теплоте парообразования. B имеет подобный смысл: отношение удельной теплоты, содержащейся в паре в камере, к скрытой теплоте парообразования. Значит, эти комплексы характеризуют процесс конденсации.

Безразмерный комплекс U имеет смысл отношения параметров добывающей скважины к параметрам нагнетательной, в том числе учитывает разницу вязкостей флюидов и углов раствора. M характеризует вязкость нефти после её разогрева по отношению к вязкости воды.

В безразмерных комплексах подобия (43), (44) (или (55)), (50) – (53) учитываются зависимости температуры пара (27) от координаты вдоль ствола скважины и вязкости нефти от температуры пара (28).

Неизвестными в системе уравнений при описании стадии роста паровой камеры по вертикали (36) – (42) с учётом (27), (28), (43) – (54) являются K_s , R_w , R_o , R_{jsw} , S_w , S_o , Z (как функциями от безразмерного времени). При описании стадии горизонтального роста паровой камеры система уравнений принимает вид (36) – (41) с учётом (27), (28), (43), (46) – (57) с неизвестными K_s , R_w , R_o , R_{jsw} , S_w , S_o (как функциями от безразмерного времени). Все остальные величины считаются известными.

Начальные условия для описанной безразмерной системы уравнений в соответствии с (16) примут вид

$$\tau = 0: K_s = 0, S_w = S_{wr}, S_o = 1 - S_{wr}. \quad (58)$$

При этом для (42) при $K_s=0$

$$Z = \frac{d_1}{\sqrt{hc}}. \quad (59)$$

При учёте перекрытия соседних паровых камер в случае сближения расстояния между скважинами коэффициент охвата из геометрии из выражения (29) может быть вычислен как

$$K_s = \frac{\frac{1}{2}z_e c + c(z_c - z_e)}{hc}, \quad (60)$$

где вертикальная координата не перекрытой части камеры z_e (Рисунок 6) может быть вычислена по формуле

$$z_e = \frac{c}{2 \operatorname{tg} \frac{\varphi}{2}}. \quad (61)$$

Когда перекрытия камер нет, $z_e=z_c$, при его наличии $z_e < z_c$.

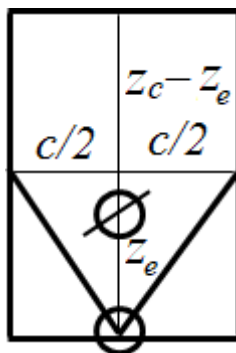


Рис. 6. Паровая камера в элементе разработки при её перекрытии с соседней камерой

На рисунке 6 показана паровая камера, имеющая геометрию вида трапеции, поскольку остальная её часть относится к другому элементу разработки и перекрывается с аналогичной соседней паровой камерой. Отмечено горизонтальное расстояние элемента разработки c , равное расстоянию между

соседними парами нагнетательных или добывающих скважин. Высота камеры равна z_c . Добывающая скважина отмечена внизу (в вершине треугольника) вблизи кровли пласта, нагнетательная находится над ней.

Система уравнений (36) – (42) содержит четыре дифференциальных уравнения и нелинейные алгебраические зависимости от переменных, особенно с учетом связи угла раствора паровой камеры с её объёмом. Поэтому целесообразно осуществить её решение численными методами. Поскольку эти дифференциальные уравнения имеют один порядок, а искомые функции зависят только от одного аргумента – времени, то можно использовать нетрудоёмкий метод, хорошо зарекомендовавший себя на практике – явную конечно-разностную схему Эйлера. Расчётная сетка дискретизируется по времени с шагом $\Delta\tau$ и по координате вдоль ствола скважины с шагом Δd , который является размерным, однако входит в систему в безразмерном виде, будучи включённым в безразмерные комплексы подобия. Нумерация всех шагов начинается с единицы. В качестве примера в настоящей работе приведена аппроксимация производной безразмерного объёма (коэффициента охвата) по времени:

$$\frac{dK_{s,j}}{d\tau} = \frac{K_{s,j}^{n+1} - K_{s,j}^n}{\Delta\tau}, \quad (62)$$

где j – индекс расчётного узла по координате вдоль ствола скважины (расчёт ведётся от «пятки» горизонтальной скважины с индексом один до её «носка» с индексом j_{max}), n – индекс расчётного узла по времени. Неизвестная величина находится на новом шаге по времени с номером $(n+1)$, значение величины на предыдущем шаге по времени n известно из расчёта на предыдущем шаге либо из начальных условий при $n=1$.

Остальные производные вычисляются аналогично. Итоговые выражения системы, получаемые методом последовательной подстановки, в работе не приводятся в силу их громоздкости. Переменная R_{jsw} из расчётов исключена вместе с уравнением (41), поскольку она не фигурирует в остальных уравнениях системы и не представляет технологического интереса.

Уравнение (42) содержит нелинейную зависимость безразмерной координаты от самой себя, находящуюся под корнем, поэтому решается после дискретизации итерационным методом Ньютона.

Для расчётов была написана программа, алгоритм которой приводится ниже:

1. Задаются известные параметры (в том числе расстояние между скважинами) и распределение температуры.
2. Задаются начальные условия (58) для всех j поочередно (эти условия одинаковы и не зависят от j).
3. Считаются значения безразмерных комплексов (43) – (53) и угла раствора паровой камеры (54) для всех j поочередно.
4. Считаются значения переменных R_w, R_o, Z при $n=1$ и $\tau=0$ для всех j поочередно.
5. Делается шаг по времени $n=n+1$ (и $\tau=\tau+d\tau$, где $d\tau$ – шаг по времени).
6. Считается коэффициент охвата на новом временном слое из системы уравнений (36) для всех j поочередно.
7. Если выполняется условие

$$Z < \sqrt{\frac{h}{c}}, \quad (63)$$

то задаётся начальное приближение для вертикальной координаты верхней правой точки камеры (для всех j одинаково)

$$Z_1^{n+1} = \frac{z_{c1}^{n+1}}{\sqrt{hc}}, \quad (64)$$

где $z_{c1}^{n+1} = 1$ м – начальное приближение для размерной вертикальной координаты верхней правой точки паровой камеры. Если условие не выполняется, осуществляется переход сразу в пункт 11 алгоритма.

8. Итерационным методом Ньютона из формулы (42) находится значение вертикальной координаты для следующей итерации z_{c2}^{n+1} (формулы не

приводятся в силу их громоздкости, выражения можно посмотреть в коде программы, приведённом в Приложении) для всех j поочерёдно.

9. Считается ошибка $\varepsilon = |z_{c2}^{n+1} - z_{c1}^{n+1}|$ для всех j поочерёдно.

10. Если ошибка

$$\varepsilon < \frac{z_\varepsilon}{\sqrt{hc}}, \quad (65)$$

где допустимая ошибка по размерной координате z_ε равна 0,01 м, то расчёт итерационным методом прекращается, и вертикальная координата верхней точки паровой камеры z_c^{n+1} равна z_{c2}^{n+1} , иначе делается следующая итерация $z_{c1}^{n+1} = z_{c2}^{n+1}$ и идёт переход в пункт 8. Условие проверяется для всех j поочерёдно.

11. Пересчитываются безразмерные комплексы E и N на новом временном слое (поскольку зависят от значения высоты паровой камеры) для всех j поочерёдно.

12. С помощью явной конечно-разностной схемы из уравнений (37) и (38) считаются значения водонасыщенности и нефтенасыщенности соответственно, из (54) – угла раствора камеры, из (13) и (14) – ОФП воды и нефти, из (39) и (40) – безразмерные дебиты нефти и воды для всех j поочерёдно.

13. Для всех j поочерёдно считается координата не перекрытой части камеры (61), если

$$z_e^{n+1} < z_c^{n+1}, \quad (66)$$

где размерная высота паровой камеры может быть найдена через безразмерную из (34), то пересчитывается коэффициент охвата из (60) и все остальные переменные из (37) – (40) с учётом (13) и (14), иначе этот пересчёт не производится.

14. Если номер шага по времени меньше конечного (в работе – равного 6000), то осуществляется переход в пункт пять, иначе осуществляется вывод результатов на экран, и расчёт заканчивается.

Код программы приведён в Приложении.

Следует отметить, что явная конечно-разностная схема Эйлера имеет первый порядок аппроксимации.

3.3. РАСЧЁТ ЭФФЕКТОВ ПО ВСЕМ СТАДИЯМ ПРОЦЕССА ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНАЖА

Следует рассмотреть эффекты по всем стадиям процесса парогравитационного дренажа. Первым этапом является циркуляция пара в обеих скважинах для формирования теплового канала между ними. Для описания этой стадии можно рассмотреть следующую систему: имеется пласт с температурой T_o , пар закачивается с температурой T_s . Нефть из-за высокой вязкости считается неподвижной, пока температура не превысит некоторое критическое значение T_{cr} , индивидуальное для каждого рассматриваемого месторождения. Температуру в пласте тогда можно рассчитывать из уравнения теплопроводности с коэффициентом температуропроводности насыщенной пористой среды. Решение этого уравнения для рассматриваемого случая [Чекалюк, с. 79-87] известно и имеет вид

$$T = (T_s - T_o) \left(-Ei \left(-\frac{r^2}{4at} \right) \right) + T_o, \quad T \leq T_s, \quad (67)$$

где T – температура в рассматриваемой точке пласта, r – расстояние от нагнетательной скважины до рассматриваемой точки, a – коэффициент температуропроводности, $Ei(x)$ – интегрально-показательная функция аргумента x .

При наличии сетки скважин из-за метода суперпозиции решение примет вид

$$T - T_o = C_0 \left(\left(-Ei \left(-\frac{d_1^2}{4at} \right) \right) + 2 \sum_{i=2}^N \left(-Ei \left(-\frac{r_i^2}{4at} \right) \right) \right), \quad (68)$$

где r_i – радиальная координата нагнетательной i -той скважины, C_0 – константа, определяемая начальными и граничными условиями, N – число скважин.

Следует отметить, что из геометрических соображений расстояние от выбранной добывающей скважины до нагнетательной с номером i будет равняться

$$r_i = \sqrt{d_1^2 + (i - 1)^2 c^2}. \quad (69)$$

Нумерация рядов скважин начинается с первого.

Ряд, входящий в выражение (68), положительно определён, поскольку все входящие в него величины положительны из их физического смысла, поэтому по признаку Даламбера [Корн, Корн, с. 139] ряд является сходящимся.

Выражение (69) справедливо для традиционной сетки скважин при парогравитационном дренаже, когда нагнетательные скважины расположены некоторым рядом, а добывающие находятся прямо под соответствующими нагнетательными. Теоретически можно попробовать использование шахматной сетки, когда добывающие скважины располагаются посередине между нагнетательными, но по-прежнему ниже их. Это может помочь увеличить коэффициент охвата пласта, однако из-за эффектов теплопроводности стадия прогрева может оказаться длительнее. Поэтому следует оценить зависимость температуры в пласте от времени прогрева для обеих схем расстановки скважин. Для этого необходимо сначала оценить, сколько скважин вносят ощутимый вклад в распределение температуры вблизи добывающей скважины (68), чтобы понять, каким членом ряда можно ограничиться (поскольку ряд является сходящимся). Горизонтальное расстояние от нагнетательной скважины до соседней добывающей при шахматной схеме расстановки скважин равно $c_* = 0,5c$, а расстояние от выбранной добывающей скважины до нагнетательной с номером i будет равняться

$$r_{i*} = \sqrt{d_1^2 + (i - 1)^2 c_*^2}, \quad (70)$$

причём нумерация рядов скважин начинается со второго.

Для расчётов взяты следующие модельные параметры: $d_1 = 5$ м, $c = 30$ м, тогда $c^* = 15$ м, $a = 2 \cdot 10^{-6}$ м²/с [Чекалюк, с. 122], $T_s = 420$ К, $T_o = 280$ К, $T_{cr} = 320$ К [Гиматудинов, с. 113]. В результате расчётов оказывается, что в обоих случаях существенный вклад (более 99 %) в распределение температуры вблизи добывающей скважины вносит только ближайшая нагнетательная скважина для традиционной схемы расстановки скважин и две ближайшие нагнетательные (поскольку они симметрично равноудалены) для шахматной. Таким образом, для традиционной схемы расстановки скважин можно пользоваться выражением (67) с расстоянием d_1 , а для шахматной – выражением

$$T = (T_s - T_o) \left(\left(-Ei \left(-\frac{d_1^2}{4at} \right) \right) + 2 \left(-Ei \left(-\frac{r_{2*}^2}{4at} \right) \right) \right) + T_o, \quad T \leq T_s, \quad (71)$$

где r_{2*} вычисляется по формуле (70) при $i=2$.

