

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

Институт прикладной математики и механики

Кафедра теоретической механики

Работа допущена к защите

Зав. кафедрой, д.ф.-м.н., проф.

_____ **А.М. Кривцов**

“ ”

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание академической степени

МАГИСТРА

Тема:

Математическое моделирование закачки теплоносителя в

нефтенасыщенный пласт

Направление 01.04.03 - Механика и математическое моделирование

Выполнила студентка гр. 63604/2

Л.И. Акмадиева

Научный руководитель:

к. ф.-м. н. А.П. Рощектаев

Санкт-Петербург

2017

АННОТАЦИЯ

В работе приведен обзор существующих математических моделей закачки горячей воды. Выбрана модель для расчета распределения температуры вдоль нагнетательной скважины и две модели расчета температуры по нефтенасыщенному пласту и оценки дебита нефти. Решена совместная задача распределения температуры для системы «скважина – пласт. Решение задач реализовано на языке в VBA в виде расчетного модуля. В качестве входных параметров использованы данные по пласту ПК 1-3 Восточно-Мессояхского месторождения, содержащего нефть повышенной вязкости.

Работа содержит 40 страниц текста, 12 рисунков, 3 таблицы, 5 глав, 27 использованных источников.

Ключевые слова: математическое моделирование, методы увеличения нефтеотдачи, высоковязкие нефти, закачка горячей воды, характеристики вытеснения

СОДЕРЖАНИЕ

АННОТАЦИЯ.....	2
СОДЕРЖАНИЕ.....	3
ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1. ТЕХНОЛОГИЯ ЗАКАЧКИ ГОРЯЧЕЙ ВОДЫ.....	6
ГЛАВА 2. ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ЗАКАЧКИ ГОРЯЧЕЙ ВОДЫ.....	7
ГЛАВА 3. ИНТЕГРИРОВАННАЯ МОДЕЛЬ ЗАКАЧКИ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ «СКВАЖИНА-ПЛАСТ».....	10
3.1 Теория Баклея-Леверетта.....	12
3.2 Модель распределения температуры по скважине.....	15
3.3 Модель распределения температуры в пласте.....	17
3.4 Модель вытеснения нефти.....	21
ГЛАВА 4. МОДИФИКАЦИЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ ЗАКАЧКИ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ В СИСТЕМЕ «СКВАЖИНА-ПЛАСТ».....	30
4.1 Модификация модели Lowerier.....	31
4.2 Расчет пластовой температуры стационарного и модифицированного решения.....	32
ГЛАВА 5. АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТОВ ДОБЫЧИ НЕФТИ ПРИ ЗАКАЧКЕ ГОРЯЧЕЙ ВОДЫ.....	34
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	38
Список условных обозначений.....	39
Список использованной литературы.....	40

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность. Значительная выработка «легких» запасов нефти, увеличение доли остаточных запасов в осложненных геологических условиях, большая обводненность продукции и замедление темпов отбора вынуждают совершенствовать используемые технологии извлечения нефти. Традиционные методы не всегда обеспечивают достаточную эффективность добычи. В такой ситуации необходимо не допускать снижения эффективности уже используемых систем поддержания пластового давления (ППД) и даже повышать ее. К неравномерной выработке запасов нефти приводят сложное строение залежей и большая изменчивость фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) по площади и по разрезу и, как следствие, неполный охват заводнением по разрезу и по площади залежи.

Особенно заметно неоднородность выработки запасов проявляется на объектах, содержащих высоковязкую нефть. Когда такие объекты вступают в позднюю стадию разработки, интенсивная закачка «холодной» воды вызывает блокирование значительных запасов нефти и образование не вырабатываемых зон и прослоев. Наиболее важными проблемами уменьшения затрат на добычу нефти являются: баланс объемов отбора жидкости и компенсации его закачкой воды на поздней стадии разработки, увеличение энергоэффективности и общей эффективности извлечения нефти. В связи с этим создание и внедрение энерго- и ресурсосберегающих технологий является приоритетным и актуальным направлением развития нефтяной науки и практики.

Применение тепловых методов увеличения нефтеотдачи (МУН) на таких объектах позволяет добиться прироста добычи нефти за счет снижения ее вязкости и теплового расширения.

Одним из способов увеличения температуры в пласте является термозаводнение. Оборудование и установки нагрева и обработки воды являются относительно простыми и недорогими, а производственные проблемы мало отличаются от тех, которые возникают при закачке холодной воды. Поэтому с эксплуатационной точки зрения этот метод является одним из наиболее привлекательных среди тепловых МУН.

Анализ существующих математических моделей закачки теплоносителя в пласт показал, что большинство моделей, содержит ряд существенных допущений. Например, предположение о стационарности теплового потока на забое нагнетательной скважины является достаточно грубым, так как температура при закачке теплоносителя в скважину существенно меняется в зависимости от времени и глубины.

Цель работы:

создание инструмента для оперативной оценки эффективности и подбора технологических параметров закачки горячей воды

Для достижения этой цели были поставлены следующие задачи:

1. Анализ теоретических работ по тепловому воздействию на нефтяные пласты
2. Решение совместной задачи для распределения температуры при закачке теплоносителя в системе скважина-пласт
3. Создание расчетных модулей на языке VBA для оценки дебита нефти и коэффициента извлечения нефти при термозаводнении на основе решенных задач

Основные результаты магистерской диссертации были представлены на научно-технической конференции молодых специалистов ООО «Газпромнефть НТЦ».

ГЛАВА 1.ТЕХНОЛОГИЯ ЗАКАЧКИ ГОРЯЧЕЙ ВОДЫ

Целесообразность подогрева продуктивных пластов содержащих высоковязкие нефти определяется конкретными геолого-физическими, инфраструктурными и экономическими условиями. В любом случае целесообразность нагрева в высокой степени зависит от стоимости подачи в пласт теплоносителя и качества теплоизоляции для сокращения потерь тепловой энергии, для сохранения эффективности нагрева.

Фильтрация воды и нефти происходит при неизотермических условиях. При поступлении в пласт горячей воды происходит ее охлаждение за счет передачи тепла скелету породы, жидкости, содержащейся в порах, уход тепла в кровлю и подошву. При этом происходит снижение вязкости и тепловое расширение, как флюида, так и самой породы. Так как коэффициент теплопроводности для жидкостей невелик, то распространение тепла по пласту при закачке горячей воды происходит в основном за счет вынужденной конвекции и теплопроводности зерен породы [18].

При вытеснении нефти горячей водой часть пласта можно разделить две зоны. В первой из них температура растет при движении к нагнетательной скважине. В этой зоне за счет нагрева нефти понижается вязкость, уменьшается остаточная нефтенасыщенность. Во второй зоне температура теплоносителя равна температуре пласта, происходит вытеснение нефти водой при пластовой температуре[23].

Геолого-физические характеристики пласта накладывают некоторые ограничения на применимость метода. Глубина залегания пласта является одной из ограничивающих причин применения метода. При нагнетании теплоносителя желательно, чтобы его температура на забое была такой же, как и на входе в скважину. Но в силу того, что при движении горячей воды по стволу нагнетательной скважины часть тепла, как бы хороша ни была теплоизоляция, все-таки уходит в окружающие скважину породы. С увеличением глубины залегания увеличиваются и теплотери при доставке теплоносителя в пласт. Большие теплотери уже при движении теплоносителя по скважине снижают эффективность метода, его экономическую выгоду. Поэтому необходимо иметь инструмент для оперативной оценки распределения температуры по стволу скважины.

ГЛАВА 2. ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ЗАКАЧКИ ГОРЯЧЕЙ ВОДЫ

В настоящее время для расчета показателей разработки месторождений и обоснования наиболее эффективных технологий, в основном, применяется численное конечно-элементное моделирование. В то же время знакомство с основами процесса распространения тепла в пласте и аналитическими методами расчета процессов нагнетания в пласт теплоносителей позволяет лучше понять физическую сущность тепловых методов, что необходимо при проектировании и практической реализации этих сложных технологий на нефтяных месторождениях.

Большинство теоретических моделей расчета дебита нефти при закачке горячего флюида в пласт игнорируют вытеснение нефти и концентрируются на распределении температуры в обводненном интервале или на расчете доли закачанного тепла, сохранившегося в пласте. Эту долю часто называют тепловой эффективностью, что, однако, неверно, потому что нагрев вмещающих пород и областей, не затронутых заводнением, также положительно влияет на улучшение вытеснения нефти за счет снижения вязкости и расширения флюида.

Одна из первых моделей распределения температуры в пласте при закачке горячей воды была предложена Ловерье [8]. Формула Ловерье позволяет рассчитать температуру как функцию времени и координаты, выведена для плоско-параллельного потока в предположении, что теплопроводностью пласта и окружающих горных пород в горизонтальном направлении можно пренебречь. Таким образом, задача состояла в решении двухдифференциальных уравнений для одномерного вертикального теплового потока и горизонтального конвективного теплового с определенными условиями на контактах кровля — пласт — подошва. Пренебрежение теплопроводностью пласта при расчете дает заниженные значения скорости теплового фронта.

Рубинштейн [22] вывел приближенную формулу для расчета температуры в пласте, в которой учитывается конвективный перенос тепла, радиальная теплопроводность и тепловой поток в кровлю и подошву, который принимается пропорциональным разности между начальной и средней по мощности температурой пласта.

Чекалюк в работе [25] рассматривал несколько задач теплопереноса в пласте и скважине. Он выписал точное решение для тепловых утечек во вмещающие породы, рассматривая задачу о параллельном движении нагретой пластины вдоль холодной.

Теплообмен между пластинками совершается по закону конвекции, а температура на границе предполагается одинаковой. Физико-математическая постановка задачи соответствует постановке задачи Ловерье.

Следует отметить, что Чекалюк [25] также рассматривал аналитическое решение распределения температуры в пласте для нестационарного теплового потока на забое скважины, однако его решение не учитывает теплопроводность вмещающих пород, предполагая только конвективный теплоперенос.

В работе Малофеева [20] проведен сравнительный анализ, показавший, что результаты расчетов тепловых потерь по модели Ловерье хорошо согласуются с экспериментальными данными вплоть до числа Фурье 2,5.

