

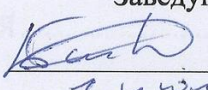
МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ИНСТИТУТ МАТЕМАТИКИ И КОМПЬЮТЕРНЫХ НАУК
Кафедра фундаментальной математики и механики

РЕКОМЕНДОВАНО К ЗАЩИТЕ
В ГЭК И ПРОВЕРЕНО НА ОБЪЕМ
ЗАИМСТВОВАНИЯ

Заведующий кафедрой

к. ф. -м. н.

 Басинский К.Ю.

2019 г.

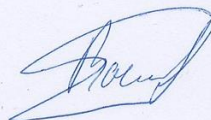
ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
(магистерская диссертация)

ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕЧЕНИЯ ЖИДКОСТИ ПРИ ЗАКАЧКЕ
ГОРЯЧЕЙ ВОДЫ

01.04.01 Математика

Магистерская программа «Вычислительная механика»

Выполнил работу
Студент 2 курса
очной формы обучения



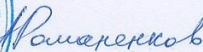
Васильев
Дмитрий
Евгеньевич

Научный руководитель
к.ф.-м.н, доцент



Актаев
Нуркен
Ерболатович

Рецензент
Ведущий инженер
ООО «ТИНГ»
Заведующий лабораторией
департамента анализа и
разработки



Романенков
Александр
Викторович

Тюмень, 2019

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
1. ОБЗОР ТЕПЛОВЫХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ	5
2. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ И ФИЗИЧЕСКАЯ ПОСТАНОВКИ ЗАДАЧИ.....	8
2.1 Механизм нефтеотдачи при нагнетании в пласт горячей воды	8
2.2 Физическая постановка задачи.....	12
2.3 Математическая постановка задачи.....	13
3. АНАЛИТИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ	16
4.1 Метод решения системы дифференциальных уравнений	20
4.2 Численная модель пласта.....	21
4.3 Моделирование скважины в контрольном объеме.....	28
5. ТЕСТИРОВАНИЕ МЕТОДА	33
5.1 Исходные данные для моделирования	33
5.2 Результаты расчета термического воздействия на пласт.....	35
5.3 Результаты расчета термического воздействия на пласт для случая горизонтальной добывающей скважины.....	42
5.4 Результаты сопоставления с расчётами на гидродинамическом симуляторе	49
6. ВЫВОДЫ	51
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	52

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время потребность в методах повышения нефтеотдачи и в эффективных технологиях разработки месторождений крайне высока.

Добыча остаточных труднодоступных для извлечения запасов является важным и сложным вопросом. По информации министерства природных ресурсов, доля трудноизвлекаемых запасов нефти (ТРИЗ) в России составляет более 65 % от общего объема запасов. Возрастание доли ТРИЗ в структуре минерально-сырьевой базы нефтяного комплекса является причиной того, что в последние годы в нашей стране все активнее проявляется интерес к разработке месторождений с высоковязкой нефтью, доля запасов которых составляет 13.1% от текущих трудноизвлекаемых запасов. Мировые запасы высоковязких нефтей и природных битумов составляют 450 млрд т., из них в РФ не менее 25 млрд т.

Следует отметить, что в настоящее время нет единого определения трудноизвлекаемых запасов. Этот термин появился в 70-х годах XX века. К ТРИЗ, например, можно отнести тяжелые нефти и битумы, высоковязкие нефти, углеводороды, сосредоточенные в коллекторах с низкой проницаемостью.

На современном этапе разработки месторождений с вязкой нефтью практикуются различные тепловые методы увеличения нефтеотдачи, а именно: закачка горячей воды или пара, паротепловое воздействие на пласт, пароциклическая обработка призабойных зон добывающих скважин, внутрислоевого горения и их комбинация с другими методами. [7]

Данная работа посвящена математическому моделированию разработки месторождения высоковязкой нефти посредством закачки горячей воды, поскольку метод является наиболее простым и доступным в реализации.

Цель данной работы – создание численной модели течения жидкости в пласте при закачке горячей воды, позволяющей проанализировать моделируемый процесс и совершить оценку прогнозных показателей и параметров пласта.

Для достижения поставленной цели сформулированы следующие задачи: разработать алгоритм решения системы уравнений неізотермической фильтрации, программно реализовать предложенный алгоритм, исследовать процесс фильтрации флюидов в пласте в ряде конкретных случаев.

В качестве объекта исследования выбран однородный, изотропный продуктивный пласт, содержащий высоковязкую нефть. Предметом исследования является процесс вытеснения высоковязкой нефти теплоносителем.

Результатом настоящей работы является программная реализация численного алгоритма, описывающего процесс неізотермической фильтрации в пласте, позволяющая сравнить и оценить показатели разработки при закачке горячей и холодной воды, проанализировать процесс неізотермической фильтрации.

Корректность результатов обосновывается применением законов сохранения, использованием численного моделирования, сопоставлением с известными аналитическими решениями и сравнением с результатами расчётов на гидродинамическом симуляторе.