С учётом описанного может быть построена зависимость температуры в добывающей скважине от времени прогрева для традиционной вертикальной и шахматной схем расстановки скважин (Рисунок 7).

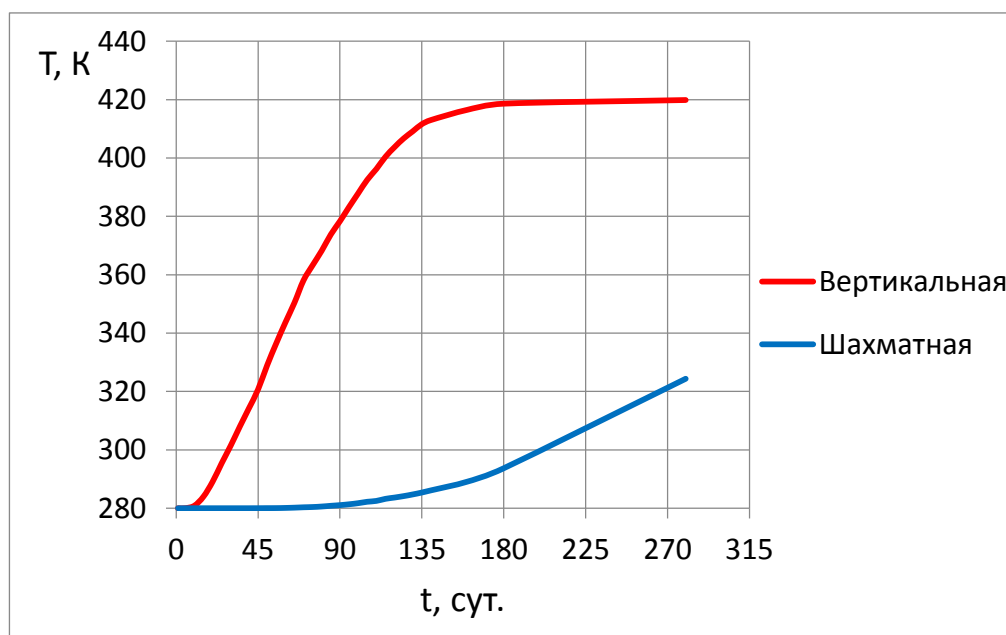


Рис. 7. Зависимость температуры в добывающей скважине от времени прогрева для разных схем расстановки скважин

Анализ результатов показывает, что прогрев при традиционной схеме расстановки скважин до критической температуры занимает около 45 суток, а при шахматной – почти 270 суток, что делает последнюю схему менее выгодной в использовании. Поэтому далее в настоящей работе она не рассматривается.

Перед расчётом основной стадии процесса парогравитационного дренажа следует провести асимптотический анализ предложенной в данной работе модели. В начальный момент времени ($t \rightarrow 0$) объём паровой камеры равен нулю из начальных условий (16) или (58), дебиты воды и нефти тоже равны нулю из (11) и (12) или из (39) и (40) с учётом (15) или (54), тогда из (7) при условии положительной правой части этого уравнения, необходимой для положительной левой части, имеется некоторый критический расход пара (на единицу длины горизонтальной скважины) для формирования теплового канала между скважинами

$$Q_{scr} = \frac{2\alpha_1 h(T_s - T_0)}{l}. \quad (72)$$

Значит, если расход пара меньше критического, формирования теплового канала между нагнетательной и добывающей скважинами не происходит, и процесс парогравитационного дренажа не начинается. Таким образом, необходимым условием успешного протекания процесса SAGD является превышение закачиваемым расходом пара критического значения, рассчитываемого по формуле (72).

При рассмотрении стационарного процесса (устремлении времени к бесконечности, $t \rightarrow \infty$) и равных коэффициентах теплоотдачи по разным направлениям для упрощения можно получить формулу для расчёта максимального коэффициента охвата при заданных параметрах. Действительно, в случае стационарного процесса производные по времени равны нулю, тогда из уравнения (38) дебит нефти тоже нулевой, а из (37) безразмерный дебит воды стремится к единице, что означает равенство размерного дебита воды и расхода закачиваемого пара, тогда из (36) максимальный коэффициент охвата

$$K_{smax} = \frac{\left(\frac{1-F}{E}\right)^2 - N}{2 \frac{1-F}{E}}. \quad (73)$$

Таким образом, асимптотический анализ модели позволяет рассчитать минимально необходимый критический расход пара для успешного начала процесса SAGD и предсказать максимальный коэффициент охвата в случае равенства коэффициентов теплоотдачи по горизонтали и по вертикали.

Для основного модельного расчёта процесса SAGD были взяты размерные данные, приведённые в таблице 2, затем по этим данным рассчитаны безразмерные комплексы (43) – (53) и (55), (56). Соотношение коэффициентов теплоотдачи взято из модели Эдмундса и Петерсона [Edmunds, Peterson, p. 2-5]. Эффекты рассматривались на упрощенной модели: температура камеры считалась постоянной по длине скважины и равной T_s , поэтому вязкость нефти тоже была постоянной во всей паровой камере и равнялась μ_o . Расстояние от нагнетательной до добывающей скважины равнялось 5 м, шаг по времени в размерном виде для основных расчётов был выбран 72000 с. Число шагов по времени равнялось 6000. В безразмерном виде, согласно (30) и (35), шаг по времени рассчитывался так:

$$\Delta\tau = \frac{Q_s \Delta t}{m V_e \rho_w}. \quad (74)$$

Устойчивость результатов проверена с помощью расчётов при различных шагах по времени – от 72 с до 7200000 с, всюду в этом диапазоне решение устойчиво. Сходимость результатов проверяется сравнением рассчитанного численно максимального коэффициента охвата при данных основного расчёта из табл. 2 с $\alpha_I=0,8$ Вт/(м²·К) с асимптотическим решением (73), в обоих случаях это значение составляет примерно 0,55. Таким образом, получена сходимость численного решения к аналитическому.

Размерные параметры, используемые для основного расчёта

Параметр	Значение
T_o	30°C
T_s	110°C
h	20 м
m	0,4
$C_r; C_w; C_s; C_o$	500 Дж/(кг·К); 4200 Дж/(кг·К); 4400 Дж/(кг·К); 4500 Дж/(кг·К)
$\rho_w; \rho_s; \rho_o; \rho_r$	1000 кг/м ³ ; 50 кг/м ³ ; 850 кг/м ³ ; 2500 кг/м ³
$\mu_o; \mu_w; \mu_s$	5 сП; 1 сП; 0,1637 сП
$\Delta p_i / \Delta p_p$	0,23
Q_s	0,4896 т/(м·сут.)
l	$2,3 \cdot 10^6$ Дж/кг
α_1	0,264 Вт/(м ² ·К)
α_2	0,8 Вт/(м ² ·К)
d	300 м
S_{wr}	0,2
S_{or}	0,3
c	75 м

Результаты расчёта показывают (Рисунок 8), что массовый расход воды с течением времени стремится к массовому расходу пара, как и следовало из асимптотического анализа, а массовый дебит нефти, достигая некоторого максимума в первые моменты времени, постепенно начинается снижаться и стремится к нулю из-за постепенной добычи всей подвижной нефти, попавшей в камеру, и прекращения роста этой камеры, когда тепловые потери выравниваются с закачиваемой теплотой и достигается максимальный

коэффициент охвата. Зависимость коэффициента охвата от безразмерного времени процесса (Рисунок 9) это подтверждает.

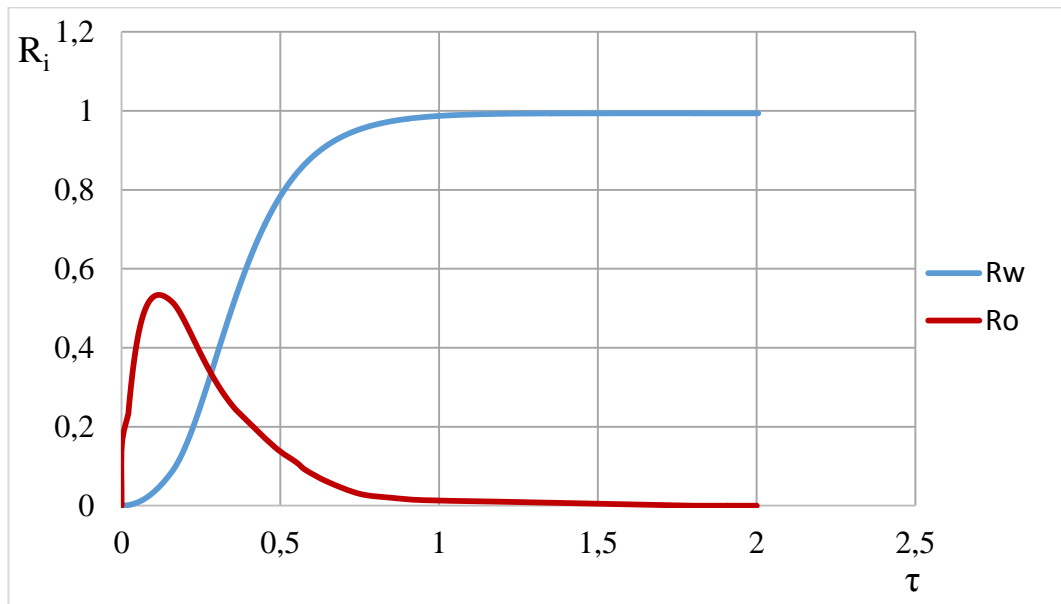


Рис. 8. Зависимость безразмерных дебитов воды и нефти ($i=w, o$) от безразмерного времени процесса SAGD

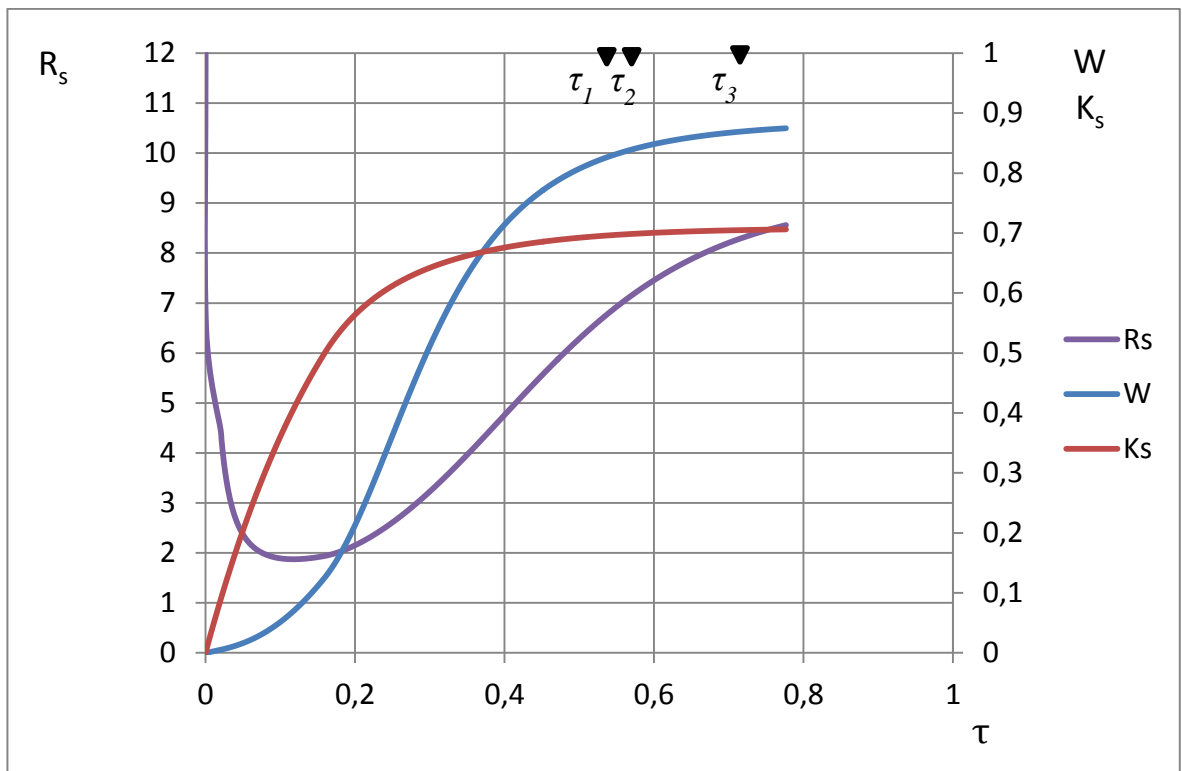


Рис. 9. Динамика основных технологических параметров процесса SAGD

Помимо безразмерных переменных (29) – (32) и насыщенностей пористой среды фазами определялись также два важных технологических параметра процесса SAGD, влияющих на рентабельность разработки: паронефтяное отношение R_s и обводнённость продукции W . Паронефтяное отношение определяется как

$$R_s = \frac{Q_s}{Q_o} = \frac{1}{R_o}. \quad (75)$$

При превышении паронефтяным отношением некоторого критического значения, обычно равного 7 т/т [Farouq Ali, p. 1-6], на добычу 1 т нефти приходится слишком большое количество пара, которое, в свою очередь, получается затрачиванием некоторого количества нефти (нефтепродуктов) в качестве топлива для парогенераторов, что делает процесс невыгодным. Поэтому паронефтяное отношение влияет на рентабельность разработки.