Пратс [13] вывел общее выражение для доли тепла в обводненном интервале. Он так же принял предположения Ловерье о бесконечной вертикальной теплопроводности и постоянной мощности слоя, однако, не делал предположений относительно гетерогенности пластов, геометрии прогретой зоны или скорости теплового потока. Его модель применяется не только для закачки горячей воды, но так же закачки пара.

Модель Marx-Langenheim [10] распространения фронта зоны постоянной температуры была разработана для закачки пара в качестве теплоносителя, однако, ее упрощение пригодно так же и для оценки эффектов закачки горячей воды. В работе [10] утечки тепла в кровлю и подошву при росте нагретой зоны рассчитываются по аналогии с утечкой жидкости при росте трещины [3], а температура нагретой зоны принимается постоянной. Принятое предположение о постоянном тепловом потоке на забое, критично для закачки пара, качество и температура которого сильно зависят от давления и значительно меняются при движении по скважине. В работе [14] Ramey сделал предположение о кусочно-постоянном тепловом потоке и вывел решение для распространения температурного фронта с непостоянным тепловым потоком на забое.

Описанные выше модели основаны на балансе масс и энергии, но не учитывают характеристики вытеснения. Fournier [5] предлагает численный метод расчета дебита нефти при закачке горячей воды в радиальной системе, учитывающий теплопотери в кровлю и подошву пласта, изменение вязкости и термическое расширение. В качестве основы автор использует модель Ловерье для расчета распределения температуры пласта и модель Баклея-Леверетта [2] для расчета динамики изменения водонасыщенности. В отличие от моделей, описанных выше, модель Fournier учитывает характеристики вытеснения, однако также предполагает стационарный тепловой поток на забое скважины.

Предположение о постоянстве температуры нагнетаемого агента на забое скважины существенно ограничивают применимость указанных выше моделей. Для устранения этого недостатка необходимо решение задачи закачки теплоносителя через систему скважина – пласт, т.е. дополнение модели распространения тепла в пласте моделью распределения температуры закачиваемого флюида в скважине. Начиная с 1960гг. начались активные исследования в области оценки температуры жидкости вдоль ствола скважины. В настоящее время существует целая серия работ [1, 4, 7, 15, 17], посвященных расчетам распределения температуры в скважине на основе аналитических или численных моделей.

Выражение для оценки температуры воды как функции от времени и глубины при закачке горячей воды было впервые получено [11]. Ramey разработал алгоритм вычисления общего коэффициента теплопроводности для потерь тепла по скважине и представил простое аналитическое выражение для температуры на основе упрощенного теплового баланса, пренебрегая кинетической энергией и трением. Позднее, Wu и Pruess в работе [17] представили более строгое аналитическое решение для теплопереноса в скважине для слоистой среды с различными тепловыми свойствами. Их вычисления показали, что упрощенное решение Ramey отлично согласуется с точным решением на больших временах, при этом на малых временах расхождение велико. Границы применимости модели Ramey были определены в работе [6]. Авторы [6] сравнили приближенное решение Ramey и строгое решение, в результате чего выявили корреляцию длительности переходного периода с начальной температурой, на которых решение Ramey показывает некорректный результат. Для прикладных задач этот переходный период принимается равным неделе [16].

ГЛАВА 3. ИНТЕГРИРОВАННАЯ МОДЕЛЬ ЗАКАЧКИ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ «СКВАЖИНА-ПЛАСТ»

Для расчета дебита нефти в представленной работе была выбрана модель Fournier[8], использующая относительные фазовые проницаемости нефть-вода. Для учета снижения вязкости нефти необходимо рассчитать динамическое изменение температуры в пласте. С этой целью в работе была выполнена модификация модели Ловерье для учета нестационарности теплового потока на забое скважины. Расчет теплотерь при движении теплоносителя по скважине выполняется на основе приближенной модели Ramey [14]. Непрерывное изменение температуры на забое скважины аппроксимируется ступенчатой функцией, которая используется в качестве граничного условия при вычислении искомого распределения пластовой температуры. Схематичное изображение процессов теплопереноса представлено на рисунке 1. На устье скважины предполагается постоянный тепловой поток, обеспечиваемый закачкой горячей воды при постоянной температуре с постоянным расходом. При движении в скважине, температура нагнетаемой жидкости падает, изменяясь по времени и глубине за счет теплопроводности окружающих обсадки скважины и окружающих пород. Таким образом, на забое скважины температура воды будет непостоянной. Распределение температуры в пласте будет определяться конвективным теплопереносом в горизонтальном направлении и теплопроводностью в вертикальном. Фронт движения нагретой жидкости отстает от гидродинамического фронта по причине учета утечек тепла в кровлю и подошву. Далее будут подробно рассмотрены используемые в работе модели и их модификации.

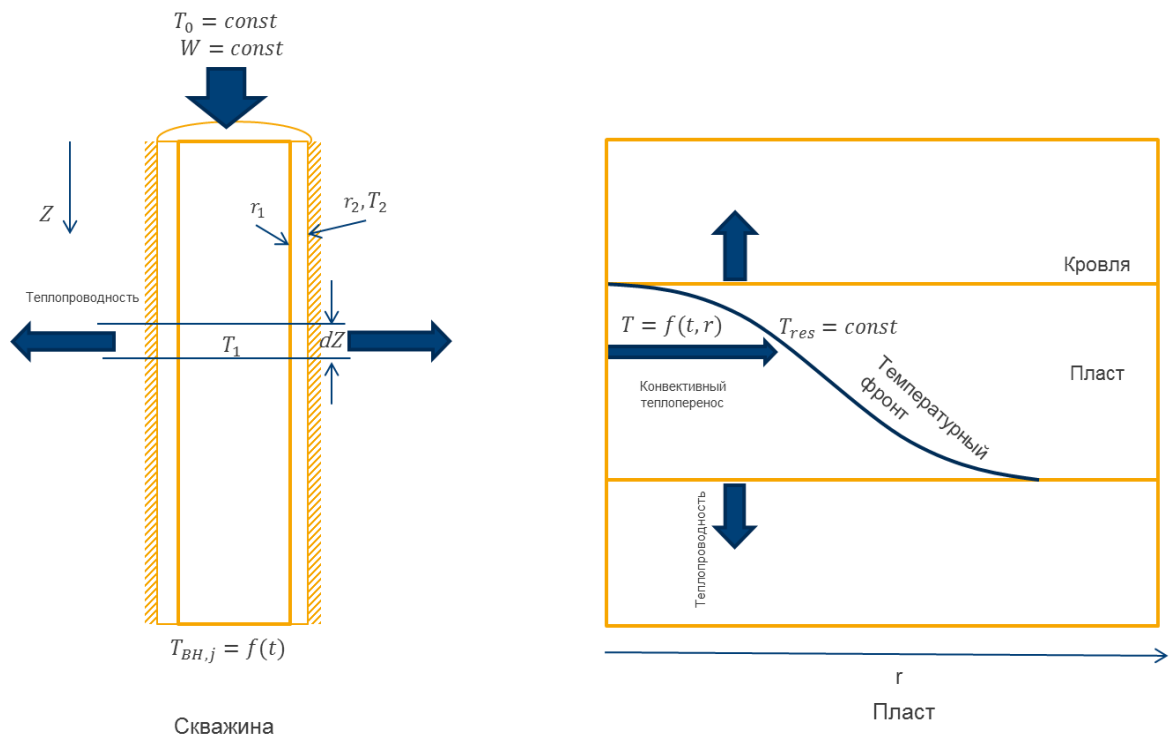


Рисунок 1. Схема решения для распределения температуры в скважине и пласте

3.1 Теория Баклея-Левретта

В случае одномерного течения несжимаемых несмешивающихся жидкостей при условии пренебрежения капиллярным давлением, а также влиянием силы тяжести, процесс вытеснения допускает простое математическое описание [2].

Для произвольного момента времени в произвольном сечении пласта x справедливо

$$A(x) \frac{\partial(\phi \rho_o S_o)}{\partial t} + \frac{\partial(A(x) \rho_o u_x)}{\partial x} = 0 \quad (1)$$

$$A(x) \frac{\partial(\phi \rho_w S_w)}{\partial t} + \frac{\partial(A(x) \rho_w u_x)}{\partial x} = 0 \quad (2)$$

где x - линейная координата вдоль пласта. ϕ - пористость, S_w - водонасыщенность, S_o - нефтенасыщенность, u_x , u_x - скорости фильтрации нефти и воды, определяемые по закону Дарси в виде:

$$u_w = - \frac{k k_w}{\mu_w} \frac{\partial P_w}{\partial x} \quad (3)$$

$$u_o = - \frac{k k_o}{\mu_o} \frac{\partial P_o}{\partial x} \quad (4)$$

k - абсолютная проницаемость, k_o , k_w - относительные фазовые проницаемости нефти и воды, μ_o , μ_w - вязкости нефти и воды в пластовых условиях, P_o , P_w - давления в нефтяной и водяной фазах.

Давления в фазах связаны соотношением

$$P_o - P_w = P_c \quad (5)$$

где P_c – капиллярное давление.

Задача существенно упрощается, если принять во внимание следующее:

- разность давления в фазах, т.е. капиллярное давление, обычно малая величина по отношению к абсолютной величине давлений фаз. Кроме того, основное влияние капиллярного давления наблюдается в малой окрестности около фронта

вытеснения и, поэтому, им можно пренебречь при исследовании фильтрации на всей длине пласта $P_o - P_w = P$;

- изменение плотности воды и нефти вследствие изменения давления фазы несоизмеримо меньше самого изменения давления, т.е. жидкости несжимаемы;
- изменение пористости вследствие изменения давления пренебрежимо мало по сравнению с изменением водонасыщенности, то есть $\phi = const$.