1. ОБЗОР ТЕПЛОВЫХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

В залежах высоковязких и тяжелых нефтей объем растворенного газа незначителен, а потому режим истощения таких залежей малоэффективен и конечная нефтеотдача не превышает 6-12%. Из всех методов искусственного воздействия на пласт в целях повышения нефтеотдачи аналогичных залежей наиболее эффективны термические методы, позволяющие увеличить нефтеотдачу в несколько раз, что недоступно другими методами. [1]

Основное преимущество термических методов – одновременное наложение эффектов гидродинамического и термического воздействия. Тепло в нефтепластовой среде оказывает влияние на все ее компоненты (твердые, жидкие, газообразные), способствуя существенному уменьшению вязкости нефти, увеличению ее подвижности, испарению легких фракций и др. Это позволяет применять данные методы в наиболее сложных физико-геологических условиях: для залежей высоковязкой смолистой нефти вплоть до битумов, залежей нефтей, обладающих неньютоновскими свойствами, а также залежей, пластовая температура которых равна или близка к температуре насыщения нефти парафином, увеличивая при этом конечную нефтеотдачу в несколько раз (с 6-20 до 30-50%). [7]

Выделяют следующие виды термических методов:

- закачка горячей воды;
- парогазовое воздействие на пласт;
- импульсно-дозированное тепловое воздействие на пласт (ИДТВ);
- внутрипластовое горение;
- комбинированный метод термополимерного воздействия (ТПВ);
- пароциклическая обработка призабойных зон добывающих скважин;

Важное условие эффективного применения методов увеличения нефтеотдачи (МУН) – корректный подбор способа воздействия для конкретного объекта разработки. На основе анализа экономических и технических показателей применения методов, опыта использования и лабораторных исследований определяются следующие **критерии применимости**:

- **Геолого-физические** (глубина залегания продуктивного пласта, толщина, петрофизические свойства пласта, свойства пластовых жидкостей, насыщенность порового пространства, условия залегания и др.);
- **Технологические** (концентрация агентов в растворе, температура вытесняющего агента, размер оторочки, размещение скважин, давление нагнетания);
- **Материально-технические** (обеспеченность химическими реагентами и оборудованием).

Объекты можно считать пригодными для **тепловой обработки**, если они удовлетворяют хотя бы одному из условий:

1. Температура на забое скважины ниже температуры плавления парафино-смолистых веществ и обнаружение признаков выпадения на забое парафинов, смол и асфальтенов.
2. Залежь содержит высоковязкую нефть, вязкость которой может быть значительно снижена при температуре выше пластовой.
3. При наличии затухания коэффициентов проницаемости призабойной зоны, обычно наблюдаемом при температурах 50-70°C
4. Глубина залегания пласта не превышает 1500 м.
5. Толщина пласта не менее 6 м.
6. Допустимое содержание глины в пласте 5-10%.
7. Обводненность не более 40%, что обеспечивает наибольшую эффективность методов.

В таблице 1 приведено влияние геолого-физических свойств на применимость рассматриваемых тепловых методов увеличения нефтеотдачи. [17]

Таблица 1 – Критерии применимости тепловых методов

Критерий	Ед. измерения	Закачка горячей воды	Паротепловое воздействие	Пароциклическая обработка призабойных зон скважин	Внутрипластовое горения
Нефтенасыщенность	д.ед	>0,55			
Вязкость пластовой нефти	мПас	>5	>50	>100	>10
Пластовое давление	МПа	<2,0			
Трещиноватость	-	не благоприятна			
Проницаемость	10 ⁻³ мкм ²	н/о	>200	н/о	>100
Толщина пласта	м	>3	>6		>3
Глубина	м	<1500			>1500
Содержание глины в пласте	%	5-10			н/о
Плотность сетки скважин	га/скв	н/о	<12	н/о	>25

н/о – не ограничено

2. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ И ФИЗИЧЕСКАЯ ПОСТАНОВКИ ЗАДАЧИ

2.1 Механизм нефтеотдачи при нагнетании в пласт горячей воды

Наиболее доступным теплоносителем и легко поддающимся «приготовлению» служит **подогретая вода**. В качестве такого теплоносителя могут быть использованы также отходы других производств, например, теплая вода, образующаяся при первичной подготовке нефти. Горячая вода обладает сравнительно высокой удельной теплоемкостью (выше 4 кДж/кг°С) и позволяет оказывать на пласт интенсивное тепловое воздействие. Кроме того, горячая вода характеризуется высокими нефтевытесняющими свойствами. [17]

Фронтом температуры называется скачок в распределении температуры в пласте. Теоретически температурный фронт получается при расчете конвективного переноса тепла в «термоизолированном пласте», т.е. при расчете распределения температуры без учета теплопроводности пласта и потерь тепла в кровлю и подошву. В этом случае по пласту будет распространяться прямоугольный температурный фронт с температурой, равной температуре нагнетаемого рабочего агента на входе в пласт (рис. 2.1.1 а). При учете теплопроводности «термоизолированного пласта» температурный фронт «размывается» и принимает вид, показанный на рис. 2.1.1 б. Более реальный вид температурный профиль принимает при учете не только конвективного переноса тепла, но и теплопроводности пласта и потерь тепла в окружающие породы, который изображен на рис. 2.1.1 в. [21]