Обводнённость продукции вычисляется как отношение объёмного дебита воды к суммарному объёмному дебиту нефти и воды:

$$W = \frac{Q_w}{\rho_w \left(\frac{Q_w}{\rho_w} + \frac{Q_o}{\rho_o} \right)} = \frac{R_w}{\left(R_w + \frac{R_o}{D_o} \right)}. \quad (76)$$

Разработка месторождения считается нерентабельной, если обводнённость продукции достигает 98 %.

Перечисленные технологические показатели вместе с коэффициентом охвата, влияющим на коэффициент извлечения нефти, показаны в динамике на рисунке 9. Анализ их значений показывает, что существуют некоторые характерные времена процесса парогравитационного дренажа: время стабилизации коэффициента охвата τ_1 – время, когда относительное изменение коэффициента охвата не превышает 0,01 %; τ_2 – время превышения паронефтяным отношением критического значения; время стабилизации обводнённости τ_3 , определяемое аналогично времени стабилизации коэффициента охвата. В этом расчёте первые два времени имеют сопоставимый порядок, в то время как время стабилизации обводнённости их превышает, что

говорит о более раннем выравнивании тепловых потерь с закачиваемой теплотой, когда стабилизируется коэффициент охвата, по сравнению с падением дебита нефти (и ростом обводнённости), вызванным добычей всей подвижной нефти в паровой камере. Значит, при прекращении роста камеры в ней ещё остаётся некоторое количество нефти, которое можно добыть. Однако здесь рентабельность процесса ограничивает уже паронефтяное отношение, не позволяющее добыть всю эту нефть экономически выгодным способом.

ГЛАВА 4. ПРАКТИЧЕСКИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ ИНТЕГРАЛЬНОЙ МОДЕЛИ ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНАЖА

4.1. ОПТИМАЛЬНАЯ СИСТЕМА РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Последнее утверждение предыдущей главы приводит к рассуждению, что, вероятно, паронефтяное отношение может существенным образом влиять на коэффициент извлечения нефти. С другой стороны, очевидно, система разработки и расстояние между скважинами тоже могут влиять на паронефтяное отношение. Поэтому интерес представляет задача нахождения оптимальной системы разработки, позволяющей достичь наибольшего коэффициента извлечения нефти.

Коэффициент извлечения нефти (КИН) является ключевым параметром при разработке нефтяных и газовых месторождений. Он показывает, какое количество нефти было извлечено из пласта по отношению к начальным запасам. В технологической документации, защищаемой в Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых Российской Федерации, значение КИН по данному месторождению является обязательным. Во многом, именно по его значению эксперты судят об эффективности и целесообразности предложенной системы разработки.

Как правило, коэффициент извлечения нефти составляет от 30 % до 40 %, хотя иногда достигает 60 % и даже превышает это значение. Высокие значения КИН обуславливаются хорошими фильтрационно-емкостными свойствами пласта, такими как проницаемость, пористость, мощность, а также однородностью литологического строения и другими характеристиками. Существенным образом на коэффициент извлечения нефти влияют свойства флюидов, особенно их вязкости. Очевидно, что для трудноизвлекаемых запасов значения КИН невысоки, в том числе при наличии запасов высоковязкой нефти из-за её невысокой подвижности, небольших дебитов и скоростей фильтрации. Разогрев нефти и снижение её вязкости тепловыми методами, в том числе

рассматриваемым в работе методом SAGD, позволяет увеличить коэффициент извлечения нефти.

Текущий коэффициент извлечения нефти, то есть КИН на данный момент времени, показывающий величину извлечённых к настоящему времени запасов по отношению к первоначальным, зависит от стадии разработки месторождения. Наиболее важным показателем является конечный коэффициент извлечения нефти, показывающий величину извлечённых запасов по отношению к первоначальным на момент окончания разработки. Этот показатель входит в проектную документацию и подытоживает экономическую эффективность разработки. Поскольку необходимо заранее знать рентабельность процесса, пока разработка ещё идёт, осуществляют прогноз значений конечного коэффициента извлечения нефти.

На недавно открытых залежах пока имеющейся информации по месторождению недостаточно, конечный КИН оценочно считают с помощью прогнозирующих методов математической статистики. В остальных случаях возможно использование различных корреляций, метода коэффициентов или гидродинамических моделей, которые, однако, требуют адаптации.

В случае наличия нескольких вариантов разработки месторождения из них выбирается тот, который обеспечивает наибольшую экономическую эффективность с учётом затрат. Конечный КИН рассчитывается для каждого из вариантов, но в технической документации принимается тот, который соответствует выбранному варианту разработки.

При применении методов увеличения нефтеотдачи на более поздних стадиях разработки значение конечного КИН может быть переоценено в большую сторону.

Нередко в течение разработки по месторождению поступает новая информация, которая позволяет уточнить значение конечного коэффициента извлечения нефти. Однако существенное изменение КИН приводит к необходимости изменения в проектной документации и обоснования в государственных регулирующих органах. Поэтому особое значение имеет

точный прогноз КИН и выбор рационального варианта разработки ещё на стадии планирования эксплуатации месторождения. Для трудноизвлекаемых запасов конечный КИН и рентабельность процесса тем более важны, поскольку достаточно сильно зависят от применяемой технологии и системы разработки. В настоящей работе рассматривается расчёт КИН за рентабельный период (конечного КИН) для метода парогравитационного дренажа.

Коэффициент извлечения нефти за рентабельный период может быть вычислен по формуле:

$$R_{fr} = \frac{Q_{oc}}{\rho_o h c d m (1 - S_{wr})}, \quad (77)$$

где размерная накопленная добыча нефти за рентабельный период может быть вычислена по формуле

$$Q_{oc} = \int_0^{t_r} Q_o \cdot d \cdot dt, \quad (78)$$

где t_r – время рентабельной разработки.

Приближённо эта формула может быть записана на n -ом расчётном шаге в предложенной модели так:

$$Q_{oc(n)} = \sum_{k=1}^n Q_{o(k)} \Delta t, \quad n = 1, 2, \dots, 6000, \quad (79)$$

где индекс суммирования k означает номер одного из ранее посчитанных шагов, $Q_{o(k)}$ – массовый дебит нефти на k -том шаге.

Коэффициент извлечения нефти за рентабельный период через безразмерные переменные с учётом (32), (47), (74), (78) может быть записан следующим образом:

$$R_{fr} = \frac{R_{oc}}{D_o (1 - S_{wr})}, \quad (80)$$

где безразмерная накопленная добыча нефти на n -ом расчётном шаге

$$R_{oc(n)} = \sum_{k=1}^n R_{o(k)} \Delta \tau, \quad n = 1, 2, \dots, 6000, \quad (81)$$

где $R_{o(k)}$ – безразмерный дебит нефти на k -том шаге.

Рентабельным считается период разработки, пока паронефтяное отношение не превысит критического значения γ т/т.

С другой стороны, известно, что коэффициент извлечения нефти за этот период вычисляется по формуле

$$R_{fr} = K_{sr}K_{or}, \quad (82)$$

где K_{sr} – коэффициент охвата за рентабельный период, K_{or} – коэффициент вытеснения нефти за рентабельный период.

Значит, на коэффициент извлечения нефти влияют как рост паровой камеры и её размеры, так и эффективность вытеснения нефти и самого процесса SAGD. Действительно, очевидно, что чем больше получается максимально достижимый размер паровой камеры, который из (44) и (73) можно повысить, например, при увеличении расхода закачиваемого пара, тем выше охват пласта и тем больше нефти попадает в паровую камеру, разогревается и становится подвижным, что увеличивает КИН. С другой стороны, из-за недостаточного нагрева нефти или её большой вязкости флюид может оставаться неподвижным и, попадая в паровую камеру, не вытесняться, либо эта неполнота вытеснения может быть вызвана ранним прекращением разработки из-за экономической неэффективности.

Кроме того, следует отметить, что повышение расхода пара должно привести к увеличению тепловых потерь, что негативно влияет на размер паровой камеры, кроме того, будет возрастать паронефтяное отношение.

Таким образом, может существовать конкуренция двух коэффициентов – коэффициента охвата пласта и коэффициента вытеснения нефти.

Описанные рассуждения приводят к возможности существования некоторого оптимума КИН, который должен быть обоснован физически. Для этого следует рассмотреть некоторый пласт в сечении, который разрабатывается системой горизонтальных скважин при использовании метода парогравитационного дренажа (Рисунок 10). Пусть добывающие скважины

расположены на некотором расстоянии друг от друга вблизи подошвы пласта, нагнетательные скважины находятся прямо над соответствующими добывающими. Длины всех горизонтальных скважин одинаковы, свойства пласта и флюидов изотропны, геометрия паровой камеры считается треугольной в сечении.

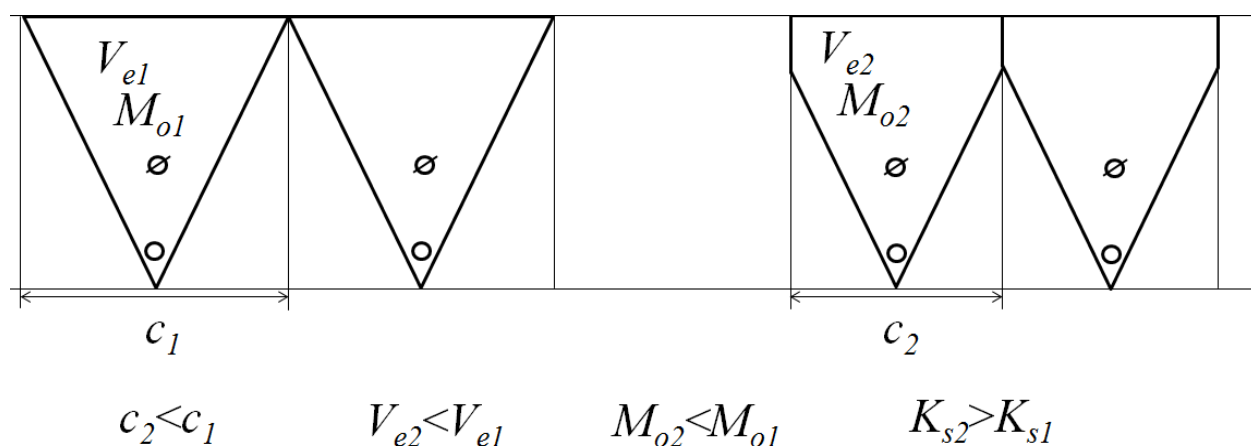


Рис. 10. Влияние системы разработки на эффективность SAGD

Если удельный (на единицу длины горизонтальной скважины) расход пара одинаков, а расстояние между соседними добывающими или нагнетательными скважинами c_1 таково, что перекрытия соседних паровых камер не наблюдается (Рисунок 10), то в удельном объёме (на единицу длины скважины, то есть площади сечения) элемента разработки V_{e1} содержится масса нефти M_{o1} , коэффициент охвата при этом составляет K_{s1} . Если сближать скважины при сохранении прежнего расхода закачиваемого пара, то расстояние между скважинами c_2 и удельный объём элемента разработки V_{e2} будут уменьшаться по сравнению с c_1 и V_{e1} соответственно, тогда и масса нефти в новом элементе разработки M_{o2} окажется меньше M_{o1} . Однако будет наблюдаться перекрытие соседних паровых камер (Рисунок 10), поэтому новый коэффициент охвата K_{s2} будет выше прежнего K_{s1} . Поэтому в паровой камере может оказаться больше нефти именно за счёт повышения охвата, однако в какой-то момент дальнейшее

сближение станет невыгодным, поскольку масса нефти в элементе разработки станет слишком мала.