Таким образом, предполагая нефть и воду несжимаемыми, площадь сечения пласта неизменной, пренебрегая капиллярным скачком давления, вместо соотношений (1)-(4) запишем:

$$\phi \frac{\partial(S_o)}{\partial t} + \frac{\partial(u_o)}{\partial x} = 0 \quad (5)$$

$$\phi \frac{\partial(S_w)}{\partial t} + \frac{\partial(u_w)}{\partial x} = 0 \quad (6)$$

$$u_w = - \frac{kk_w(S_w)}{\mu_w} \frac{\partial P}{\partial x} \quad (7)$$

$$u_o = - \frac{kk_o(S_o)}{\mu_o} \frac{\partial P}{\partial x} \quad (8)$$

$$S_w + S_o = 1. \quad (9)$$

Начальные и граничные условия имеют вид:

$$S_w(x, 0) = S_{wr}, P(x, 0) = P_o \quad (10)$$

$$S_w(0, t) = 1, P(0, t) = P_{inj}(t), P(L, t) = P_{prod}(t) \quad (11)$$

Складывая уравнения (5) и (6) получим

$$A(x) \frac{\partial(u_o + u_w)}{\partial x} = 0 \quad (12)$$

Откуда $A(x)(u_o + u_w) = q_{liq}(t)$, т.е. объемный расход жидкости $q_{liq}(t)$ в любом сечении пласта в данный момент одинаков.

Используя кинематические соотношения (7) и (8), имеем

$$-A(x)k \left(\frac{k_w}{\mu_w} + \frac{k_o}{\mu_o} \right) \frac{\partial P}{\partial x} = q_{liq}(t), \quad (13)$$

откуда

$$\frac{\partial P}{\partial x} = - \frac{q_{liq}(t)}{A(x)kM(S_w)}, \quad (14)$$

где $M(S_w) = \frac{k_w}{\mu_w} + \frac{k_o}{\mu_o}$ – суммарная подвижность фаз при водонасыщенности S_w .

Подставляя найденную производную давления (14) в закон Дарси (7), получим

$$u_w = - \frac{k_w(S_w)}{\mu_w M(S_w) A(x)} q_{liq}(t) = \frac{f_w(S_w)}{A(x)} q_{liq}(t), \quad (15)$$

где $f_w(S_w) = \frac{k_w(S_w)}{\mu_w M(S_w)} = \frac{1}{1 + \frac{k_o(S_w)\mu_w}{k_w(S_w)\mu_o}}$ – функция Баклея-Левретта, определяющая

объемную долю воды в общем потоке жидкости при водонасыщенности S_w .

Подстановка скорости фильтрации воды в (6) дает основное уравнение для определения насыщенности в произвольном сечении (x):

$$\phi A(x) \frac{\partial S_w}{\partial t} + q_{liq}(t) \frac{\partial f_w}{\partial S_w} \frac{\partial S_w}{\partial x} = 0 \quad (16)$$

3.2 Модель распределения температуры по скважине

При движении флюида через скважину происходит теплообмен между жидкостью и породами из-за разницы температур. Работа [14] представляет приближенное решение для теплопередачи в стволе скважины при закачке теплоносителя. Решение позволяет оценить температуру жидкостей, НКТ и обсадной колонны в зависимости от глубины и времени, при этом предполагается, что теплоперенос в скважине является стационарным, а теплоперенос в окружающие породы описывается нестационарной радиальной теплопроводностью.

Теплоноситель закачивается через устье в НКТ в скважине, которая полностью обсажена на всем интервале. Известна скорость закачки жидкости, температура жидкости на поверхности, необходимо определить температуру закачиваемой жидкости как функцию глубины и времени. Принимается, что теплофизические свойства породы и флюида не зависят от температуры, тепло от скважины в окружающие породы передается радиально. Глубина измеряется с поверхности. Теплоноситель нагнетается с массовым расходом W в НКТ с поверхности при температуре T_0 на устье. Внутренний радиус трубы r_1 , температура T_1 внутри трубы является функцией времени и глубины. Внешний радиус обсадки равен r_2 штрих и температура на внешней поверхности равна T_2 и тоже является функцией времени и глубины (см.рисунок 1)

Предполагая стационарный однофазовый поток несжимаемого флюида в вертикальной трубе постоянного диаметра, пренебрегая трением флюида о стенки трубы, запишем уравнение баланса энергии в бесконечно малом элементе глубины dZ . Теплопотери жидкости равны теплу, переданному обсадке, или

$$dq = -WcdT_1 = 2\pi r_1 U(T_1 - T_2)dZ, \quad (17)$$

где U – общий коэффициент теплопроводности для радиально композитного материала (между НКТ и внешним радиусом обсадки):

$$\frac{1}{U} = \frac{1}{h} + \frac{x_c}{k_c}, \quad (18)$$

x_c – толщина обсадки, k_c – теплопроводность обсадки, h - коэффициент теплопередачи.

Изменение радиального теплового потока от обсадки в окружающие породы можно выразить как:

$$\frac{dq}{dZ} = \frac{2\pi k (T_2 - T_e)}{f(t)} \quad (19)$$

Функция $f(t)$ может быть определена из решения для радиальной теплопроводности для бесконечно длинного цилиндра (уравнение линейного стока)

$$f(t) = -\ln \frac{r'_2}{2\sqrt{at}} - 0.29. \quad (20)$$

Предполагая геотермическую температуру линейной функцией глубины Z (21)

$$T_e = aZ + b, \quad (21)$$

где a – геотермический градиент, b – температура на поверхности, и подставляя эти выражения в уравнение баланса энергии (17) получим:

$$\frac{\partial T_1}{\partial Z} + \frac{T_1}{A} - \frac{(aZ + b)}{A} = 0 \quad (22)$$

$$A = \frac{Wc[k + r_1 U f(t)]}{2\pi r_1 U k} \quad (23)$$

Так как температура на поверхности известна ($\Gamma.У. T_1 = T_0$ при $Z = 0$), то решение этого уравнения записывается как:

$$T_1(Z, t) = aZ + b - aA + [T_0(t) + aA - b]e^{-Z/a} \quad (24)$$

3.3 Модель распределения температуры в пласте

Горячая вода при температуре T_0 (температура пласта T_2 принимается за ноль) закачивается с постоянным расходом через ряд скважин, лежащих на одной линии [8]. Вода и нефть добывается рядом скважин, расположенных параллельно нагнетательным, на расстоянии l . Так как предполагается линейный поток воды, задачу можно рассматривать как двумерную, при этом рассчитывая полосу единичной ширины. Слой воды имеет постоянную толщину h , температура T_1 постоянна в каждом сечении и зависит только от координаты x . На рисунке (2) показано поперечное сечение слоя воды, заключенного в нефтенасыщенном песчанике в плоскости $x - y$.

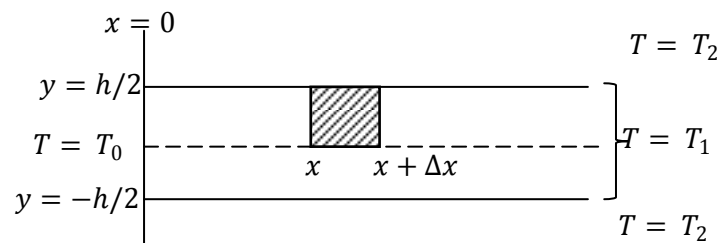


Рисунок 2. Схема постановки задачи Ловерье [8]

Теперь задача формулируется следующим образом:

Горизонтальный слой воды $x>0$, $-h/2<y<+h/2$ расположен в нефтенасыщенных породах при начальной температуре $T_2 = 0$. Начальная температура водного слоя T_1 также равна нулю. С момента времени $t = 0$ на границе $x=0$, $-h/2<y<+h/2$ устанавливается постоянная температура $T_0 > T_1$ путем закачки воды при температуре T_0 со скоростью v_w чтобы обеспечить конвективный перенос тепла в направлении x . На границе $x>0$, $y=h/2$ тепло за счет теплопроводности передается во вмещающие породы. Температуры T_1 и T_2 могут быть вычислены как функции координат x , y и времени t .

Основные допущения модели:

- (1) Пласт и вмещающие породы однородны и изотропны;

- (2) Геолого-физические характеристики пласта постоянны, теплофизические характеристики скелета породы, нефти, теплоносителя, окружающих пород не зависят от температуры и постоянны;
- (3) Тепло от теплоносителя пласту передается за счет конвекции и только в горизонтальном направлении. Теплопроводностью пласта пренебрегают.
- (4) Потери тепла в окружающие породы происходят за счет теплопроводности и только в вертикальном направлении.
- (5) Поршневое вытеснение, гравитационным эффектом пренебрегают;
- (6) Жидкостинесжимаемы;
- (7) Расход и температура теплоносителя постоянны на забое
- (8) Бесконечные пласт и вмещающие породы;
- (9) Начальная температура пласта и окружающих пород одинакова. Геотермический градиент полагается равным нулю.

Запишем баланс тепла в заштрихованном регионе:

$$\frac{h}{2} C_f \frac{\partial T_1}{\partial t} + v_w C_w \frac{h}{2} \frac{\partial T_1}{\partial x} - \lambda \frac{\partial T_2}{\partial y} = 0 \quad (25)$$

где C_f – объемная теплоемкость пласта, C_w – объемная теплоемкость воды, C_r – объемная теплоемкость вмещающих пород, v_w – линейная скорость закачки воды, λ – теплопроводность вмещающих пород.