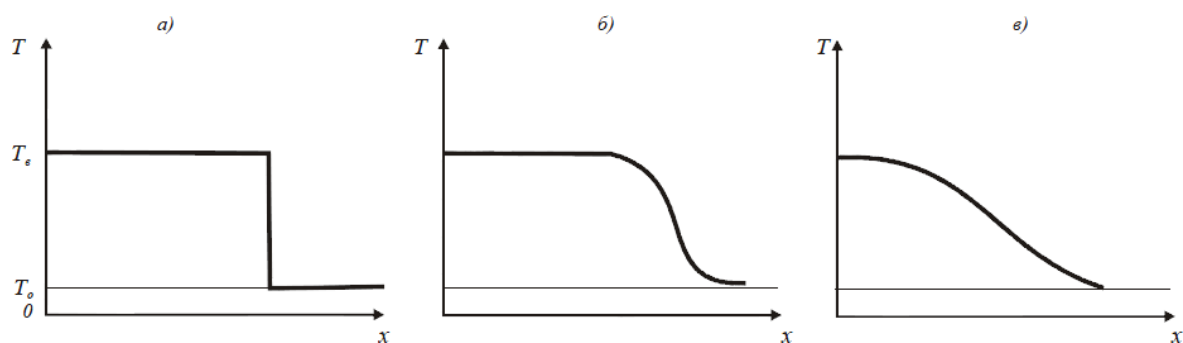


Рис. 2.1.1 - Схематизированное изображение температурного профиля при нагнетании горячей жидкости: а) «теплоизолированный пласт» без учета теплопроводности; б) «теплоизолированный пласт» с учетом теплопроводности; в) «теплоизолированный пласт» с учетом теплопроводности и потерь тепла в кровлю и подошву

Нагнетаемая в пласт вода охлаждается при контакте с несущей породой и имеющимися в пласте жидкостями. При достаточно установившемся процессе различают две основные рабочие зоны, нумерацию которых принято начинать от начала течения в направлении его развития. Опишем этот процесс (рис. 2.1.2): в зоне 2 нефть вытесняется водой, температура которой равна температуре пласта. Нефтенасыщенность в заданной точке снижается с течением времени и при определенных условиях может достигнуть величины остаточного насыщения. В каждой точке зоны 1 температура непрерывно растет. Кроме того, расширение породы-коллектора и заполняющей его жидкости приводит к снижению (при неизменном насыщении) массы нефти, содержащейся в порах. Если нефть содержит легколетучие углеводороды, они могут быть вытеснены при помощи последовательных процессов испарения и конденсации – в этом случае в сравнительно узкой зоне может существовать состояние насыщения газовой фазы углеводородов.

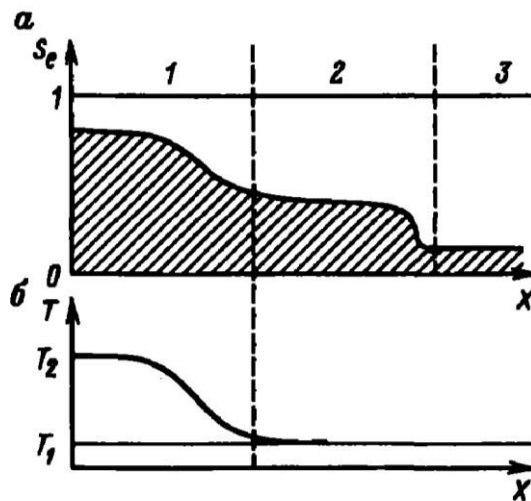


Рис. 2.1.2 - Профили водонасыщенности (а) и температуры (б) при одномерном вытеснении нефти горячей водой в отсутствие испарения легких фракций нефти.

Механизм нефтеотдачи при вытеснении нефти теплоносителями носит комплексный характер и включает несколько элементов:

- вытеснение фактурой самого теплоносителя – в этой части механизма трудно различить прирост вытеснения между горячей и холодной водой;
- снижение вязкости нефти – оптимальная температура, до которой следует нагревать пласт, соответствует точке на кривой температурной характеристики вязкости нефти, после которой вязкость нефти снижается менее эффективно;
- термическое расширение – приводит к тому, что уменьшается поровый объем пласта при одновременном увеличении объема насыщающих жидкостей, происходит «выжимание» некоторой части нефти;
- интенсификация капиллярной пропитки – с повышением температуры ускоряется капиллярная пропитка водой породы, что сопровождается капиллярным вытеснением из породы части нефти. [17]

В разных физико-геологических условиях разрабатываемого объекта, при разных видах применяемых теплоносителей количественное влияние отдельных элементов механизмов нефтеотдачи различно.

При закачке горячей воды в зоне, не охваченной тепловым воздействием, происходит вытеснение нефти водой в изотермических условиях, а в нагретой зоне, в которой температура изменяется от пластовой до температуры воды на забое скважины - в неизотермических. При этом понижается вязкость нефти, улучшается соотношение подвижностей нефти и воды, происходит тепловое увеличение объема нефти и ослабление молекулярно-поверхностных сил. Все это приводит к увеличению нефтеотдачи.

Согласно результатам многочисленных экспериментов, при увеличении температуры нефти вязкость ее уменьшается. Соответственно подвижность нефти увеличивается и имеется возможность повысить нефтеотдачу. Зависимость вязкости от температуры для каждого месторождения, вообще говоря, разные, но все же в какой-то мере близко к экспоненциальной [8]. Данная зависимость определяется с помощью лабораторных исследований для конкретного месторождения. Если проведение по каким-то причинам не удастся провести, то в таком случае нередко берут зависимость с так называемого месторождения-аналога, у которого имеется схожесть с данным месторождением.