Стоит отметить, что сближение скважин при сохранении прежнего расхода закачиваемого пара, очевидно, приведёт к большему отношению этого параметра к массе нефти в элементе разработки, что может повысить паронефтяное отношение и уменьшить длительность рентабельного процесса разработки. С другой стороны, даже при меньшей длительности рентабельного процесса, за счёт большего охвата экономически эффективно может быть добыто большее количество нефти, чем при большем удалении скважин.

Все вышеописанные рассуждения поясняют наличие оптимума коэффициента извлечения нефти, положение которого будет зависеть от расстояния между скважинами. Поэтому необходимо провести расчёт процесса и рентабельного КИН при различных расстояниях между скважинами для рекомендации рациональной системы разработки, которую можно применить на практике для реального месторождения.

Очевидно, предлагаемые рекомендации должны быть универсальны по своей сути и не зависеть существенным образом от конкретного месторождения. В таком случае удобнее пользоваться предложенной безразмерной моделью парогравитационного дренажа.

В безразмерной модели комплекс подобия N содержит в себе расстояние между скважинами и характеризует систему разработки. Таким образом, необходимо менять его значения и производить расчёт КИН за рентабельный период (определяемый по превышению паронефтяным отношением критического значения 7 т/т). Полученная таким способом зависимость показана на рисунке 11. Параметры для расчётов, за исключением расстояния между скважинами, взяты из таблицы 2, расстояние между скважинами менялось с учётом (45) и $V_e = hc$ для получения необходимого значения безразмерного комплекса N .

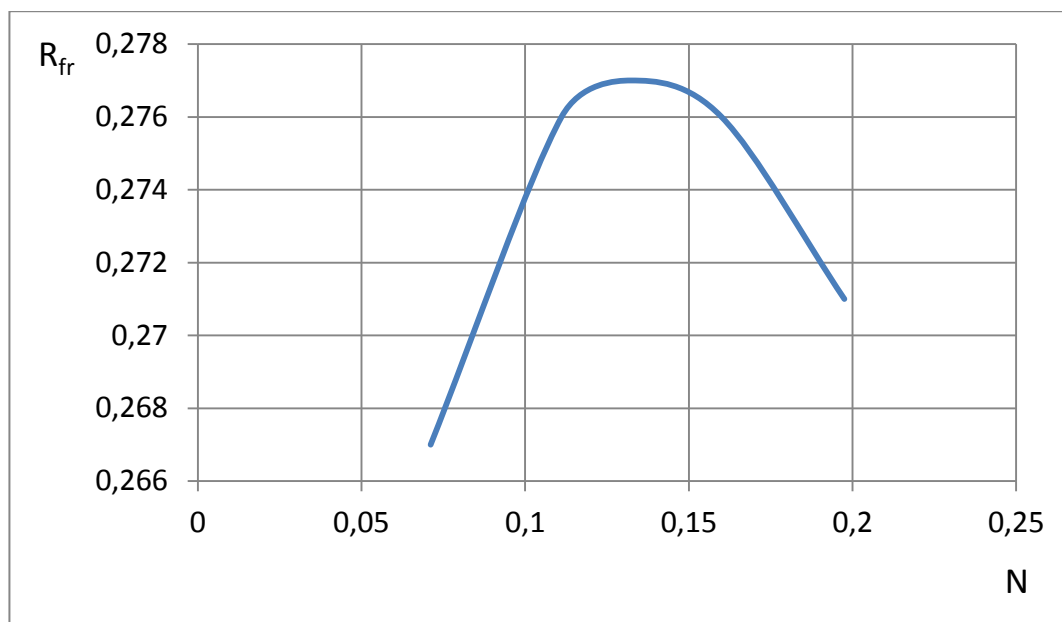


Рис. 11. Зависимость КИН за рентабельный период от системы разработки

Анализ полученной зависимости (Рисунок 11) показывает, что имеется некоторая оптимальная система разработки (характеризуемая в модельном расчёте значением $N=0,132$), когда коэффициент извлечения нефти за рентабельный период максимален. При большем удалении скважин (когда объём элемента разработки увеличивается, а N уменьшается) КИН падает из-за меньшего охвата пласта воздействием. Если сближать скважины сильнее, чем это необходимо для оптимального значения КИН, то, несмотря на повышение коэффициента охвата, будет иметь место уменьшение массы нефти в паровой камере и элементе разработки и снижение коэффициента вытеснения из-за существенного уменьшения длительности рентабельного периода разработки в силу резкого роста паронефтяного отношения.

Для других расчётов процесса парогравитационного дренажа с изменёнными параметрами вид зависимости КИН от системы разработки останется прежним. Это означает, что предложенная методика позволяет найти оптимальное расстояние между скважинами и выбрать систему разработки для любого месторождения, осваиваемого с помощью SAGD, чтобы получить максимальную эффективность процесса и добыть как можно больше нефти.

4.2. ВЕРИФИКАЦИЯ ИНТЕГРАЛЬНОЙ МОДЕЛИ ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНАЖА С ПОМОЩЬЮ РАСЧЁТОВ ЭКСПЕРИМЕНТОВ ЧАНГА И БАТЛЕРА

Любая правильно построенная модель должна корректно отображать реальные данные и давать точные прогнозы и рекомендации для процесса. Поэтому для новых физико-математических моделей необходима их верификация, то есть проверка корректности модели с помощью сопоставления расчётных данных с какими-либо реальными значениями, взятыми из практики применения рассматриваемой технологии. Для метода парогравитационного дренажа, модель которого разработана в настоящей работе, в качестве таких реальных значений можно взять данные экспериментов Чанга и Батлера [Chung, Butler, p. 37-41], поскольку эти эксперименты являются фундаментальными для теории SAGD, и в них была получена форма паровой камеры и динамика её развития.

Особенностью экспериментов Чанга и Батлера [Chung, Butler, p. 37-41] является то, что они были проведены с уменьшенной моделью пористой среды. Расчётные параметры должны соответствовать экспериментальным. С другой стороны, выводы, полученные из этих экспериментов, останутся прежними и для реального месторождения, а полученные результаты будут легко масштабируемы.

Суть экспериментов Чанга и Батлера [Chung, Butler, p. 37-41] заключалась в том, что в установку, состоящую из металлического каркаса с окнами из органического стекла для наблюдения с размерами 22 см по высоте, 35 см по длине и 3 см по толщине, засыпалась модель пористой среды, которая насыщалась высоковязкой нефтью канадского месторождения Cold Lake, разрабатываемого с помощью метода парогравитационного дренажа.

Залежь Cold Lake расположена на востоке провинции Альберта (ближе к её центру) в Канаде. Именно в этой провинции началось опытное применение метода парогравитационного дренажа на практике, поскольку содержащаяся в

пластах провинции Альберта нефть имеет очень высокую вязкость, достигающую 100000 мПа·с. Порода месторождения Cold Lake представляет собой битуминозные пески. Несмотря на обнаружение нефти ещё в XIX веке, промышленная разработка этого месторождения началась только в 70-х гг. прошлого века, когда Батлер предложил технологию парогравитационного дренажа [Батлер, с. 9].

Как правило, канадские месторождения провинции Альберта имеют высокие значения пористости и проницаемости, средние и высокие значения мощности пласта (от 20 м до 40 м), небольшие глубины залегания, что делает доставку пара на забой скважины более простой. Достаточные значения мощности пласта обеспечивают невысокие тепловые потери, что способствует эффективности применения метода парогравитационного дренажа.

Единственным осложнением разработки месторождений провинции Альберта является высокая вязкость пластового флюида, из-за чего скорости фильтрации и дебиты нефти низки. Попытка разработки месторождений традиционными методами не привела к успеху, КИН оказался очень малым, в пределах статистической погрешности оценок, а дебит нефти – практически нулевым. Экономически эффективная разработка месторождения Cold Lake началась с применением метода парогравитационного дренажа, хотя на части скважин, где нефтенасыщенные толщины невелики, применяется паротепловая обработка призабойных зон скважин.

В установке было 2 отверстия на всю её толщину. Нижнее отверстие было проделано на расстоянии 1 см от нижней границы установки, имитирующей подошву пласта. Само отверстие имитировало добывающую скважину и позволяло осуществлять отбор флюида из пористой среды в процессе модельной разработки. Над этим отверстием на расстоянии 1 см находилось второе отверстие, имитирующее нагнетательную скважину. Через него осуществлялась закачка пара под давлением 153 кПа при температуре 109°C. Установка была оснащена датчиками температуры на всём её сечении, по значениям

температуры можно было построить изотермы для анализа формы паровой камеры. В эксперименте рассматривалась основная стадия парогравитационного дренажа, стадия предварительного прогрева не исследовалась, поскольку она не влияет на форму паровой камеры. Исследовался только один элемент разработки, однако форма паровой камеры могла соответствовать гипотетическому перекрытию камер, когда угол раствора паровой камеры превысит значение, соответствующее необходимому для равнобедренного треугольника с основанием, равным длине модельной установки. Результаты экспериментов показаны на рисунке 3.

Данные из этих экспериментов, необходимые для расчётов, приведены в таблице 3. Температура камеры и вязкость нефти считались постоянными по всей длине горизонтальной скважины из-за её небольшой длины в экспериментах. Подбирался только расход пара, поскольку он не указан в статье [Chung, Butler, p. 37-41]. Коэффициенты теплоотдачи взяты для оргстекла, поскольку оно было вмонтировано в стенки экспериментальной установки для наблюдения за процессом. Соотношение между коэффициентами теплоотдачи в различных направлениях взято из модели Эдмундса и Петерсона [Edmunds, Peterson, p. 2-5]. Расчёты велись с помощью безразмерной модели парогравитационного дренажа, поскольку модель именно в таком виде наиболее универсальна для оценки влияния параметров на процесс и постановку рекомендаций. По взятым размерным параметрам были рассчитаны безразмерные комплексы подобия (43) – (53) и (55), (56).

Поле температур, отслеживаемое по специальным датчикам, в опытах позволяло судить о геометрии паровой камеры (Рисунок 3). Поскольку эта камера заполнена паром при температуре 109°C, именно соответствующая изотерма выступает в качестве границы паровой камеры, с ней идёт сопоставление расчётной геометрии паровой камеры.

Размерные параметры, используемые для верификации модели по экспериментам Чанга и Батлера [Chung, Butler, p. 37-41]

Параметр	Значение
T_o	20°C
T_s	109°C
h	0,21 м
m	0,39
$C_r; C_w; C_s; C_o$	2500 Дж/(кг·К); 4200 Дж/(кг·К); 4400 Дж/(кг·К); 4500 Дж/(кг·К)
$\rho_w; \rho_s; \rho_o; \rho_r$	1000 кг/м ³ ; 50 кг/м ³ ; 850 кг/м ³ ; 2500 кг/м ³
$\mu_o; \mu_w; \mu_s$	5 сП; 1 сП; 0,0899 сП
$\Delta p_i / \Delta p_p$	0,3
Q_s	0,0576 т/(м·сут.)
l	$2,3 \cdot 10^6$ Дж/кг
α_1	0,264 Вт/(м ² ·К)
α_2	0,8 Вт/(м ² ·К)
d	0,03 м
S_{wr}	0
S_{or}	0
c	0,35 м

Для того чтобы построить сечение паровой камеры, аналогичное рисунку 3, из результатов расчётов, переведённых обратно в размерный вид, необходимо взять значения объёма паровой камеры, вертикальной координаты её верхней правой точки, угла раствора камеры и времени процесса, при котором эти значения получены. Таким образом, можно построить сечение паровой камеры и сопоставить его с экспериментальными результатами, что показано на рисунке 12, где расчётная геометрия паровой камеры показана розовым цветом,

и оставлена для удобства сопоставления только изотерма с температурой 109°C , отмеченная чёрной линией. Отмечены горизонтальная y и вертикальная z координаты. В рассмотренном случае на рисунке 12 горизонтальная координата паровой камеры отсчитывалась от левого угла элемента разработки, в расчётах координаты оставлены в прежнем виде, пересчёт произведён уже при построении геометрии камеры для сопоставления с экспериментами Чанга и Батлера [Chung, Butler, p. 37-41].