Уравнение теплопроводности во вмещающих породах записывается как

$$\lambda \frac{\partial^2 T_2}{\partial y^2} = C_r \frac{\partial T_2}{\partial t} \quad (26)$$

В решении используются следующие безразмерные переменные:

$$\xi = \frac{4\lambda}{h^2 i_w C_w} x \quad (27)$$

$$\eta = \frac{2y}{h} \quad (28)$$

$$\tau = \frac{4\lambda}{h^2 C_f} \quad (29)$$

Пусть $\theta = C_f/C_r$, тогда уравнения в безразмерных переменных на границе пласта и во вмещающих породах запишутся как:

$$\text{для } |\eta| > 1 \quad \theta \frac{\partial^2 T_2}{\partial \eta} = \frac{\partial T_2}{\partial \tau} \quad (30)$$

$$\text{для } |\eta| = 1 \quad \begin{cases} \frac{\partial T_2}{\partial \tau} + \frac{\partial T_2}{\partial \xi} - \frac{\partial T_2}{\partial \eta} = 0 \\ T_1 = T_2 \end{cases} \quad (31)$$

Учитывая начальные условия(32)

$$\text{для } \tau = 0 T_1 = T_2 = \begin{cases} T_0 \text{ при } \xi < 0 \\ 0 \text{ при } \xi > 0 \end{cases} \quad (32)$$

Решение уравнений

Применяя двойное преобразование Лапласа по ∂T_2

Уравнения (30) и (31) в пространстве Лапласа будут выглядеть как:

$$\text{для } |\eta| > 1 \quad \theta \frac{d^2 v}{d\eta^2} = sv - \frac{T_0}{p} \quad (33)$$

$$\text{для } |\eta| = 1 \quad (p + s)v - \frac{dv}{d\eta} - \frac{T_0}{p} = 0 \quad (34)$$

Решение этого уравнения имеет вид:

$$v = \frac{T_0}{ps} - \frac{T_0 \exp\left[-|\eta| \sqrt{\frac{s}{\theta}}\right]}{s(p + s + \sqrt{\frac{s}{\theta}})} \quad (35)$$

Обратное преобразование Лапласа по переменной p дает решение

$$\frac{T_0}{s} [1 - \exp\left\{-\left(1 - \eta \sqrt{\frac{s}{\theta}}\right) - (s + \sqrt{\frac{s}{\theta}})\xi\right\} U(\xi)], \quad (36)$$

где функция $U(\xi)$ является единичной функцией (37) :

$$U(\xi) = \begin{cases} 0 & \text{при } \xi < 0 \\ 1 & \text{при } \xi > 0 \end{cases} \quad (37)$$

Тогда получим для вмещающих пород (38) и для водного слоя (39)

$$T_2 = T_0 \operatorname{erfc} \frac{\xi + |\eta| - 1}{2\sqrt{\theta(\tau - \xi)}} U(\tau - \xi) \quad (38)$$

$$T_1 = T_0 \operatorname{erfc} \frac{\xi}{2\sqrt{\theta(\tau - \xi)}} U(\tau - \xi) \quad (39)$$

Таким образом, последнее выражение (39) является решением для распределения температуры в пласте, которое после модификации используется в представленной работе.

3.4 Модель вытеснения нефти

Модель Фурнье [5] посвящена описанию процессов добычи нефти из нефтяного пласта при закачке вытесняющего агента с температурой выше пластовой. При этом учитываются эффекты снижения вязкости, тепловых потерь и термического расширения.

Уравнение Баклея –Левретта описывает процесс распространения фронта вытеснения нефти водой при разработке нефтяных месторождений. В радиальной постановке оно имеет вид:

$$\frac{\partial r^2}{\partial t} = \frac{i_w}{\pi \phi h} \frac{\partial f_w}{\partial S_w}, \quad (40)$$

Где r – расстояние от нагнетательной скважины, ϕ – пористость, h - мощность, i_w – объемный расход нагретой воды, f_w – функция фракционного потока, т.е. доля воды в общем потоке фильтрующейся жидкости, S_w - водонасыщенность.

$$f_w = \frac{q_w}{q_w + q_o} = \frac{\frac{k_{rw} \mu_o}{k_{ro} \mu_w}}{1 + \frac{k_{rw} \mu_o}{k_{ro} \mu_w}} \quad (41)$$

Если закачиваемая вода имеет температуру T_i выше температуры пласта T_r , тогда функция f_w будет зависеть не только от водонасыщенности, но и температуры за счет изменения вязкости:

$$f_w = f_w(S_w, T). \quad (42)$$

Тогда полный дифференциал равен

$$df_w = \frac{\partial f_w}{\partial S_w} dS_w + \frac{\partial f_w}{\partial T} dT, \quad (43)$$

а производная по r^2 будет иметь вид

$$\frac{\partial f_w}{\partial r^2} = \frac{\partial f_w}{\partial S_w} \frac{\partial S_w}{\partial r^2} + \frac{\partial f_w}{\partial T} \frac{\partial T}{\partial r^2} \quad (44)$$

Подставив эту производную в уравнение Баклея-Леверетта, получим базовое уравнение для оценки вытеснения нефти горячей водой, описывающее скорость продвижения насыщенности.

$$\frac{\partial r^2}{\partial t} = \frac{i_w}{\pi \phi h} \left[\frac{\partial f_w}{\partial S_w} + \frac{\partial f_w}{\partial T} \frac{\partial T}{\partial r^2} \frac{\partial r^2}{\partial S_w} \right] \quad (45)$$

Для решения уравнения (45) необходимо определить пластовую температуру как функцию времени и расстояния от нагнетательной скважины для данных пластовых условий при известном расходе и температуре на забое скважины. Для этого можно воспользоваться результатами работы [8], предварительно модифицировав решения для радиальной постановки задачи. Ловерье предполагает, что распределение температуры не зависит от распределения насыщенности, а значит не зависит от характера вытеснения. То есть его решение используется только для вычисления температуры.

Модификация модели Ловерье осуществляется таким переопределением безразмерных переменных, при котором вид уравнения сохраняется, а значит, сохраняется и решение. Безразмерный радиус имеет вид:

$$r_D = \frac{4\pi k_h r^2}{h C_w i_w} \quad (46)$$

Безразмерное время (47), нормализованная безразмерная температура (48), нормализованная водонасыщенность (48) записываются как:

$$t_D = \frac{4k_h t}{h^2 C_r} \quad (47)$$

$$T_D = \frac{T - T_r}{T_i - T_r} \quad (48)$$

$$S = \frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{or} - S_{wr}} \quad (49)$$

Таким образом, после переопределения безразмерных переменных, решение для распределения температуры в пласте (39) будет иметь вид (50):

$$T_D = \operatorname{erfc} \frac{r_D}{2\sqrt{\theta(t_D - r_D)}} U(t_D - r_D). \quad (50)$$

Если представить пластовую систему в виде цилиндра с конечным радиусом r_{max} , то нормализованный безразмерный радиус будет определяться следующим образом:

$$X = \frac{r_D}{r_{D \max}} = \left(\frac{r}{r_{\max}}\right)^2, \quad (51)$$

где

$$r_{D \max} = r_D(r_{\max}). \quad (52)$$

Пусть

$$D = \frac{h C_r i_w}{4\pi r_{\max}^2 k_h \phi (1 - S_{or} - S_{wr})} \quad (53)$$

и

$$F = D f_w \quad (54)$$

Тогда уравнение (45), учитывая новые безразмерные параметры, запишется как (55)

$$\frac{\partial X}{\partial t_D} = \frac{\partial F}{\partial S} + \left(\frac{\partial F}{\partial T_D} \frac{\partial T_D}{\partial X} \frac{\partial X}{\partial S} \right) \quad (55)$$

Для решения уравнения (55), необходимо выразить производные F по S и T_D и T_D по X аналитически.

Учитывая определение функции Баклея-Левретта (41), производная $\frac{\partial F}{\partial S}$ аналитически выражается как:

$$\frac{\partial F}{\partial S} = D \frac{\partial f_w}{\partial S} = D \frac{\left(\frac{k_{rw}}{k_{ro}}\right)' \frac{\mu_o}{\mu_w}}{\left(1 + \frac{k_{rw} \mu_o}{k_{ro} \mu_w}\right)^2}. \quad (56)$$

Функция фракционного потока (41) является функцией насыщенности. Экспериментально определенные относительные фазовые проницаемости нефти и воды хорошо описываются степенными зависимостями от безразмерной водонасыщенности. Тогда отношение относительных проницаемостей запишется как (57):

$$\frac{k_{rw}}{k_{ro}} = \frac{a_1 S^{a_2}}{(1-S)^{a_3}}, \quad (57)$$

где a_1 , a_2 , a_3 – константы, определяемые путем аппроксимации измеренных относительных фазовых проницаемостей (ОФП) зависимостью (58), как показано на рисунке 3. Тогда

$$\left(\frac{k_{rw}}{k_{ro}}\right)' = \left(\frac{a_1}{S} + \frac{a_3}{1-S}\right) \frac{k_{rw}}{k_{ro}}. \quad (58)$$

Экспериментальные данные по зависимости вязкости от температуры выражаются в виде функции безразмерной температуры, аналогичным способом – константы b_1 , b_2 , b_3 в уравнении (59) подбираются методом наименьших квадратов, как показано на рисунке 4.

$$\frac{\mu_o}{\mu_w} = b_1 + b_2(1 - T_D)^{b_3} \quad (59)$$

Таким образом, из (57), (58)

$$\frac{\partial F}{\partial S} = \frac{D\left(\frac{\mu_o}{\mu_w}\right)\left(\frac{a_2}{S} + \frac{a_3}{1-S}\right)\frac{a_1 S^{a_2}}{(1-S)^{a_3}}}{\left(1 + \frac{a_1 S^{a_2}}{(1-S)^{a_3}} \frac{\mu_o}{\mu_w}\right)^2}, \quad (60)$$

где соотношение вязкостей определяется как (59).

Аналогично,

$$\frac{\partial F}{\partial T_D} = \frac{D\left(\frac{\mu_o}{\mu_w}\right)'\frac{a_1 S^{a_2}}{(1-S)^{a_3}}}{\left(1 + \frac{a_1 S^{a_2}}{(1-S)^{a_3}} \frac{\mu_o}{\mu_w}\right)^2}, \quad (61)$$

где производная отношения вязкостей определяется как (62)

$$\left(\frac{\mu_o}{\mu_w}\right)' = \frac{d\left(\frac{\mu_o}{\mu_w}\right)}{dT_D} = -b_2 b_3 (1 - T_D)^{b_3 - 1}. \quad (62)$$

Используя решение Ловерье[] для безразмерной температуры в радиальной форме (50), найдем производную по расстоянию

$$\frac{\partial T_D}{\partial X} = \frac{r_D \max}{\sqrt{\pi}} \left(-e^{-\left(\frac{r_D}{2\sqrt{\theta(t_D - r_D)}}\right)^2}\right) \left[\frac{r_D \theta}{2} (\theta(t_D - r_D))^{-\frac{3}{2}} + (\theta(t_D - r_D))^{-\frac{1}{2}}\right] \quad (63)$$