Применение технологий нагнетания теплоносителей требует решения многих специфических вопросов, связанных с индивидуальным подбором технологии к каждому конкретному объекту, расчетного обоснования технологических параметров его осуществления (температуры, давления, величины расхода, продолжительности процедуры и т.д.), обеспечением работы нефтепромыслового оборудования при повышенных температурах и давлениях, решения возможных осложнений при добыче нефти и обеспечения безопасности обслуживающего персонала.

Что касается применимости метода нагнетания горячей воды в пласт, то здесь возникают ограничения на некоторые геологофизические характеристики пласта. 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 не была теплоизоляция, все-таки теряется в окружающие скважину породы. С увеличением глубины залегания увеличиваются и теплопотери при доставке теплоносителя в пласт. Большие теплопотери уже при движении теплоносителя по скважине могут поставить под сомнение эффективность метода, его экономическую выгоду. Следующее ограничение относится к толщине продуктивного пласта. С уменьшением толщины увеличивается потери тепла в кровлю и подошву. При увеличении толщины пласта теплопотери в окружающие породы уменьшаются, но также уменьшается и охват воздействием. Ярко выраженная неоднородность пласта снижает эффективность процесса. Происходит неравномерный прогрев пласта. Что касается влияние начальной нефтенасыщенности на эффективность процесса, то согласно промысловым опытам при нефтенасыщенности менее 40% процесс вытеснения нефти горячей водой не эффективен [6].

2.2 Физическая постановка задачи

В данной работе рассматривается двумерное нестационарное неизотермическое течение двухфазной жидкости (нефть и вода) в пласте, основанное на математической модели нелетучей нефти (black oil), рассматривающей флюиды в пластовых условиях, как химически инертные несмешивающиеся жидкости.

Таким образом, приняты следующие допущения:

- флюиды в пластовых условиях представляют собой несмешивающиеся жидкости, которые не вступают друг с другом в химические реакции, находятся в жидкой фазе;
- капиллярные и гравитационные силы не учитываются;

- теплотери по стволу скважины не учитываются;
- учитываются теплотери в кровлю и подошву пласта.

2.3 Математическая постановка задачи

Система дифференциальных уравнений, описывающая процесс неизотермической фильтрации, включает в себя уравнение баланса массы в элементе пористой среды – уравнение неразрывности, дифференциальное уравнение движения – закон Дарси и уравнение баланса внутренней энергии. Для замыкания системы учитываются уравнение состояния рассматриваемого флюида и пористой среды, а также условия на границах пласта и в начальный момент времени. При этом полагается неизменность давления и температуры на контуре питания либо отсутствие потоков. Учёт потери тепла в кровлю и подошву пласта счёт теплопроводности определяется законом Фурье.

Задание начальных условий заключается в определении искомой функции во всей области в некоторый момент времени, принимаемый за начальный.

Рассмотрим данную систему уравнений подробнее:

- Уравнение неразрывности [11]:

$$\text{—} \quad (1)$$

где α – пористость, S – насыщенность, ρ – плотность, \mathbf{v} – вектор скорости, Q – удельная мощность объемных источников или стоков в единицу объема, ω – фаза: o – нефть, w – вода.

- Закон движения Дарси [11]:

$$\text{—} \quad (2)$$

где α – относительная фазовая проницаемость, p – пластовое давление, μ – динамическая вязкость среды, \mathbf{k} – тензор абсолютной проницаемости.

- Уравнение баланса внутренней энергии [9]:

$$\rho \frac{dT}{dt} + \text{div}(\mathbf{q}) = Q \quad (3)$$

$$(4)$$

где k_{eff} – эффективная теплопроводность, C_p – теплоемкость скелета породы, ρ – плотность скелета породы, Q – удельная мощность источника (стока) тепловой энергии в единицу объема.

- Уравнения состояния (слабосжимаемой жидкости и породы) [20]:

$$(5)$$

$$(6)$$

где ρ_0 – постоянные значения плотности и пористости, измеренные при давлении p_0 , β – сжимаемость фазы, β_s – сжимаемость скелета породы.

- Уравнение связи:

$$(7)$$

- Начальные условия:

$$(8)$$

$$(9)$$

- Граничные условия:

Замкнутая внешняя граница

—

(10)

—

(11)

Потери тепла за счет теплопроводности в кровлю и подошву описываются законом Фурье:

—

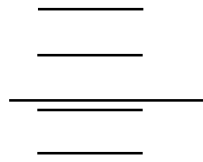
3. АНАЛИТИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ

Для определенного круга задач поле распределения тепла в пласте можно найти аналитически. Из литературы известно несколько математических расчетных моделей для определения коэффициента теплоиспользования (или теплопотерь), которые удовлетворительно согласуются с лабораторными экспериментальными данными: модели Рубинштейна, Ловерье, Маркса-Лангенхейма [13]. В модели Рубинштейна учитывается конвективный тепловой поток в направлении радиальной фильтрации горячей жидкости и двумерный теплопроводный поток (в радиальном и вертикальном направлениях) в продуктивном пласте и в окружающих породах.