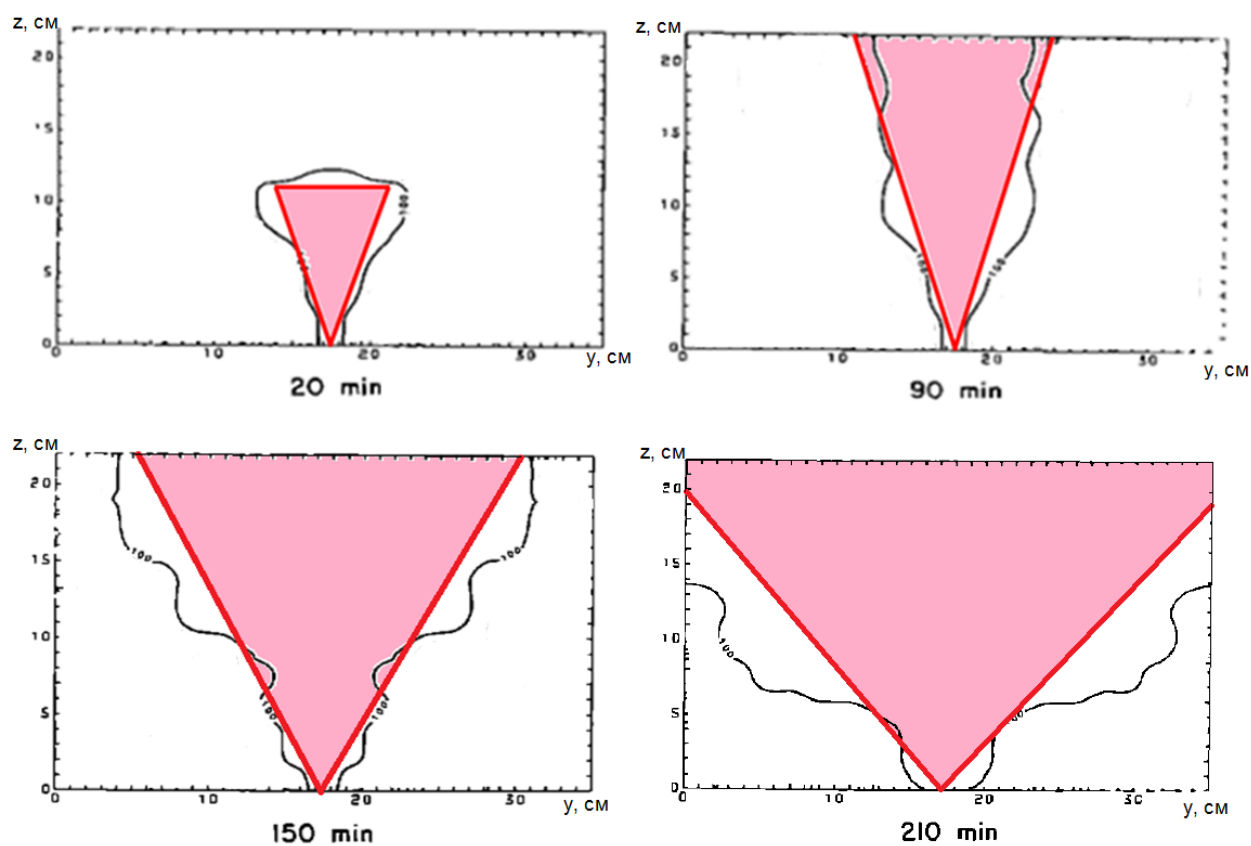


Рис. 12. Сравнение геометрии паровой камеры по результатам расчётов с экспериментами Чанга и Батлера [Chung, Butler, p. 37-41]

Из расчёта следует, что в первый момент времени паровая камера достаточно быстро принимает значение некоторого угла раствора, равного около 29° как в расчётах, так и в экспериментах. Это обосновано уже сформированной тепловой связью между нагнетательной и добывающей скважинами на стадии предварительного прогрева и закачкой пара во всех направлениях от

нагнетательной скважины с углом для сечения, равным 360° . В момент времени 20 мин высота камеры составляет около 12 см как в экспериментах, так и в расчётах. Единственное отличие – несколько приближённое описание краёв паровой камеры острыми углами треугольника в модели по сравнению с реальным распространением пара, которое имеет более сложную геометрию искривлённых линий.

В следующие моменты времени камера начинает интенсивный рост в вертикальном направлении, при этом её угол раствора вблизи добывающей скважины остаётся примерно постоянным. Описанный эффект обосновывается преимущественным распространением пара вверх по сравнению с его распространением в боковые стороны, поскольку пар имеет плотность на несколько порядков меньше, чем плотность воды и нефти, что и обуславливает такое гравитационное разделение флюидов. Рост камеры как в модели, так и в расчётах продолжается примерно 90 минут (Рисунок 12).

Когда камера достигает кровли пласта, являющейся непроницаемой в модели и стенкой для эксперимента, сохраняется только рост прогретой области в стороны. На этой стадии пар, достигнув кровли пласта, из-за теплообмена отдаёт своё количество теплоты содержимому пласта, разогревая флюиды, снижая вязкость нефти и увеличивая её подвижность, частично передаёт теплоту скелету породы, кроме того, часть теплоты теряется в кровлю пласта и в боковые стороны камеры. После этого пар постепенно распространяется в горизонтальном направлении (поскольку кровля непроницаема), конденсируется, превращаясь в воду, и стекает по стенкам паровой камеры к добывающей скважине вместе с нефтью. В это время продолжается теплообмен в горизонтальном направлении, обеспечивающий соответствующий рост камеры и повышение охвата пласта.

На момент времени 150 мин угол раствора паровой камеры как в расчётах, так и в экспериментах составляет около 58° , что говорит о верификации модели. Действительно, расчётная геометрия сечения паровой камеры хорошо сходится с экспериментальными данными Чанга и Батлера [Chung, Butler, p. 37-41] на

протяжении периода от начала процесса до 150 мин. Достигается также совпадение наблюдаемых эффектов на стадии роста паровой камеры.

Единственным отличием расчётов от экспериментальных результатов является последняя стадия процесса, когда должно наблюдаться перекрытие паровых камер, например, при 210 мин (Рисунок 12). В этот момент времени в модели и на реальном месторождении соседние сечения паровых камер накладываются друг на друга, образуя единую систему, в то время как в экспериментах в это время росту паровой камеры и продвижению пара мешает боковая стенка установки, из-за чего пар распространяется несколько ниже и при большем угле раствора, чем это следует из численных расчётов.

Рост паровой камеры в боковые стороны продолжается до тех пор, пока тепловые потери не сравняются с закачиваемой теплотой. Тогда наступает стабилизация коэффициента охвата и прекращение роста объёма паровой камеры. Далее продолжается процесс добычи нефти, пока он является экономически выгодным, то есть пока не будет достигнуто превышение паронефтяным отношением критического значения 7 т/т [Farouq Ali, p. 1-6].

Описанные эффекты справедливы для любого процесса SAGD при масштабировании на реальном месторождении.

Таким образом, результаты расчётов с хорошей точностью сходятся с экспериментальными данными Чанга и Батлера [Chung, Butler, p. 37-41], что говорит о корректности модели и правильности прогнозов при её использовании. В таком случае её можно применять для расчёта процесса парогравитационного дренажа на реальном месторождении тяжёлой нефти, какие имеются в России, например, на Ярегском или Русском месторождениях.

4.3. ВЕРИФИКАЦИЯ ИНТЕГРАЛЬНОЙ МОДЕЛИ ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНАЖА С ПОМОЩЬЮ РАСЧЁТОВ ПО МЕСТОРОЖДЕНИЮ СИНЬЦЗЯН

Несмотря на успешную верификацию предложенной модели парогравитационного дренажа с помощью расчётов экспериментов Чанга и Батлера [Chung, Butler, p. 37-41], наиболее убедительным в качестве построения модели является расчёт некоторого реального объекта, разрабатываемого с помощью метода парогравитационного дренажа.

В последнее время существенные успехи в применении метода SAGD к месторождениям высоковязкой нефти имеют китайские инженеры [Исследование трёх моделей..., с. 2-13]. Значительная часть таких месторождений сосредоточена в Синьцзян-Уйгурском автономном районе на северо-западе Китая. Поэтому в качестве данных для верификации модели можно взять имеющуюся информацию по месторождению Синьцзян, относящемуся к описанному району. Однако, прежде чем рассмотреть данные по этому месторождению, возникающие эффекты и процесс верификации, следует описать конструкцию и применение горизонтальных скважин.

Горизонтальными считаются скважины, у которых угол отклонения от вертикали традиционно составляет 90° . Однако из-за искривления траекторий при бурении, что обуславливается геомеханическими расчётами, горизонтальной может называться скважина, которая вскрывает пласт по горизонтали на расстоянии большем мощности пласта минимум в два раза. Применение горизонтальных скважин обусловлено необходимостью повышения области дренирования для увеличения притока и дебита флюида.

Этот вид скважин широко применяется при разработке низкопроницаемых пластов, трудноизвлекаемых запасов, в пластах малой мощности и при необходимости применения гидравлического разрыва пласта. На практике установлено, что продуктивность горизонтальной скважины превышает аналогичный показатель для вертикальной скважины в три-пять раз. При

использовании горизонтальной скважины в процессе разработки её область дренирования приближённо является эллипсом [Басниев, Кочина, Максимов, с. 126-129]. Чем больше длина горизонтальной скважин, тем больше её охват пласта и тем выше продуктивность.

Из недостатков горизонтальных скважин можно отметить их дороговизну и сложность технологий бурения, хотя в последнее время они постоянно совершенствуются, что способствует более широкому применению этого вида скважин.

Горизонтальная скважина бурится с некоторым радиусом кривизны R , причём её искривление от вертикали начинается в так называемой точке срезки (Рисунок 13) [Батлер, с. 26]. Часть скважины, выходящая после искривления на горизонтальный участок в продуктивном пласте, показанном серым на рис. 13, называется «пяткой» (отмечена точкой на рисунке 13), забой скважины с отверстием называется «носом» (отмечен соответствующей точкой на рисунке 13).

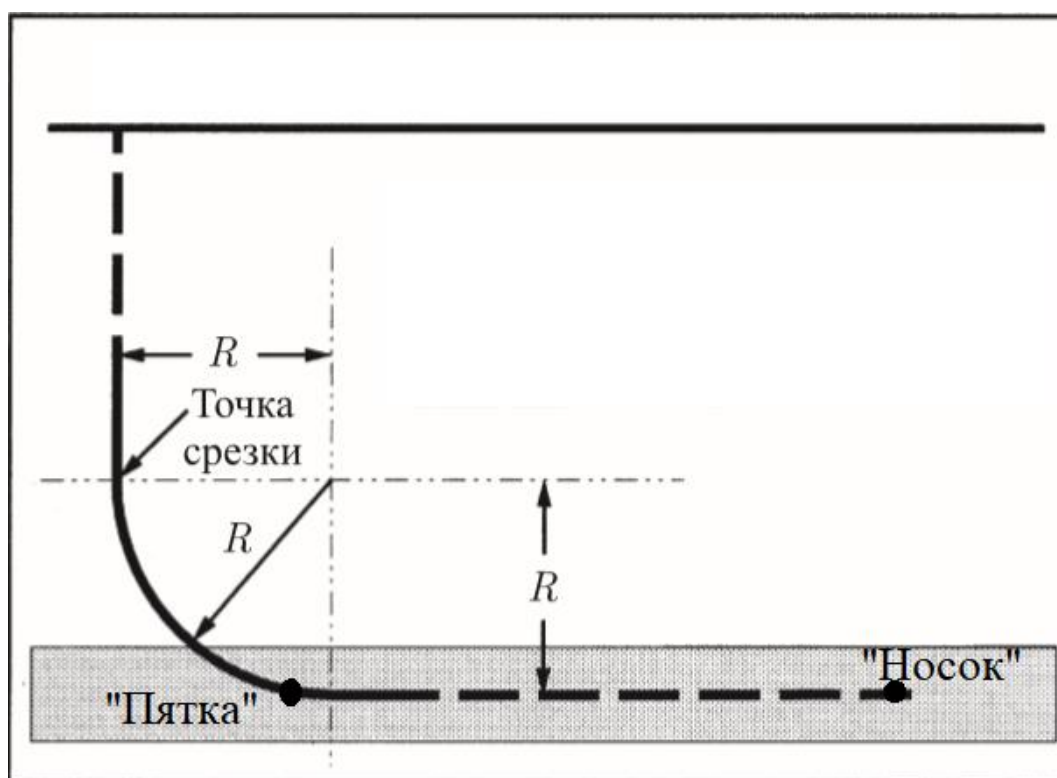


Рис. 13. Горизонтальная скважина [Батлер, с. 26]

Месторождение нефти Синьцзян разрабатывается с помощью различных методов, в том числе с помощью метода парогравитационного дренажа [Исследование трёх моделей..., с. 2-13]. На этом месторождении были обнаружены большие запасы нефти, в то время как коллекторы имеют низкую проницаемость. Пластовый флюид может иметь как невысокие значения вязкости (менее 10 мПа·с) [Feasibility study..., р. 1-6], так и экстремально высокие (почти $3 \cdot 10^6$ мПа·с) в зависимости от пласта. В последнем случае применяются методы увеличения нефтеотдачи, в частности парогравитационный дренаж. Глубина залегания пластов находится в диапазоне среднемировых значений. Пластовая температура невысокая. Первоначально месторождение разрабатывалось с помощью заводнения, однако из-за низкой проницаемости пласта, а в ряде случаев – и высокой вязкости флюида, этот опыт не оказался успешным. Поэтому на месторождении стали применяться методы увеличения нефтеотдачи, в пластах с низкой вязкостью – газовые методы, с высокой – парогравитационный дренаж. Последний случай вызывает интерес в настоящей работе, поскольку содержит данные, необходимые для верификации интегральной модели процесса SAGD, описанной в предыдущей главе.