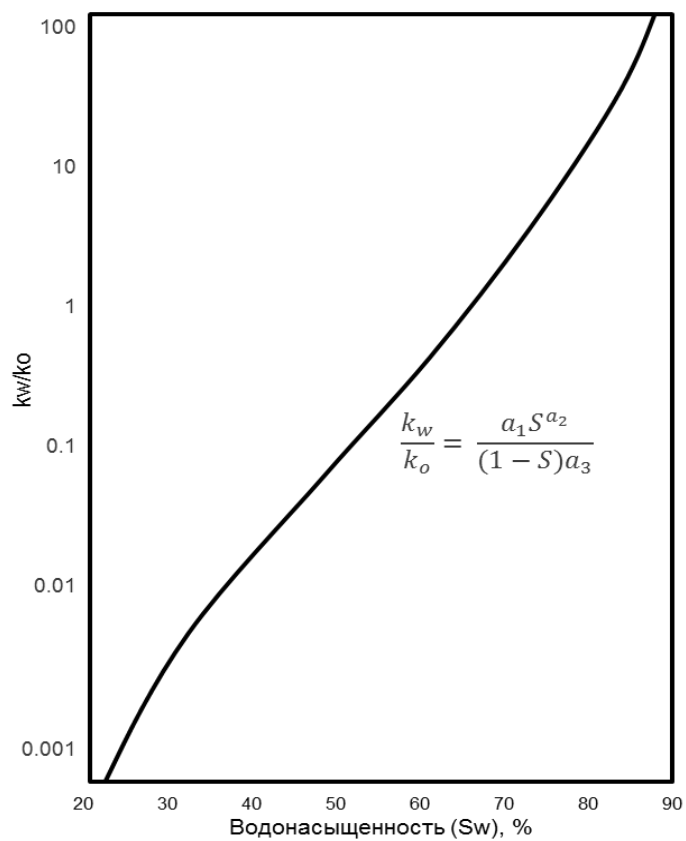


Рисунок 3. Подбор коэффициентов для аналитического представления кривых ОФП

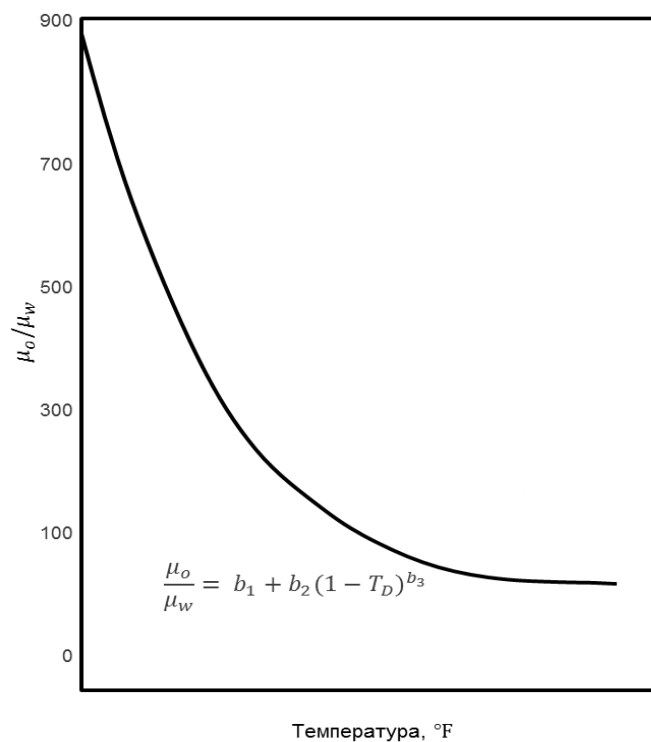


Рисунок 4. Подбор коэффициентов для аналитического представления зависимости вязкости от температуры

Описание численной схемы

Для решения уравнения (55) используется явная конечно-разностная схема, метод предиктор-корректор Милна [21]. Конечно-разностное представление предиктора (64) и корректора (65) записывается как:

$$X_{i,j+1}^* = X_{i,j} + \Delta t_D \left[\frac{\partial F}{\partial S_{i,j}} + \left(\frac{\partial F}{\partial T_D} \frac{\partial T_D}{\partial X} \right)_{i,j} \frac{\partial X}{\partial S_{i,j}} \right] \quad (64)$$

$$X_{i,j+1} = \frac{1}{2} X_{i,j} + \frac{1}{2} X_{i,j+1}^* + \frac{\Delta t_D}{2} \left[\frac{\partial F^{**}}{\partial S_{i,j}} + \left(\frac{\partial F}{\partial T_D} \frac{\partial T_D}{\partial X} \right)_{i,j}^{**} \frac{\partial X^{**}}{\partial S_{i,j}} \right], \quad (65)$$

где i – индекс насыщенности, а j – индекс шага по времени.

$X_{i,j+1}^*$ – первое приближение $X_{i,j+1}$, вычисляется по формуле предиктора (64), производные для подстановки в корректор, обозначенные **, также определяются из результатов предиктора.

Производная $\frac{\partial X}{\partial S}$ вычисляется по трехточечной схеме (66) для границ насыщенности и по пятиточечной (67) для внутренних точек насыщенности:

$$\frac{\partial X}{\partial S_{i,j}} = \frac{X_{i-1,j} - X_{i+1,j}}{2\Delta S} \quad (66)$$

$$\frac{\partial X}{\partial S_{i,j}} = \frac{-2X_{i-2,j} - X_{i-1,j} + X_{i+1,j} + X_{i+2,j}}{10\Delta S} \quad (67)$$

Схема вычислений представлена ниже на рисунке 5.

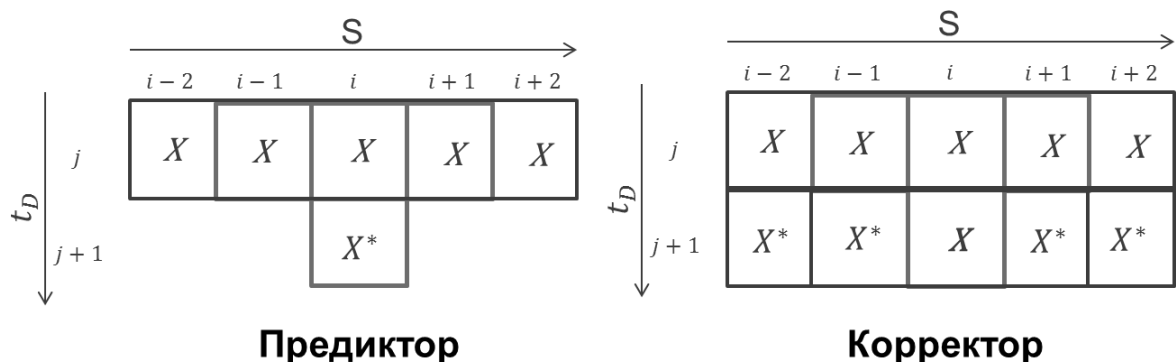


Рисунок 5. Численная схема предиктор-корректор

Начальные условия

В начальный момент времени производная $\frac{\partial T_D}{\partial X}$ в нуле равна бесконечности. Поэтому необходимо предварительно нагреть пласт, чтобы производная по температуре была конечной. Также предполагается первоначальное распределение насыщенности, вызванное закачкой горячей воды, к примеру, за один день.

Граничные условия

$$\begin{cases} X = 0 \\ T_D = 1 \end{cases} \text{ при } S = 1$$

Алгоритм вычислений

1. Определение констант a_1, a_2, a_3 и b_1, b_2, b_3 по экспериментальным данным ОФП и лабораторным измерениям вязкости нефти при изменении температуры
2. Выбор инкремента для шага по времени и начального временного шага для обеспечения сходимости
3. Задание начальных условий (например, в начальный момент времени фронт насыщенности соответствует начальной координате или линейный фронт насыщенности)

4. Вычисление первой аппроксимации распределения насыщенности (предиктора) по формуле (64)
5. Уточнение решения распределения насыщенности корректором по формуле (65)
6. Если результаты расчетов на 4 и 5 шагах отличаются более чем на 0.5%, необходимо итеративно корректировать решение, используя формулу(64), где в качестве предиктора использовать результат предыдущих вычислений, пока разница между решениями не станет меньше 0.5%. Эта процедура необходима только для точек, находящихся в нагретой области. Распределение точек насыщенности в области с начальной температурой определяется явно по стандартной формуле Баклея-Леверетта.
7. Определение следующего временного шага и повторение действий, начиная с пункта 4. Временной шаг непрерывно увеличивается после каждой итерации в соответствии с выбранным для временного шага инкрементом.
8. Переход к размерным величинам (все предыдущие вычисления проводились в безразмерных переменных)
9. Численное интегрирование (по S) под кривой насыщения и переход к вычислению объемов воды и нефти. При вычислении объема вытесненной нефти также учитывается тепловое расширение нефти и воды в нагретых областях. Тепловое расширение определяется по эмпирическим зависимостям из [9]:

$$\frac{V_o^*}{V_o} = 0.053T_D + 1 \quad (68)$$

$$\frac{V_w^*}{V_w} = 0.043T_D + 1, \quad (69)$$

где V_o и V_w – объемы нефти и воды соответственно при начальной пластовой температуре, V_o^* и V_w^* объемы нефти и воды при температуре, отличной от пластовой.

10. Вычисление КИН и текущих дебитов нефти и воды.

ГЛАВА 4. МОДИФИКАЦИЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ ЗАКАЧКИ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ В СИСТЕМЕ «СКВАЖИНА-ПЛАСТ»

При движении по скважине, температура теплоносителя значительно меняется по глубине и времени, что видно из результатов расчетов по модели [14] (рис.6). Поэтому, предположение о стационарности теплового потока в моделях [8] и [10] является некорректным даже в случае использования теплоизолированных труб. Учет изменения температуры теплоносителя при движении по скважине приводит к необходимости учета нестационарного граничного условия в задаче расчета распределения температуры в пласте. Для расчета пластовой температуры с нестационарным тепловым потоком на забое можно представить зависимость забойной температуры закачиваемого теплоносителя от времени в виде ступенчатой функции $T(t)$. Линейность уравнений для температуры в задаче Лаврье допускает использование метода суперпозиции и позволяет вычислять пластовую температуру с помощью интеграла Дюамеля [24]. При этом отклик системы на сумму нескольких воздействий равен сумме откликов от каждого из слагаемых сигналов, сдвинутых во времени. Аналогичный подход для нахождения распределения давления в задаче расчета дебитов скважин показан у [19].