Уравнение Л. И. Рубинштейна для определения коэффициента теплопотерь имеет вид (12):

$$\begin{aligned}
 & \frac{1}{\sqrt{\pi}} \int_0^{\infty} \frac{1 - \exp(-\lambda^2)}{\lambda} \exp(-\lambda^2 \tau) d\lambda \\
 & - \frac{1}{\sqrt{\pi}} \int_0^{\infty} \frac{1 - \exp(-\lambda^2)}{\lambda} \exp(-\lambda^2 \tau) d\lambda \\
 & \frac{1}{\sqrt{\pi}} \int_0^{\infty} \frac{1 - \exp(-\lambda^2)}{\lambda} \exp(-\lambda^2 \tau) d\lambda \\
 & \frac{1}{\sqrt{\pi}} \int_0^{\infty} \frac{1 - \exp(-\lambda^2)}{\lambda} \exp(-\lambda^2 \tau) d\lambda
 \end{aligned} \tag{12}$$

Где ----- безразмерное время;



- теплофизические свойства продуктивного пласта, –
осредненные теплофизические свойства окружающих горных пород;

$\operatorname{erfc}(x)=1-\operatorname{erf}(x)$; $\int_0^{\infty} e^{-x^2} dx = \frac{\sqrt{\pi}}{2}$ – интеграл вероятности (или
функция вероятности);

Следует отметить, что при $\tau=0$, $\eta_{\text{пот}}=0$, , при бесконечной продолжительности нагнетания горячего агента коэффициент теплоиспользования будет равен нулю.

Для заданного значения времени коэффициент теплотерь зависит только от толщины пласта и теплофизических его свойств и окружающих пород. Также существуют и другие методы определения коэффициента теплоиспользования, соответствующие математическим моделям Ловерье и Маркса-Лангенхейма(13):

$$\frac{1}{\sqrt{\pi}} \int_0^{\infty} e^{-x^2} dx = \frac{\sqrt{\pi}}{2} \quad (13)$$

Где безразмерное время, h – расчетная толщина пласта.

В отличие от более точной математической модели Рубинштейна, модели Ловерье и Маркса-Лангенхейма учитывают только конвективный перенос тепла в продуктивном пласте и вертикальный тепловой поток в окружающих породах. В связи с этим, тепловое сопротивление окружающих продуктивный пласт пород несколько завышается. Теплопроводность самого продуктивного пласта в этой формуле считается достаточно большой, что

———где q – расход рабочего агента,

Вышеприведенные формулы получены при следующих допущениях:

- Геолого-физические характеристики пласта постоянны, теплофизические характеристики скелета породы, нефти, теплоносителя, окружающих пород не зависят от температуры и постоянны.
- Тепло от теплоносителя пласту передается за счет вынужденной конвекции и только в горизонтальном направлении. Теплопроводностью пласта пренебрегают.
- Потери тепла в окружающие породы происходят за счет теплопроводности и только в горизонтальном направлении.
- Теплоноситель несжимаем. Его расход и температура постоянны на входе в пласт.
- Начальная температура пласта и окружающих пород одинакова. Геотермический градиент полагается равным нулю.

Более точные расчетные формулы, учитывающие не только конвективный перенос тепла в пласте, но и теплопроводный поток, получены Н.А Авдониным.

4. ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕЧЕНИЯ В ПЛАСТЕ ПРИ ПОДВОДЕ ГОРЯЧЕЙ ВОДЫ

4.1 Метод решения системы дифференциальных уравнений

В данной работе для дискретизации системы уравнений был использован метод контрольного объема. Основная идея метода заключается в следующем: расчетную область разбивают на некоторое число непересекающихся контрольных объемов таким образом, что в центре каждого контрольного объема содержится узловая точка.

Одним из наиболее важных свойств метода контрольного объема является заложенность в нем точного интегрального сохранения энергии, количества движения и массы для каждого контрольного объема, а следовательно и для всей расчетной области. [19] Иными словами, дискретный аналог полученный методом контрольного объема, выражает закон сохранения для конечного контрольного объема точно так же, как дифференциальное уравнение выражает закон сохранения для бесконечно малого контрольного объема.

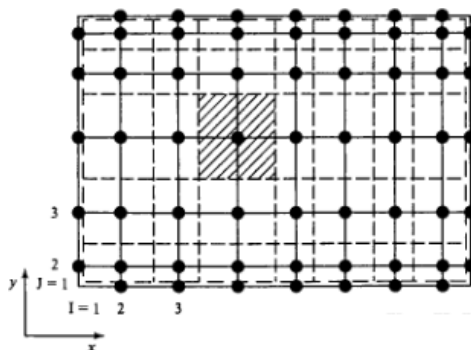


Рис. 4.1.1 - Расположение расчетных точек и граней контрольных объемов

Поля пластового давления, насыщенности температуры определяются при помощи IMPES-алгоритма. Такой алгоритм представляет собой неявное определение полей давления и температур и явное определение поля насыщенности, учитывая определенное на верхнем временном слое давление.

4.2 Численная модель пласта

Задача о нахождении полей насыщенности, давления и температуры сводится к решению следующей системы дифференциальных уравнений (15) – (20).

(15)

(16)

(17)

(18)

(19)

(20)

Функции ОФП в данной формулировке задачи определяются как функции от насыщенности блока, из которого направлен поток, сами исходные функции задаются в табличном виде и вычисляются, используя линейную интерполяцию между двумя соседними точками из заданной таблицы.