Си и его соавторы опубликовали работу [Исследование трёх моделей..., с. 2-13] об опыте промыслового применения метода парогравитационного дренажа. На практике наблюдался интересный эффект, связанный с доставкой на «носик» скважины меньшего количества теплоты с паром, чем на её «пятку», поскольку пар из-за тепловых потерь через стенки скважины остывает. Чем больше длина горизонтальной скважины и чем больше характеристики ствола скважины способствуют тепловым потерям, тем сильнее падает температура пара, что негативным образом сказывается на процессе парогравитационного дренажа. Тогда нефть нагревается меньше, её вязкость снижается не так сильно, подвижность остаётся невысокой, дебит – небольшим.

В работе [Исследование трёх моделей..., с. 2-13] было выделено 3 случая распределения температуры по стволу скважины, для каждого из которых

необходимо своё практическое решение для максимальной эффективности процесса SAGD. В первом случае перепад температур между «пяткой» и «носом» горизонтальной скважины не превосходит 30°C, тогда весь пласт вокруг скважины по всей её длине вовлечён в процесс парогравитационного дренажа. Температура «пятки» горизонтальной скважины, очевидно, выше. Во втором случае разница температур между «пяткой» и «носом» составляет от 30°C до 100°C, тогда «носок» скважины и окружающее его пространство вовлечено в процесс лишь частично, нефть менее подвижна. Поэтому необходимо использование электронагревателей на забое скважины. В третьем случае разница температур между «пяткой» и «носом» горизонтальной скважины превышает 100°C, тогда «носок» вообще не вовлечён в процесс SAGD, как и окружающее пространство, нефть считается неподвижной. Тогда необходимо бурение вспомогательной нагнетательной вертикальной скважины в этом месте для разогрева нефти и увеличения её подвижности и дебита [Исследование трёх моделей..., с. 2-13].

Все описанные эффекты установлены практическими наблюдениями китайских инженеров [Исследование трёх моделей..., с. 2-13]. Прогноз таких эффектов для своевременного принятия необходимых мероприятий с помощью модели SAGD ещё не осуществлялся, поэтому он будет проведён совместно с верификацией модели.

Расчётные данные, взятые по месторождению Синьцзян [Исследование трёх моделей..., с. 2-13, Feasibility study..., р. 1-6, CO₂ assisted steam..., р. 1-12], приведены в таблице 4. Соотношение коэффициентов теплоотдачи взято по модели Эдмундса и Петерсона [Edmunds, Peterson, р. 2-5].

В качестве результатов расчётов по модели для сравнения с промысловыми данными взято два ключевых технологических показателя: коэффициент извлечения нефти за рентабельный период и обводнённость продукции за этот же период. Ограничивающее рентабельность процесса паронефтяное отношение принято равным 7 т/т [Farouq Ali, р. 1-6]. Сопоставление этих данных с промысловыми проводилось для скважины с малым перепадом температур,

поэтому значения температуры пара и вязкости считалось постоянным и равным T_{s1} и рассчитанному из (28) значению соответственно.

Таблица 4

Размерные параметры, используемые для верификации модели по промышленным данным месторождения Синьцзян [Исследование трёх моделей..., с. 2-13, Feasibility study..., р. 1-6, CO2 assisted steam..., р. 1-12]

Параметр	Значение
T_o	50°C
T_{s1}	170°C
T_{s2}	130°C
h	20,1 м
m	0,305
$C_r; C_w; C_s; C_o$	500 Дж/(кг·К); 4200 Дж/(кг·К); 4400 Дж/(кг·К); 4500 Дж/(кг·К)
$\rho_w; \rho_s; \rho_o; \rho_r$	1000 кг/м ³ ; 50 кг/м ³ ; 850 кг/м ³ ; 2500 кг/м ³
$\mu_w; \mu_s$	1 сП; 0,0899 сП
$\mu_{o0}; C_T$	$3 \cdot 10^{15}$ Па·с; 0,096 1/К
$\Delta p_i / \Delta p_p$	0,21
Q_s	0,163 т/(м·сут.)
l	$2,3 \cdot 10^6$ Дж/кг
α_1	0,165 Вт/(м ² ·К)
α_2	0,5 Вт/(м ² ·К)
d	490 м
S_{wr}	0,2
S_{or}	0,3
c	30 м

Эффекты, связанные с уменьшением температуры вдоль ствола скважины, сравнивались уже при использовании зависимости температуры пара от горизонтальной координаты вдоль ствола скважины (27) и при расчёте вязкости по формуле (28) с подстановкой соответствующей температуры пара.

Большое значение константы μ_{00} обусловлено стремлением обратной зависимости к бесконечности при малых значениях температуры теплоносителя (не достижимых на практике).

По результатам расчётов для скважины с малым перепадом температур (менее 30°C) получено, что коэффициент извлечения нефти за рентабельный период составляет примерно 0,17. Промысловый КИН равен 0,19. Обводнённость продукции за этот же период по результатам расчётов равна примерно 82 %, из промысловых данных следует, что она равна 78 %. Это говорит о хороших прогностических способностях разработанной модели и о её верификации, поскольку 2 ключевых технологических параметра, определяющих экономическую эффективность процесса парогравитационного дренажа – обводнённость продукции и коэффициент извлечения нефти – сходятся по результатам расчётов по модели с промысловыми данными в пределах точности около 10 %.

Значения коэффициента извлечения нефти для этого случая в зависимости от безразмерного времени процесса приведены на рисунке 14.

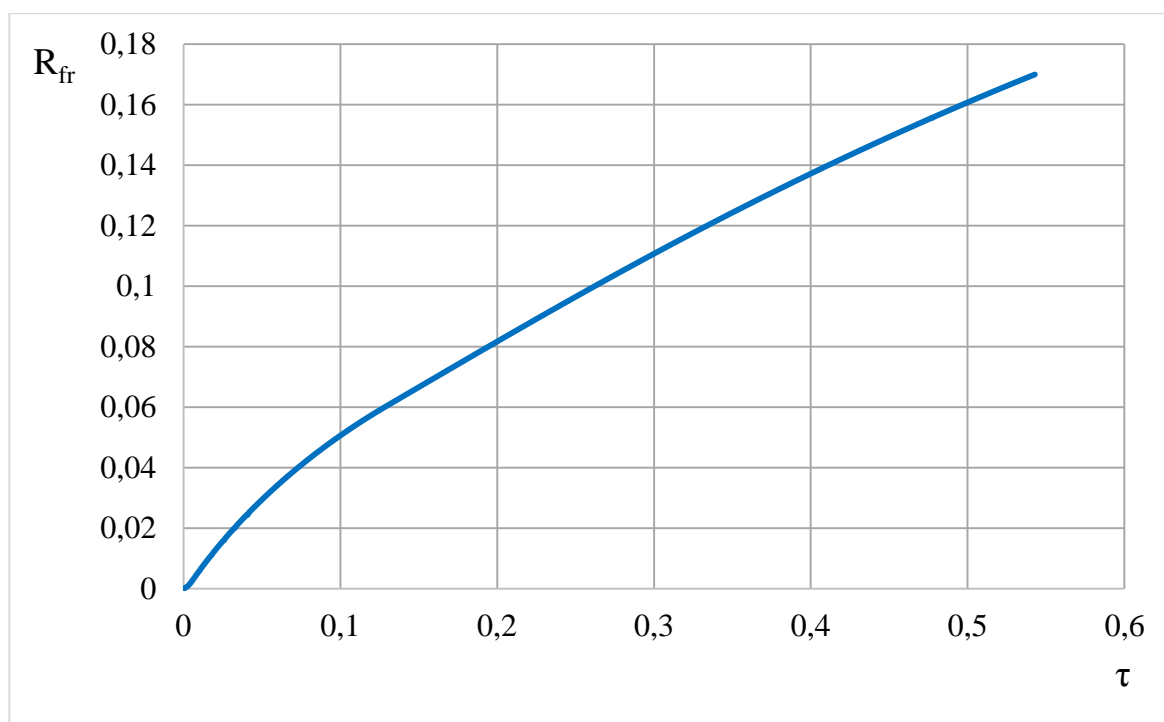


Рис. 14. Зависимость КИН от времени процесса по результатам расчёта для месторождения Синьцзян

Анализ этой зависимости показывает, что КИН возрастает, однако его скорость роста постепенно уменьшается. В то же время, достигнув своего итогового значения за рентабельный период 0,17, КИН не успевает стабилизироваться, что свидетельствовало бы о нулевом дебите нефти. Значит, паронефтяное отношение раньше достигает критического значения 7 т/т, что обусловлено низкими, но не нулевыми дебитами нефти по сравнению с расходом закачиваемого пара.

При больших значениях перепада температур по длине скважины (40°C, что находится в диапазоне между 30°C и 100°C) наблюдаются следующие эффекты: на «пятке» скважины, что соответствует координате $\zeta=0$ м, коэффициент охвата пласта составляет 0,594, безразмерный максимальный дебит нефти равен 0,503, КИН за рентабельный период достигает 0,17, на некотором удалении от «пятки» при $\zeta=10$ м коэффициент охвата пласта составляет 0,598, безразмерный максимальный дебит нефти равен 0,480, КИН за рентабельный период достигает 0,16, на «носке» при $\zeta=d=490$ м коэффициент

охвата пласта составляет 0,769, безразмерный максимальный дебит нефти равен 0,026, КИН за рентабельный период равен всего 0,001, что означает, что «носок» скважины не вовлечён в процесс. Таким образом, при наличии перепада температур между «пяткой» и «носком» горизонтальной скважины больше 30°C температура пара при движении от «пятки» к «носку» снижается из-за тепловых потерь через стенки скважины, однако коэффициент охвата увеличивается, поскольку меньшая температура закачиваемого пара снижает тепловые потери через стенки паровой камеры и способствует более позднему выравниванию закачиваемой теплоты с тепловыми потерями. Но этот положительный эффект не приводит к успешной разработке, поскольку в случае падения температуры закачиваемого пара вязкость нефти повышается, её подвижность снижается, дебит и коэффициент извлечения нефти существенно уменьшаются, что во многом согласуется с промысловыми наблюдениями [Исследование трёх моделей..., с. 2-13].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате работы можно сделать следующие выводы:

1. Парогравитационный дренаж является одним из наиболее перспективных методов разработки месторождений высоковязкой нефти. Однако ранее простой модели, учитывающей все необходимые эффекты и прогнозирующей основные технологические показатели процесса SAGD при небольшом количестве входных данных, не существовало.
2. Созданная интегральная модель процесса парогравитационного дренажа в безразмерном виде позволяет провести расчёт процесса за непродолжительное время, дать универсальные рекомендации по выбору оптимальной системы разработки с помощью оценки влияния различных факторов.
3. Осуществлён прогнозный расчёт всех стадий процесса парогравитационного дренажа на модельном объекте. Асимптотический анализ модели впервые показывает существование критического расхода пара, необходимого для успешного формирования теплового канала между скважинами на стадии предварительного прогрева, а также предсказывает максимальный объём паровой камеры и охват процесса воздействием. На основной стадии коэффициент охвата постепенно возрастает и стремится к асимптотическому значению, массовый дебит нефти, после достижения некоторого максимального значения, стремится к нулю, массовый дебит воды стремится к массовому расходу закачиваемого пара, что обусловлено конденсацией последнего в воду и сохранением массы. Обводнённость продукции постепенно стремится к 1, кроме того, резко возрастает паронефтяное отношение.
4. Ограничивающим рентабельность процесса параметром является паронефтяное отношение. Конкуренция двух факторов при сближении

рядов скважин – повышения охвата пласта и уменьшения массы нефти в элементе разработки – приводит к наличию оптимального расстояния между скважинами, соответствующего оптимальной системе разработки для достижения максимального коэффициента извлечения нефти за рентабельный период.