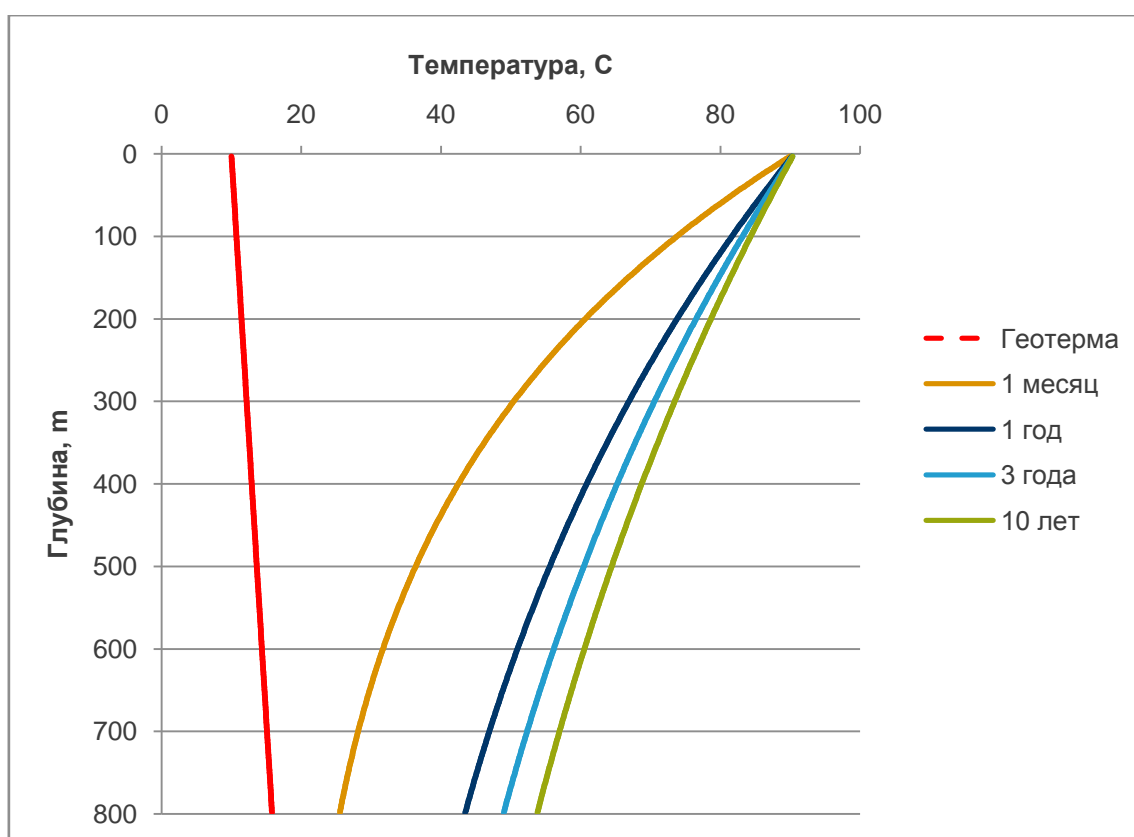


Рисунок 6. Распределение температуры по скважине на период закачки 1 месяц, 1 год, 3 года и 10 лет

4.1 Модификация модели Lowerier

Решение для распределения температуры в пласте при неизменной температуре на забое нагнетательной скважины имеет вид:

$$T_D = \operatorname{erfc} \frac{r_D}{2\sqrt{\theta(t_D - r_D)}} U(t_D - r_D), \quad (70)$$

где температура обезразмерена на разницу между забойной температурой T_i и начальной пластовой температурой T_{res}

$$T_D = \frac{T - T_{res}}{T_i - T_{res}} \quad (71)$$

При учете изменения температуры за счет теплопотерь в скважине, температура на забое представляется в виде кусочно-постоянной функции $T_{BH,j}$. Тогда безразмерную температуру на забое в момент времени j представим в виде (72):

$$T_D = \frac{T_{BH,j} - T_{res}}{T_0 - T_{res}}, \quad (72)$$

где T_0 – температура горячей воды на устье.

Так как линейная комбинация любых частных решений радиального уравнения теплопроводности является так же решением этого уравнения, решение для распределения пластовой температуры запишем с помощью метода суперпозиций:

$$\bar{T}_D(t_{D,j}, r_D) = T_1 T_D(t_{D,j}, r_D) + \sum_{k=1}^j (T_{k+1} - T_k) T_D(t_{D,j} - t_{D,k}, r_D) \quad (73)$$

где

j – шаг по времени

t_D - безразмерное время

r_D - безразмерный радиус

T_1 - безразмерная забойная температура на первом временном шаге

T_{BH} - забойная температура

T_{res} - начальная пластовая температура

T_0 - устьевая температура воды

4.2 Расчет пластовой температуры стационарного и модифицированного решения

Расчет для распределения температуры в пласте был проведен на основе данных пласта ПК 1-3 Восточно –Мессояхского месторождения. На рисунке 7 представлены результаты расчета по классической модели Ловерье с постоянным расходом (сплошные линии) и постоянной температурой на забое, равной устьевой и результаты расчета по модифицированной модели Ловерье с учетом теплопотерь по стволу (пунктирные линии).

Как видно из рисунка 7, прогрев пласта происходит сравнительно медленно - за 5 лет непрерывного нагнетания горячей воды конвективный фронт прогрева распространяется от забоя менее, чем на 300 метров. При этом значения рассчитанных температур при стационарном и нестационарном тепловом потоке на забое отличаются значительно, что указывает на необходимость учета «скважины» при расчете динамики изменения температуры пласта.

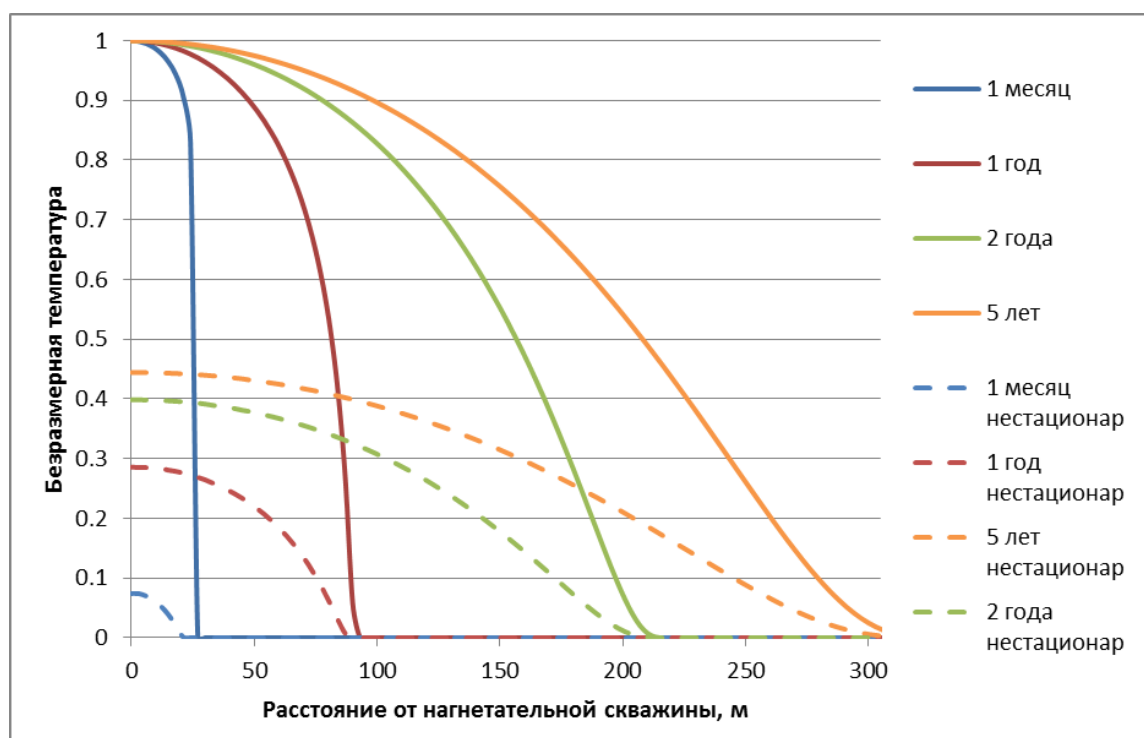


Рисунок 7. Распределение температуры в пласте при нагнетании горячей воды с расходом $50 \text{ м}^3/\text{сут}$ без учета теплопотерь по стволу

ГЛАВА 5. АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТОВ ДОБЫЧИ НЕФТИ ПРИ ЗАКАЧКЕ ГОРЯЧЕЙ ВОДЫ

В качестве исходных данных для расчета приняты фильтрационно-емкостные и теплофизические свойства пласта ПК 1-3 Восточно-Мессояхского месторождения [26], представленные в таблицах 1 и 2 соответственно.

Таблица 1. Фильтрационно-емкостные свойства пласта ПК 1-3 Восточно-Мессояхского м-я

Расход воды, м ³ /сут	Пористость, д.е.	Мощность нефтенасыщенного пласта, м	Начальная водонасыщенность, д.е.	Остаточная нефтенасыщенность, д.е.	Расстояние между скважинами, м
20	0,29	17	0,33	0,31	300

Таблица 2. Теплофизические свойства пласта ПК 1-3 Восточно-Мессояхского м-я

Удельная теплоемкость нефтенасыщенного пласта, кДж/м ³ °С	Удельная теплоемкость нагнетаемой воды, кДж/м ³ °С	Отношение теплоемкостей пласта и вмещающих пород	Начальная пластовая температура, °С	Устьевая температура горячей воды, °С	Теплопроводность вмещающих пород, Вт/(м*°С)
2397	4200	1	16	90	1,82

Значение относительной проницаемости по воде при остаточной нефтенасыщенности, принятое для гидродинамической модели пласта ПК 1-3, равно 0,3. Для определения параметров кривых ОФП (рис.8) в виде (57) и зависимости динамической вязкости (рис.9) от температуры по данным исследования пробы пластовой нефти [27] в виде (59) был использован метод наименьших квадратов. Значения коэффициентов представлены в таблице 3.