Покажем на примере уравнения для давления метод дискретизации данной системы уравнений. [18]

Реальные пласты и насыщающие их жидкости (нефть, вода) обладают упругостью, учет которой во многих случаях необходим при гидродинамических расчетах и оценках неустановившихся процессов. В уравнение упругого режима должны входить параметры, характеризующие упругие свойства пластовой системы, состоящей в общем случае из скелета пласта, нефти и воды.

Упростим задачу, учитывая, во-первых, малость величины (сжимаемость жидкости), и, во-вторых, диапазон изменения давлений

Действительно, взяв МПа^{-1} и МПа , произведение величин..... Иными словами, данное произведение существенно меньше единицы. [19]

В первом уравнении (15) системы (уравнении неразрывности) производную от произведения распишем как производную сложной функции:

$$\frac{d}{dt} (u \cdot v) = u \frac{dv}{dt} + v \frac{du}{dt} \quad (21)$$

Упростим произведение :

$$+ \quad (22)$$

Последним слагаемым в (22) пренебрегаем ввиду его малости.

Тогда дифференциал в первом слагаемом (21):

$$\frac{\dots}{\dots} \quad (23)$$

Второе слагаемое (21):

$$\frac{\dots}{\dots} \quad (24)$$

где учтено, что

$$\dots \quad (25)$$

Для преобразования второго слагаемого уравнения неразрывности системы распишем скорости фильтрации фаз, используя закон Дарси, в выражении для плотности также учитываем малость по сравнению с единицей слагаемого :

$$\dots \quad (26)$$

Тогда уравнение неразрывности (15) примет вид:

$$\dots \quad (27)$$

Далее уравнение (27) будем записывать для каждой из фаз, при этом разделим его на плотность, перегруппируем слагаемые и сделаем замену:

$$, , \quad (28)$$

$$(29)$$

$$(30)$$

$$, \quad (31)$$

$$(32)$$

где коэффициент упругости пласта.

Получили уравнение для давления в виде:

$$\text{---} \quad \text{---} \quad \text{---} \quad (33)$$

Перейдем к аппроксимации уравнения (33) по контрольному объему:

$$\text{---} \quad \text{---} \quad \text{---} \quad \text{---} \quad \text{---} \quad \text{---} \quad \text{---} \quad \text{---} \quad (34)$$

Проинтегрируем (34) по контрольному объему:

$$\text{---} \quad \text{---} \quad \text{---} \quad \text{---} \quad \text{---} \quad \text{---} \quad \text{---} \quad \text{---} \quad (35)$$

Тогда по теореме о среднем представим левую часть уравнения (35) в виде:

$$\text{---} \quad \text{---} \quad \text{---} \tag{39}$$

$$\text{---} \quad \text{---} \quad \text{---} \tag{40}$$

$$\text{---} \quad \text{---} \quad \text{---} \tag{41}$$

$$\text{---} \quad \text{---} \quad \text{---} \tag{42}$$

$$\text{---} \quad \text{---} \quad \text{---} \quad \quad \quad \text{---} \quad \text{---} \quad \text{---} \tag{43}$$

$$\text{---} \quad \text{---} \quad \text{---} \quad \quad \quad \text{---} \quad \text{---} \quad \text{---}$$

$$\text{-----}$$

$$\text{-----} \tag{44}$$

$$\text{-----} \tag{45}$$

Дискретизация других уравнений системы (15) (20) проходит аналогично. Так, окончательное уравнение для насыщенности:

$$\text{-----} \tag{46}$$

$$\text{-----}$$

где потоки представляются в следующем виде:

$$\text{---} \tag{47}$$

$$\text{---} \tag{48}$$

$$\text{---} \tag{49}$$

$$\text{---} \tag{50}$$

$$\text{---} \tag{51}$$

Итоговое уравнение для поля температуры запишем в виде:

$$\tag{52}$$

где коэффициенты системы уравнений (52) представлены в виде:

$$\tag{53}$$

$$\tag{54}$$

$$\tag{55}$$

$$\tag{56}$$

4.3 Моделирование скважины в контрольном объеме

Давление, определяемое в узле сетки при моделировании пласта – среднее давление в блоке, окружающем данный узел. Если в блоке сетки расположена скважина, давление в ней нельзя полагать равным давлению в блоке (контрольном объеме). Это особенно справедливо при больших размерах блока, содержащего скважину, и при больших дебитах скважины. Для решения данной применено понятие эквивалентного радиуса блока. [5]

Здесь в качестве радиуса контура питания взят, так называемый, «эквивалентный» радиус блока (радиус Писмана), содержащего скважину.