5. Предложенная модель верифицирована с помощью расчётов по экспериментам Чанга и Батлера, где она обеспечивает хорошее совпадение расчётной динамики развития паровой камеры с экспериментальной, и с помощью расчётов по промысловым данным месторождения Синьцзян, где рассчитанные по этой модели КИН и обводнённость за рентабельный период разработки сопоставимы с аналогичными промысловыми показателями.

Таким образом, метод парогравитационного дренажа сегодня находит всё более широкое применение на практике из-за увеличения доли трудноизвлекаемых запасов, в том числе высоковязкой нефти, среди всех ресурсов. Для его эффективного применения необходимо моделирование и осуществление прогнозных расчётов. Существующие модели и гидродинамические симуляторы требуют большого объёма входных данных и не позволяют за короткие сроки осуществить прогноз основных технологических параметров процесса. Кроме того, гидродинамические симуляторы дорогостоящи и требуют сложной адаптации модели, занимающей несколько месяцев.

Интегральная модель процесса SAGD, предложенная в этой работе, позволяет решить описанные проблемы. Она не требует большого объёма входных данных и позволяет быстро спрогнозировать основные технологические показатели процесса парогравитационного дренажа, в том числе путём асимптотического анализа. Модель предложена как в размерном, так и в безразмерном виде, удобном для анализа вклада тех или иных эффектов на процесс. Модель верифицирована и позволяет дать универсальные рекомендации по выбору оптимальной системы разработки процесса SAGD. В

будущем эта модель может быть применена для расчёта процесса парогравитационного дренажа на реальном месторождении высоковязкой нефти в России.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. A New Analytical Model for the SAGD production phase / M. Nukhaev, V. Pimenov, A. Shandrygin [et al.] // Society of Petroleum Engineers. 2006. Conference paper SPE-102084-MS-P. 4 p.
2. Birrell G.E., Aherne A.L., Seleshanko D.J. Cyclic SAGD – economic implications of manipulating steam injection rates in SAGD projects – re-examination of the Dover project // Petroleum Society of Canadian Institute of Mining, Metallurgy and Petroleum. 2003. Conference paper №2003-177. 13 p.
3. Butler R.M., McNab G.S., Lo H.Y. Theoretical studies on the gravity drainage of heavy oil during steam heating // Canadian Journal of Chemical Engineering. 1981. Vol. 59, № 4. P. 455-460.
4. Chung K.H., Butler R.M. Geometrical effect of steam injection on the formation of emulsions in the steam-assisted gravity drainage process // The Journal of Canadian Petroleum Technology. 1988. Vol. 27, № 1. P. 36-42.
5. Closmann P.J. Simplified gravity-drainage oil-production model for mature steamfloods // SPE Reservoir Engineering. 1995. Vol. 10, № 2. P. 143-148.
6. CO₂ assisted steam flooding technology after steam flooding – a case study in block J6 of Xinjiang oilfield / C. Xi, Z. Qi, T. Liu [et al.] // Society of Petroleum Engineers. 2019. Conference paper SPE-196767-MS. 13 p.
7. Denney D. Dynamic economic indicator to evaluate SAGD performance // Journal of Petroleum Technology. 2006. Vol. 58, № 12. P. 64-67.
8. Edmunds N., Peterson J. A unified model for prediction of CSOR in steam-based bitumen recovery // Petroleum Society of Canadian Institute of Mining, Metallurgy and Petroleum. 2007. Conference paper №2007-027. 12 p.
9. Farouq Ali S.M. Life after SAGD – 20 years later // Society of Petroleum Engineers. 2016. Conference paper SPE-180394-MS. 7 p.

10. Feasibility of wider well spacing with solvent aided process: a field test based investigation / S. Gupta, S. Gittins, A. Benzvi [et al.] // Society of Petroleum Engineers. 2015. Conference paper SPE-174411-MS. 20 p.
11. Feasibility study of air injection for IOR in low permeability oil reservoirs of XinJiang oilfield China / S. Hou, S.R. Ren, W. Wang [et al.] // Society of Petroleum Engineers. 2010. Conference paper SPE-131087. 12 p.
12. Garipov T.T., Voskov D.V., Tchelepi H.A. Rigorous coupling of geomechanics and thermal-compositional flow for SAGD and ES-SAGD operations // Society of Petroleum Engineers. 2015. Conference paper SPE-174508-MS. 16 p.
13. Ghasemi M., Whitson K.H. Compositional variation in SAGD // Society of Petroleum Engineers. 2015. Conference paper SPE-175022-MS. 24 p.
14. Heidari M., Hejazi S.H., Farouq Ali S.M. Steam-assisted gravity-drainage performance with temperature-dependent properties – a semianalytical approach // SPE Journal. 2017. Vol. 22, № 3. P. 902-911.
15. Improvement of drilling technology for the Yarega heavy oil field development by SAGD method with counter producing and injecting wells / M.V. Chertenkov, D.S. Loparev, G.V. Buslaev [et al.] // Society of Petroleum Engineers. 2014. Conference paper SPE-171275-MS. 16 p.
16. Khisamov R., Zaripov A., Shaikhutdinov D. Best configuration of horizontal and vertical wells for heavy oil thermal recovery from thin net pay zones // Society of Petroleum Engineers. 2015. Conference paper SPE-176702-MS. 9 p.
17. Liebe H.R., Butler R.M. A study of the use of vertical steam injectors in the steam-assisted gravity drainage process // Petroleum Society of CIM and AOSTRA. 1991. Conference paper CIM/AOSTRA 91-32. 16 p.
18. Li Q., Chen Z. A new analysis on the convective heat transfer at the edge of the SAGD chamber // Society of Petroleum Engineers. 2015. Conference paper SPE-175063-MS. 21 p.

19. Nascimento C.M. Design, optimization and operation of SAGD wells using dynamic flow simulations // Society of Petroleum Engineers. 2016. Conference paper SPE-180459-MS. 25 p.
20. Novel expanding solvent-SAGD process “ES-SAGD” / T.N. Nasr, G. Beaulieu, H. Golbeck [et al.] // The Journal of Canadian Petroleum Technology. 2003. Vol. 42, № 1. P. 13-16.
21. Pooladi-Darvish M., Tortike W.S., Farouq Ali S.M. A new semi-analytical model for thermal recovery processes // Society of Petroleum Engineers. 1995. Conference paper SPE-29660. 12 p.
22. Pooladi-Darvish M., Farouq Ali S.M. Non-isothermal gravity drainage under conduction heating // Petroleum Society of CIM and AOSTRA. 1994. Conference paper CIM/AOSTRA 94-65. 11 p.
23. Problems and solutions for shallow heavy oil production / R.R. Ibatullin, N.G. Ibragimov, R.S. Khisamov [et al.] // Society of Petroleum Engineers. 2012. Conference paper SPE-161998. 4 p.
24. Re-examination of fingering in SAGD and ES-SAGD / D. Ji, S. Yang, H. Zhong [et al.] // Society of Petroleum Engineers. 2016. Conference paper SPE-180708-MS. 12 p.
25. Reis J.C. A steam-assisted gravity drainage model for tar sands: linear geometry // The Journal of Canadian Petroleum Technology. 1992. Vol. 31, № 10. P. 14-20.
26. SAGD operating strategies / T.N. Nasr, H. Golbeck, G. Korpany [et al.] // Society of Petroleum Engineers. 1998. Conference paper SPE-50411. 14 p.
27. Saks D., Kyanpour M., Onamade O. Evaluation of thermal efficiency of the pre-heat period in the SAGD process for different completion methods // Society of Petroleum Engineers. 2015. Conference paper SPE-174450-MS. 29 p.
28. Scott Ferguson F.R., Butler R.M. Steam-assisted gravity drainage model incorporating energy recovery from a cooling steam chamber // The Journal of Canadian Petroleum Technology. 1988. Vol. 27, № 5. P. 75-83.

29. Shin H., Polikar M. New economic indicator to evaluate SAGD performance // Society of Petroleum Engineers. 2005. Conference paper SPE-94024. 7 p.
30. Steam chamber development and production performance prediction of steam assisted gravity drainage / S. Wei, L. Cheng, S. Huang [et al.] // Society of Petroleum Engineers. 2014. Conference paper SPE-170002-MS. 10 p.
31. Steam circulation strategies in the Fengcheng SAGD project to achieve enhanced conformance and production: a case study / Y. Wu, X. Li, X. Liu [et al.] // Society of Petroleum Engineers. 2015. Conference paper SPE-174436-MS. 9 p.
32. Wang C., Leung J.Y. Characterizing the effects of lean zones and shale distribution in steam-assisted-gravity-drainage recovery performance // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. 2015. Vol. 18, № 3. P. 329-345.
33. Yang B., Xu B., Yuan Y. Probabilistic analysis on the caprock integrity during SAGD operations // Society of Petroleum Engineers. 2016. Conference paper SPE-180704-MS. 13 p.
34. Антониади Д.Г., Гарушев А.Р., Ишханов В.Г. Настольная книга по термическим методам добычи нефти. Краснодар: Советская Кубань, 2000. 464 с.
35. Арнольд Л.В., Михайловский Г.А., Селиверстов В.М. Техническая термодинамика и теплопередача. 2-е изд., перераб. Москва: Высшая школа, 1979. 446 с.
36. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика: учебник для вузов. Москва: Недра, 1993. 416 с.
37. Батлер Р.М. Горизонтальные скважины для добычи нефти, газа и битумов. Пер. с англ. А.А. Козина. Москва: Институт компьютерных исследований; Ижевск: Регулярная и хаотическая динамика, 2010. 536 с.

38. Башкирцева Н.Ю. Высоковязкие нефти и природные нефти // Вестник Казанского технологического университета. 2014. Том 17, № 19. С. 296-299.
39. Гильманов А.Я., Шевелёв А.П. Моделирование перспективных направлений применения технологий парогравитационного дренажа // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2018. Том 4, № 1. С. 39-54.
40. Гиматулинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта. 2-е изд., перераб. и доп. Москва: Недра, 1971. 312 с.
41. Исследование трёх моделей разработки неоднородных залежей сверхвязкой нефти при помощи технологии SAGD и мер по их совершенствованию / Ч. Си, Ч. Ян, С. Ду [и др.] // Society of Petroleum Engineers. 2019. Статья с конференции SPE-196762-RU. 14 с.
42. Кислицын А.А. Тепломассоперенос в многофазных системах под воздействием высокочастотного электромагнитного излучения: специальность 01.04.14 Теплофизика и теоретическая теплотехника: автореферат дис. доктора физ.-мат. наук. Тюмень, 1997. 44 с.
43. Корн Г., Корн Т. Справочник по математике (для научных работников и инженеров). Пер. с англ. Москва: Наука, Главная редакция физико-математической литературы, 1974. 832 с.
44. Методика расчета и оптимизации парогазоциклического воздействия на призабойную зону пласта / К.М. Федоров, А.П. Шевелёв, В.Е. Андреев [и др.] // Известия высших учебных заведений. Серия нефть и газ. 2005. № 3. С. 42-50.
45. Михеев М.А., Михеева И.М. Основы теплопередачи. 2-е изд., стереотип. Москва: Энергия, 1977. 344 с.
46. Фёдоров К.М., Гильманов А.Я., Шевелёв А.П. Сравнительный анализ различных схем размещения скважин для технологии

парогравитационного дренажа // Society of Petroleum Engineers. 2018.

Статья SPE-191494-18RPTC-RU. 12 с.

47. Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта. Москва: Недра, 1965.

239 с.