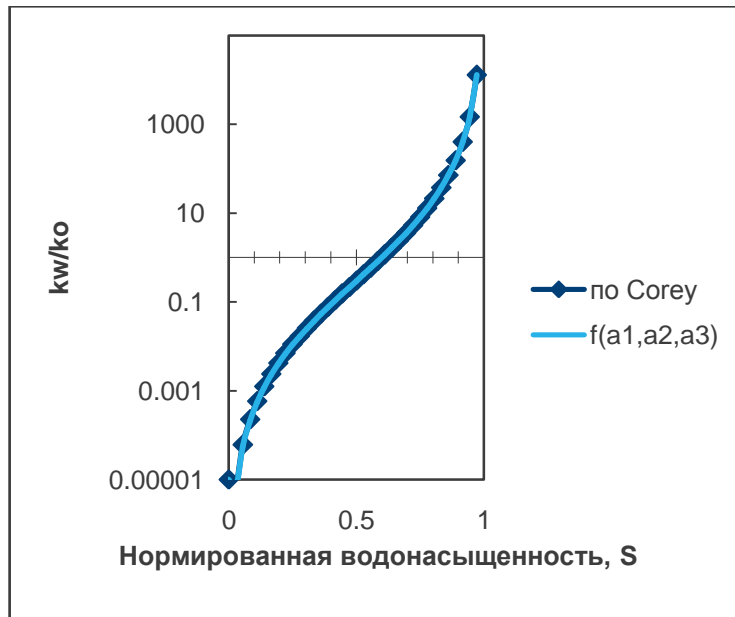


Рисунок 8. Подбор коэффициентов a_1, a_2, a_3

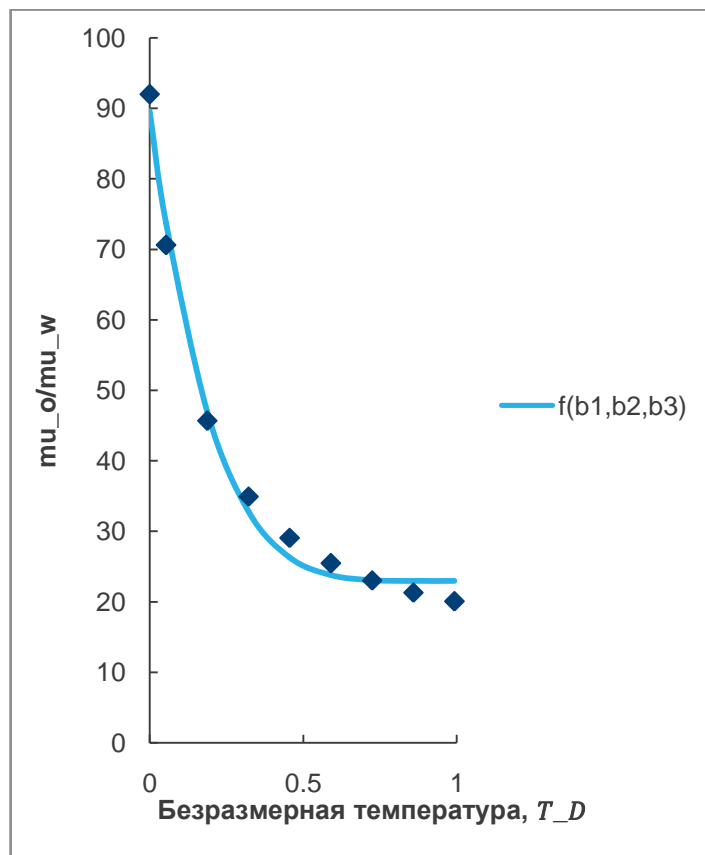


Рисунок 9. Подбор коэффициентов b_1, b_2, b_3

Таблица 3. Значения коэффициентов

a_1	a_2	a_3	b_1	b_2	b_3
0.3028	3.0295	2.9974	22.948	66.665	4.9223

Как было описано выше, расчеты забойной температуры по модели Ramey дают некорректные результаты на малых временах. Поэтому, предполагается начальное продвижение фронта насыщенности без учета влияния температуры в период роста забойной температуры до уровня пластовой. Для данных теплофизических условий этот период составляет 6 дней.

Разработанная модель была реализована в виде расчетного модуля на языке VBA. Он позволяет вычислить пластовую температуру, распределение насыщенности, дебит, КИН для задачи с постоянной и не постоянной температурой на забое нагнетательной скважины.

На рисунках 10, 11 и 12 представлены результаты расчета распределения насыщенности, динамики дебита и зависимости КИН от количества прокачанных поровых объемов. Видно, что объем вытесненной нефти при учете температурных эффектов выше, что в значительной степени влияет на дебит и КИН. Важно заметить, что пренебрежение теплотерями по скважине существенно завышает предполагаемый объем вытесненной нефти, а значит и возможный экономический эффект.

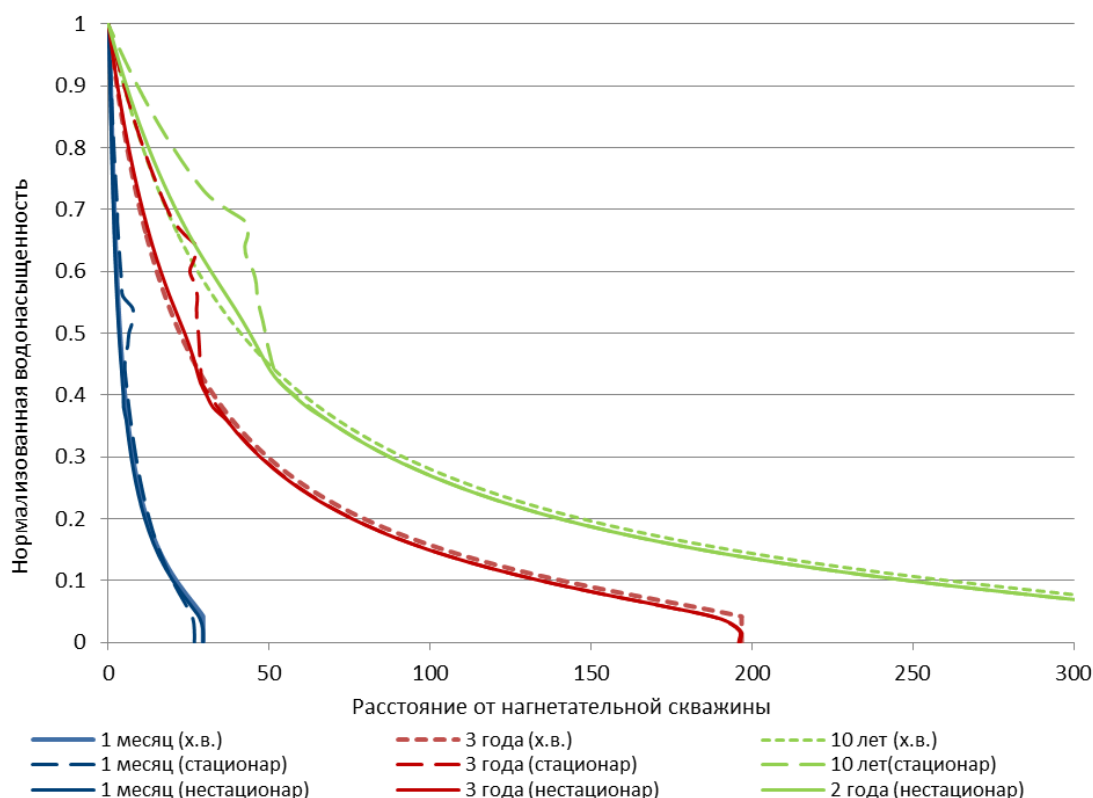


Рисунок 10. Результаты расчетов распределения насыщенности при закачке холодной воды (решение Баклея-Левретта), при закачке горячей воды без учета теплотерей по скважине и полное нестационарное решение

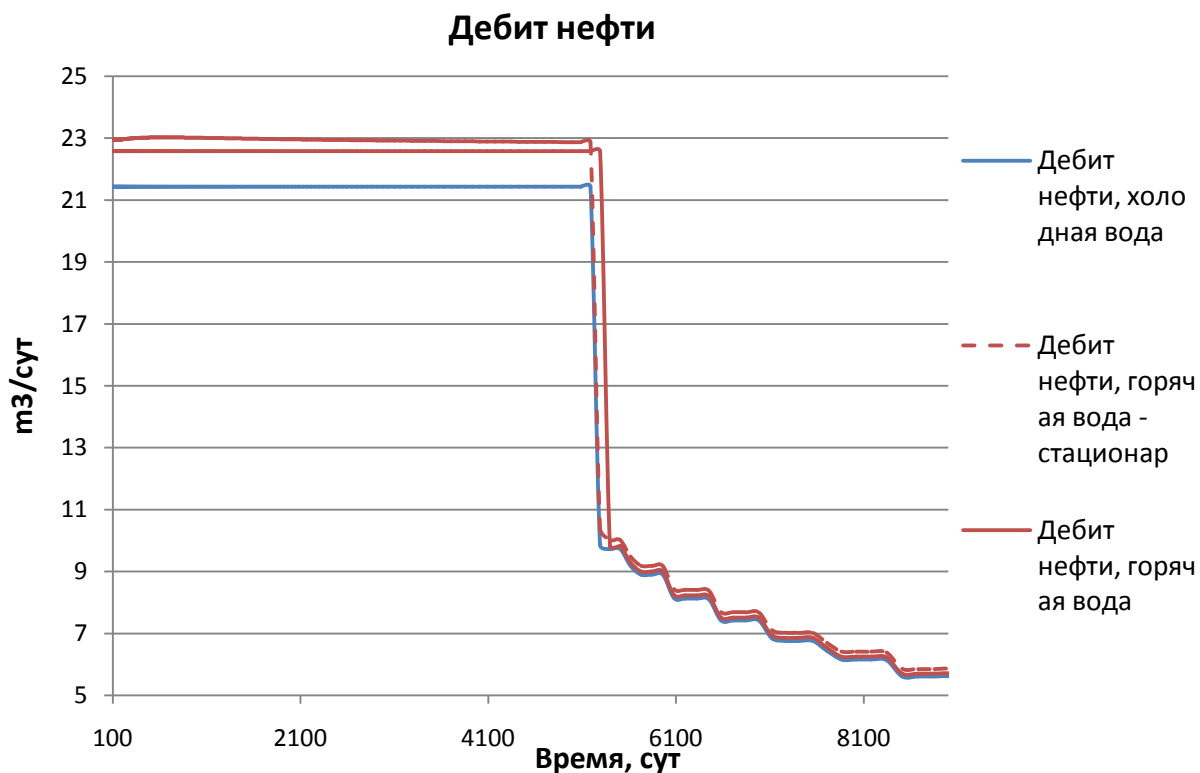


Рисунок 11. Результаты расчетов дебита нефти при закачке холодной воды (решение Баклея-Леверетта), при закачке горячей воды без учета теплопотерь по скважине и полное нестационарное решение