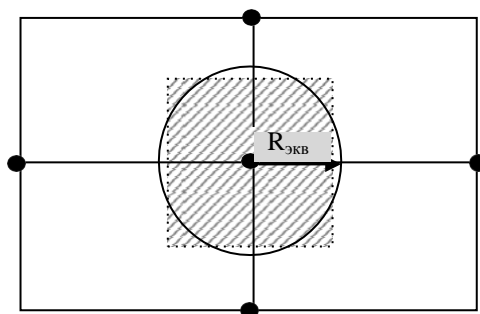


Рис. 4.3.1 - Расположение скважины в контрольном объеме

Тогда формулой для обобщенного закона фильтрации будет формула Писмана:

$$\frac{q}{2\pi h} \ln \frac{R_{\text{экв}}}{r_w} = \frac{q}{2\pi h} \ln \frac{R_{\text{экв}}}{r_w} \quad (59)$$

$$\frac{q}{2\pi h} \ln \frac{R_{\text{экв}}}{r_w} = \frac{q}{2\pi h} \ln \frac{R_{\text{экв}}}{r_w} \quad (60)$$

где Q – дебит нефти, k – проницаемость, h – эффективная мощность пласта, $p_{ср}$ – среднее давление в контрольном объеме, $p_{зб}$ – забойное давление, $r_{экв}$ – эквивалентный радиус блока. [14]

4.4 Сопоставление численного и аналитического метода

В данной работе для проверки корректности численных расчетов используются формулы Ловерье.

Для проверки решалась следующая задача:

В нефтяной пласт с целью вытеснения из него нефти закачивается горячая вода. Требуется определить изменение температуры пласта на расстоянии r от нагнетательной скважины в определенный момент времени.

Также накладываются следующие допущения:

1) теплопроводность пласта по простиранию равна реальной теплопроводности пород, а перпендикулярно к напластованию – бесконечности;

2) теплопроводность окружающих продуктивных пласт пород в вертикальном направлении равна реальной, а в горизонтальном нулю.

Решение:

Для расчета распределения температуры в пласте использовалась формула Ловерье:

$$T(r, t) = T_{ср} + \frac{Q}{4\pi k h} \left[\frac{1}{r} - \frac{1}{r_0} \right] + \frac{Q}{4\pi k h} \operatorname{Erfc}\left(\frac{r}{\sqrt{4kt}}\right);$$

Где $T_{ср}$ – среднее давление в контрольном объеме; r_0 – эквивалентный радиус блока; r – радиус блока.

$\operatorname{Erfc}(x) = 1 - \operatorname{erf}(x)$, $\operatorname{erf}(x)$ -интеграл вероятности ошибок, единичная функция, которая принимает следующие значения:

;

Исходные данные для аналитического расчета:

Теплоемкость, Дж/(кг·К)	воды	4200
	нефти	1800
	породы	800
Теплопроводность, Вт/(м·К)	воды	0.6
	нефти	0.12
	породы	0.28
Плотность, кг/м ³	воды	1000
	нефти	800
	породы	2000
Температура пласта, °С		20
Температура закачиваемой воды, °С		80
Коэффициент охвата пласта по толщине		1

Приемистость скважины для аналитического решения задавалась как среднее значение приемистости из численного решения за расчетный промежуток времени – 160 м³/сут.

Исходные данные для численного решения задавались аналогично аналитической задаче, а также дополнительно необходимые для численного расчета:

Пористость		0,2
Проницаемость, мД		100
Сжимаемость, 10 ⁻⁴ МПа ⁻¹	воды	4
	нефти	9
	породы	0.3
Вязкость, Па·с	воды	0.0004
	нефти	0.05
Давление, МПа		12
Нефтенасыщенность		0.81
Забойное давление добывающей скважины, МПа		6
Забойное давление нагнетательной скважины, МПа		41

Решения сравнивались на момент времени 180 дней: сравнивались температурные поля пласта. А также - продвижение теплового фронта с течением времени.

Результаты:

Было произведено сравнение профилей температур по сечению вдоль ячейки с нагнетательной скважиной, см. рис. 4.4.1:

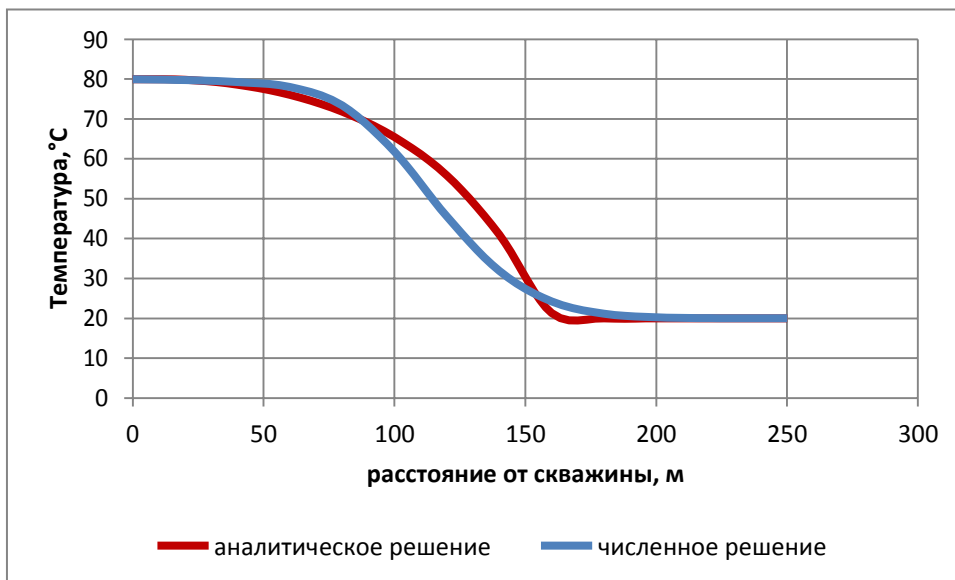


Рис. 4.4.1 - Профили температуры по сечению вдоль нагнетательной скважины 180 д.