Код программы (использованы данные месторождения Синьцзян)

```

program SAGDbrCprd1;
var Lf, c, Af, dT, T1, Df, tb0, Qs, dpo, m, pw, ps, po, pr, Cw, Co, Cs, Cr, Ts1, Ts2, T0, l, Sor,
Swr, uo, us, uw, hr, hc, d, a, Ds, D0, Dr, Aa, a1, Nr, fh, dfh, Ah, eps, Qsd: real;
  V, fi, So, Sw, fw, fo, J, X, Qw, Qo, P, y, W, h, hn, Z, Zn, E, N, Qwd, Qod: array [1..6000,
1..491] of real;
  G, B, F, Er, Mf, U: array [1..491] of real;
  i, k, kk, kkk: integer;
  bf: textfile;
begin
  assignfile(bf, 'resultSAGDbrCprd.txt');
  rewrite(bf);
  T1:= 0;
  for k:= 1 to 491 do
  V[1, k]:= 0;
  T0:= 323;
  Ts1:= 443;
  Ts2:=403;
  hr:= 20.1;
  hc:=5;
  m:= 0.305;
  d:= 490;
  a:= 0.5;
  a1:=0.33*a;
  Aa:=a1/a;
  l:= 2300000;
  dpo:= 1/0.21; //Здесь dpo=dpp/dpi
  Cr:= 500;
  Co:= 4500;
  Cw:= 4200;
  Cs:= 4400;
  pr:= 2500;

```



```

po:= 850;
pw:= 1000;
ps:= 50;
uo:= 30000000000000000;
uw:= 0.001;
us:= 0.0001637;
Qs:= 0.9;
Qsd:=Qs/d;
Swr:= 0.2;
Sor:= 0.3;
c:=30;
dT:= 72000*Qsd/(m*hr*c*pw);
Ds:=ps/pw;
D0:=po/pw;
Dr:=pr/pw;
for k := 1 to 491 do
begin
Mf[k]:=uo*exp(-0.096*((Ts2-Ts1)*(k-1)/d+Ts1))/uw;
fi[1,k]:= 0;
So[1,k]:= 1 - Swr;
Sw[1,k]:= Swr;
h[1,k]:=0.01;
Z[1,k]:=h[1,k]/sqrt(hr*c);
hn[1,k]:=0.01;
Zn[1,k]:=hn[1,k]/sqrt(hr*c);
G[k]:= ((ps*Swr*((1 + Cs * ((Ts2-Ts1)*(k-1)/d+Ts1 - T0))- Cw * ((Ts2-Ts1)*(k-1)/d+Ts1-
T0))) / ((pw - ps)*1)) + ((Co*po*((Ts2-Ts1)*(k-1)/d+Ts1 - T0)*(1 - Swr)) / (1*pw)) + (((1 -
m)*Cr*((Ts2-Ts1)*(k-1)/d+Ts1 - T0)*pr) / (m*1*pw));
B[k]:=(1 + Cs * ((Ts2-Ts1)*(k-1)/d+Ts1 - T0)) / 1;
F[k]:= (Cw*((Ts2-Ts1)*(k-1)/d+Ts1 - T0)) / 1;
Er[k]:= (2 * a*((Ts2-Ts1)*(k-1)/d+Ts1 - T0)*hr*c) / (Qsd*1*hr);
E[1,k]:= (2 * a*((Ts2-Ts1)*(k-1)/d+Ts1 - T0)*hr*c) / (Qsd*1*h[1,k]);
N[1,k]:= (h[1,k]*h[1,k]*h[1,k]*h[1,k]) / (hr*hr*c*c);
U[k]:=us*po*dpo / (2 * 3.14*ps*uo*exp(-0.096*((Ts2-Ts1)*(k-1)/d+Ts1)));

```

```

end;
tb0:=(m * hr*c * pw) / Qsd;
Nr:=(hr*hr*hr*hr) / (hr*hr*c*c);
writeln (B[1], ' ', F[1], ' ', Nr, ' ', Er[1], ' ', U[1], ' ', G[1]);
readln;
for k := 1 to 491 do
begin
    fw[1,k]:=((Sw[1,k] - Swr)*(Sw[1,k] - Swr)) / ((1 - Swr)*(1 - Swr));
    fo[1,k]:=((1 - Sw[1,k] - Sor)*(1 - Sw[1,k] - Sor)) / ((1 - Swr - Sor)*(1 - Swr - Sor));
    QO[1,k]:= fi[1,k]*U[k]*fo[1,k];
    QW[1,k]:=fi[1,k]*U[k]*(fo[1,k]+fw[1,k]*Mf[k])/D0-QO[1,k]/D0;
    W[1,k]:=0;
end;
k:=1;
writeln(T1, ' ', V[1,k], ' ', fi[1,k], ' ', QW[1,k], ' ', QO[1,k], ' ', W[1,k], ' ', So[1,k], ' ', Sw[1,k],
' ', Z[1,k]);
    writeln(bf, T1:5:5, ' ', V[1,k]:5:5, ' ', fi[1,k]:5:5, ' ', QW[1,k]:5:5, ' ', QO[1,k]:5:5, ' ',
W[1,k]:5:5, ' ', So[1,k]:5:5, ' ', Sw[1,k]:5:5, ' ', Z[1,k]:5:5);
for k := 1 to 491 do
begin
    i:=1;
    T1:= 0;
    kkk:=1;
    while (i<6000) do
    begin
        if (i=1) then
            V[i+1,k]:=          V[i,k]          +          dT          *          (1-F[k]/(1-Ds)+B[k]*Ds/(1-
Ds)+(QW[i,k]+QO[i,k]*Ds/D0)*(F[k]/(1-Ds)-B[k]*Ds/(1-Ds))-Ds*B[k]*QO[i,k]/D0-
F[k]*QW[i,k] - Aa*((h[1,k]*2 * a*((Ts2-Ts1)*(k-1)/d+Ts1 - T0)) / (Qsd*1))/G[k]
        else
            V[i+1,k]:=          V[i,k]          +          dT          *          (1-F[k]/(1-Ds)+B[k]*Ds/(1-
Ds)+(QW[i,k]+QO[i,k]*Ds/D0)*(F[k]/(1-Ds)-B[k]*Ds/(1-Ds))-Ds*B[k]*QO[i,k]/D0-
F[k]*QW[i,k] - E[i,k] * (V[i,k] +Aa*sqrt(V[i,k]*V[i,k] + N[i,k])))/G[k];
            if (Z[i,k]<(hr/sqrt(hr*c))) then

```

```

begin
hn[i+1,k]:=1;
Zn[i+1,k]:=hn[i+1,k]/sqrt(hr*c);
eps:=15;
while (eps>(0.01/sqrt(hr*c))) do
begin
  Ah:=V[i,k]*sqrt(Z[i,k]*Z[i,k]*Z[i,k]*Z[i,k]+V[i,k]*V[i,k])/Aa-
Z[i,k]*Z[i,k]*Z[i,k]*Z[i,k];
  fh:=Zn[i+1,k]*Zn[i+1,k]*Zn[i+1,k]*Zn[i+1,k]*Z[i,k]*Z[i,k]*Z[i,k]+Ah*Zn[i+1,k]*Zn[i+1,
k]*Zn[i+1,k]-
V[i+1,k]*Z[i,k]*Z[i,k]*Z[i,k]*sqrt(Zn[i+1,k]*Zn[i+1,k]*Zn[i+1,k]*Zn[i+1,k]+V[i+1,k]*V[i
+1,k])/Aa;
  dfh:=4*Zn[i+1,k]*Zn[i+1,k]*Zn[i+1,k]*Z[i,k]*Z[i,k]*Z[i,k]+3*Ah*Zn[i+1,k]*Zn[i+1,k]-
2*V[i+1,k]*Z[i,k]*Z[i,k]*Z[i,k]*Zn[i+1,k]*Zn[i+1,k]*Zn[i+1,k]/(Aa*sqrt(Zn[i+1,k]*Zn[i+
1,k]*Zn[i+1,k]*Zn[i+1,k]+V[i+1,k]*V[i+1,k]));
  Z[i+1,k]:=Zn[i+1,k]-fh/dfh;
  eps:=abs(Z[i+1,k]-Zn[i+1,k]);
  writeln(Z[i+1,k], eps, ' ', i, ' ', k);
  //readln;
  Zn[i+1,k]:=Z[i+1,k];
  hn[i+1,k]:=h[i+1,k];
end;
if (Z[i+1,k]<(hc/sqrt(hr*c))) then
Z[i+1,k]:=hc/sqrt(hr*c);
end
else
Z[i+1,k]:=hr/sqrt(hr*c);
h[i+1,k]:=Z[i+1,k]*sqrt(hr*c);
N[i+1,k]:= (h[i+1,k]*h[i+1,k]*h[i+1,k]*h[i+1,k]) / (hr*hr*c*c);
E[i+1,k]:= (2 * a*((Ts2-Ts1)*(k-1)/d+Ts1 - T0)*hr*c) / (Qsd*1*h[i+1,k]);
  if (kkk=1) then So[i+1,k]:= ((V[i,k]*So[i,k]) / V[i+1,k]) - ((pw*QO[i,k]*dT) /
(po*V[i+1,k])) + (1 - Swr)*(1 - (V[i,k] / V[i+1,k]))
  else So[i+1,k]:=Sor;
  if (So[i+1,k]<=Sor) and (kkk=1) then kkk:=0;

```

```

Sw[i+1,k]:= ((V[i,k]*Sw[i,k]) / V[i+1,k]) + ((1 - QW[i,k] - (((ps*QO[i,k]) / po))) * pw * dT
/ ((pw - ps) * V[i+1,k])) - (((ps * Swr) * (1 - (V[i,k] / V[i+1,k]))) / (pw - ps));
fw[i+1,k]:= ((Sw[i+1,k] - Swr) * (Sw[i+1,k] - Swr)) / ((1 - Swr) * (1 - Swr));
if (So[i+1,k] > Sor) then
fo[i+1,k]:= ((1 - Sw[i+1,k] - Sor) * (1 - Sw[i+1,k] - Sor)) / ((1 - Swr - Sor) * (1 - Swr - Sor))
else fo[i+1,k]:= 0;
fi[i+1,k]:= 2 * arctan(V[i+1,k] / (Z[i+1,k] * Z[i+1,k]));
QO[i+1,k]:= fi[i+1,k] * U[k] * fo[i+1,k];
QW[i+1,k]:= fi[i+1,k] * U[k] * (fo[i+1,k] + fw[i+1,k] * Mf[k]) / D0 - QO[i+1,k] / D0;
T1:= T1 + dT;
i:=i+1;
end;
for i:=2 to 6000 do
begin
y[i,k]:= c / (2 * sin(fi[i,k] / 2) / cos(fi[i,k] / 2));
end;
i:=2;
T1:=0;
kk:=1;
while (i < 6000) do
begin
if (y[i+1,k] < h[i+1,k]) then
V[i+1,k]:= (0.5 * y[i+1,k] * c + c * (h[i+1,k] - y[i+1,k])) / (hr * c);
if (kk=1) then      So[i+1,k]:= ((V[i,k] * So[i,k]) / V[i+1,k]) - ((pw * QO[i,k] * dT) /
(pw * V[i+1,k])) + (1 - Swr) * (1 - (V[i,k] / V[i+1,k]))
else So[i+1,k]:= Sor;
if (So[i+1,k] <= Sor) and (kk=1) then kk:=0;
Sw[i+1,k]:= ((V[i,k] * Sw[i,k]) / V[i+1,k]) + ((1 - QW[i,k] - (((ps * QO[i,k]) / po))) * pw * dT
/ ((pw - ps) * V[i+1,k])) - (((ps * Swr) * (1 - (V[i,k] / V[i+1,k]))) / (pw - ps));
if (Sw[i+1,k] >= Swr) then
fw[i+1,k]:= (Sw[i+1,k] - Swr) / (1 - Swr) * (Sw[i+1,k] - Swr) / (1 - Swr)
else
fw[i+1,k]:= 0;
if (Sw[i+1,k] <= Swr) then

```

```

fo[i+1,k]:=1;
if (kk=0) then
fo[i+1,k]:=0;
if (kk=1) then fo[i+1,k]:=(1-Sw[i+1,k]-Sor)/(1-Swr-Sor)*(1-Sw[i+1,k]-Sor)/(1-Swr-Sor);
QW[i+1,k]:= fi[i+1,k]*U[k]*(fo[i+1,k]+fw[i+1,k]*Mf[k])/D0-QO[i+1,k]/D0;
W[i+1,k]:=QW[i+1,k]/((QO[i+1,k]/D0+QW[i+1,k]));
if (k=1) then
begin
writeln(T1, ' ', V[i,k], ' ', fi[i,k], ' ', QW[i,k], ' ', QO[i,k], ' ', W[i,k], ' ', So[i,k], ' ', Sw[i,k],
' ', Z[i,k]);
writeln(bf, T1:5:5, ' ', V[i,k]:5:5, ' ', fi[i,k]:5:5, ' ', QW[i,k]:5:5, ' ', QO[i,k]:5:5, ' ', W[i,k]:5:5,
' ', So[i,k]:5:5, ' ', Sw[i,k]:5:5, ' ', Z[i,k]:5:5);
end;
T1:=T1+dT;
i:=i+1;
end;
end;
k:=1;
T1:=0;
W[1,k]:=0;
close(bf);
readln;
end.

```