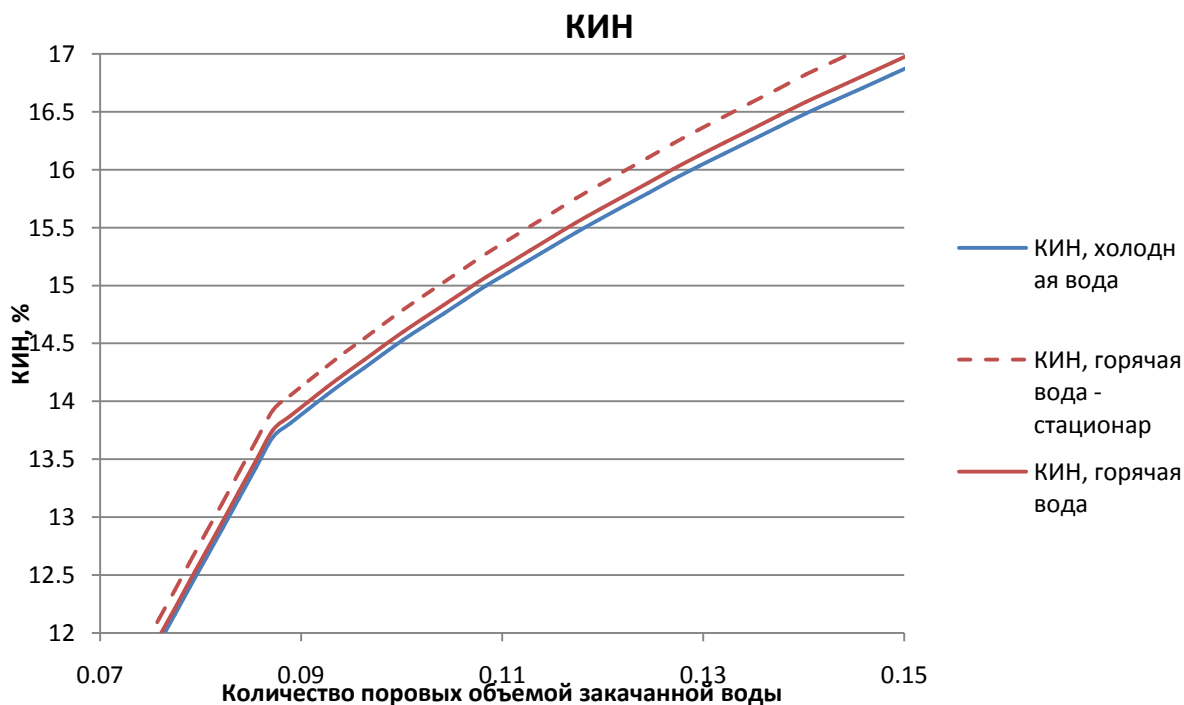


Рисунок 12. Результаты расчетов КИН при закачке холодной воды (решение Баклея-Леверетта), при закачке горячей воды без учета теплопотерь по скважине и полное нестационарное решение

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленной работе приведен обзор существующих моделей расчета распределения температуры при движении теплоносителя по скважине и в пласте. Представленный обзор показывает, что в существующих моделях в основном рассматривается либо динамическое изменение температуры в стволе скважины, либо задача нахождения распределения температуры и насыщенности в пласте в предположении неизменности температуры на забое нагнетательной скважины, что, как показано сравнительными расчетами, некорректно.

Для учета изменения температуры на забое скважин в процессе нагнетания теплоносителя в работе предложена совместная модель «скважина-пласт». В своей основе модель опирается на три существующих подхода: а) модель Раменя для расчета теплопотерь по стволу скважины; б) модель Ловерье для расчета распределения температуры в пласте; в) модель Фурнье для расчета динамики термического заводнения пласта. Модель Ловерье была модифицирована для учета нестационарного граничного условия по температуре.

Разработанная модель была реализована в виде расчетного модуля, позволяющего произвести экспресс-оценку эффективности термического заводнения пласта. Расчеты, проведенные на основе данных по пласту ПК 1-3 Восточно-Мессояхского месторождения, показали, что предположение о постоянстве теплового потока на забое нагнетательной скважины приводит к существенному завышению расчетного дебита нефти и, тем самым, к переоценке экономической эффективности такого метода увеличения нефтеотдачи.

Список условных обозначений

A – площадь сечения пласта

C_r, C_w, C_o – удельные теплоемкости породы, воды и нефти соответственно, BTU/(ft-°F)

f_w – функция Баклея-Левверетта

M – объемная теплоемкость пласта, BTU/(ft³-°F)

h – мощность пласта, ft

L – расстояние между нагнетательной и добывающей скважиной

k – абсолютная проницаемость,

k_o, k_w – относительные фазовые проницаемости нефти и воды,

μ_o, μ_w – вязкости нефти и воды в пластовых условиях,

P_o, P_w – давления в нефтяной и водяной фазах

S_w – водонасыщенность,

S_o – нефтенасыщенность

S_{wr} – остаточная водонасыщенность

u_x, u_x – скорости фильтрации нефти и воды

q_{liq} – объемный расход жидкости

α – температуропроводность вмещающих пород, ft²/hr

λ – теплопроводность вмещающих пород, BTU/(ft-hr-°F)

ρ_r, ρ_w, ρ_o – плотности породы, воды и нефти соответственно, lb/ft³

ϕ – пористость, безразмерная

КИН – коэффициент извлечения нефти

МУН – методы увеличения нефтеотдачи

НКТ – насосно-компрессорные трубы

ОФП – относительная фазовая проницаемость

Список использованной литературы

1. Bahonar, M., Azaiez, A., Chen, Z., A semi-unsteady state wellbore steam/ water flow model for prediction of sandface condition in steam injection wells // Journal of Canadian Petroleum Technology., -2010, pp. 13–21.
2. Buckley, S. E. and Leverett, M. C., Mechanism of Fluid Displacement in Sands, Trans., AIME(1942) Vol. 146, 107.
3. Carter, R. D., Appendix to "Optimum Fluid Characteristics for Fracture Extension", by G. C. Howard and G. R. Fast, //Drill. and Prod. Prac., API (1957) 267.
4. Farouq Ali S.M., A Comprehensive Wellbore Steam/Water Flow Model for Steam Injection and Geothermal Applications, 1981// SPE-7966-PA
5. Fournier K.P., A Numerical Method for Computing Recovery of Oil By Hot Water Injection in a Radial System// SPE 1069, 1965
6. Hagoort, J., 2004., Ramey's wellbore heat transmission revisited// SPE J. , 465–474.
7. Hasan A.R. and Kabir C. S., Fluid Flow and Heat Transfer in Wellbores, SPE Book, Richardson, Texas (2002).
8. Lauwerier, H. A., The Transport of Heat in an Oil Layer Caused by Injection of Hot Fluid, //Appl. Sci. Res. ,1955, pp. 145.
9. Madrazo, A., Liquid Density Correlation of Hydrocarbon Systems, //Trans., AIME (1960), pp.388.
10. Marx, J.W , Langenheim, R.H., Reservoir Heating by Hot Fluid Injection //Trans, AIME(1959) 216, 312-314.
11. Moss, J.T., White, P.D., How to calculate temperature profiles in a water- injection well// Oil Gas Journal , 1959, pp. 174–178.
12. Mozaffari S., Ehsani M.R., Nikookar M., Heat and Mass transfer modeling in wellbore during Steam Injection Process // Canadian Journal on Chemical Engineering & Technology Vol. 2, No. 1, 2011
13. Prats M., The Heat Efficiency of Thermal Recovery Processes// Journal of Petroleum Technology, 1969
14. Ramey H.J., Wellbore Heat Transmission // Journal of Petroleum Technology ,1962, pp.427-435.

15. Satter A., Heat Losses during Flow of Steam down a Wellbore, *Journal of Petroleum Technology* (1965), pp. 845-851.
16. Willhite G.P., Over-all Heat Transfer Coefficients in Steam and Hot Water Injection Wells, *Journal of Petroleum Technology*(1967), pp. 607-615.
17. Wu, Y.-S. and Pruess, K.; An Analytical Solution for wellbore heat transmission in layered formations, *SPE* (1990), pp. 531
18. Бурже Ж.П., Сурио П., Комбарну М., Термические методы повышения нефтеотдачи пластов. - М.: Недра, 1988. - 424 с.
19. Дейк Л.П., Практический инжиниринг резервуаров. - Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2008. — 668 с.
20. Малофеев Г. Е. Исследование распределения температуры в пласте и потерь тепла в кровлю и подошву при закачке в пласт горячей воды. Автореферат диссертации. МИНХ и ГП, 1959.
21. Меркулова Н.Н., Михайлов М.Д., Разностные схемы для обыкновенных дифференциальных уравнений, Томск, 2014
22. Рубинштейн Л. И. О температурном поле пласта при нагнетании в пласт горячего теплоносителя. Труды Уфимского нефтяного института, вып. 2, 1958
23. Рузин Л.М. Разработка нефтяных месторождений с применением теплового воздействия на пласт : метод. указания / Л.М. Рузин. - Ухта: УГТУ, 2009. – 39 с.
24. Сайдамаев Э.М., Обобщение принципа Дюамеля для общих дифференциальных уравнений и систем//Тезисы докладов на Международной научной конференции «Современные проблемы вычислительной математики...» 2009.
25. Чекалюк Э.Б., Термодинамика нефтяного пласта, М.:Недра, 1965,- 240 с.

Фондовая литература

26. Обновление гидродинамической модели пласта ПК 1-3 Восточно-Мессояхского месторождения, ООО «Газпромнефть НТЦ», 2016, 93 с.

27. Технический отчет «Подготовка изовязкозной модели нефти пласта ПК 1-3 Восточно-Мессояхского месторождения», ООО «Газпромнефть НТЦ», 2011, 19 с.