Также сравнивались продвижения фронта температуры для обоих решений, рис 4.4.2:

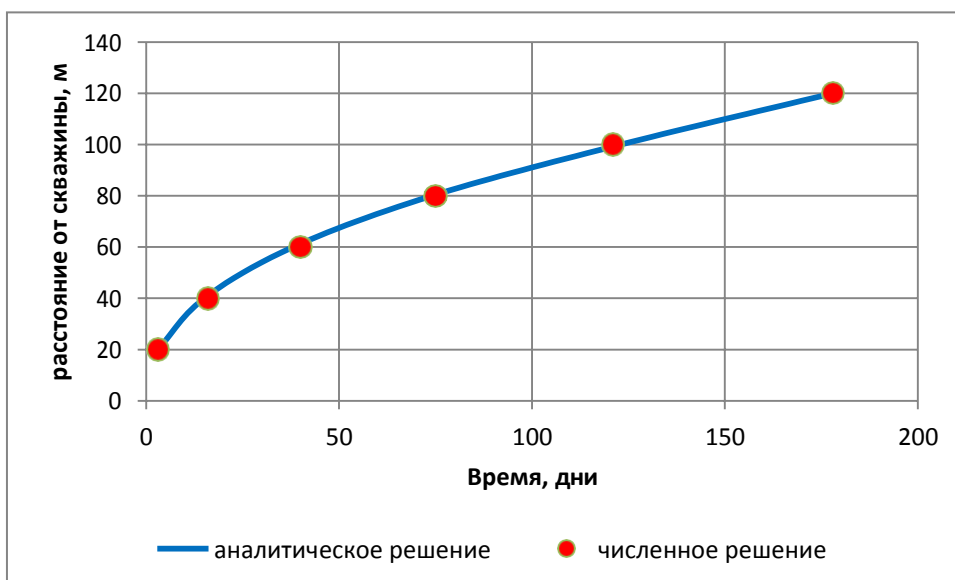


Рис. 4.4.2 - Продвижение фронта температуры для аналитического и численного решений

Полученные профили распределения температур имеют небольшие различия, т.к. решения получены при помощи различных подходов. Но в целом по форме распределения температуры похожи, что говорит о физичности полученного численного решения. Фронт распространения температуры практически совпадает (аналитический отстает на 1-2 дня от численного). Можно сделать вывод, что данный численный метод дает решение задачи неизотермической фильтрации с хорошей точностью и передает физику процесса.

5. ТЕСТИРОВАНИЕ МЕТОДА

5.1 Исходные данные для моделирования

Рассматривается процесс нагнетания теплоносителя в пласт, в случае использования пятиточечной схемы разработки. Модель пласта двумерная. Так как в данной схеме на одну добывающую скважину приходится одна нагнетательная, то решение можно искать только в одной части области (рис 5.1.1).

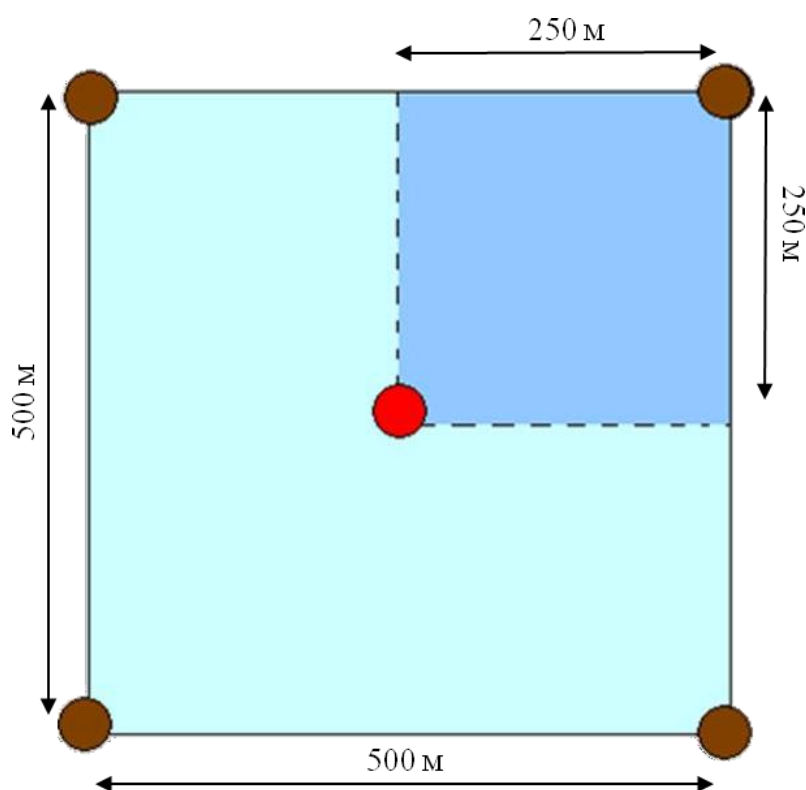


Рис. 5.1.1 - Пятиточечная схема расстановки скважин

- Размер расчетной области – длина 250 м, ширина 250 м.
- Число контрольных объемов 25×25 .
- Размер контрольного объема $10 \times 10 \text{ м}^2$.

Исходные данные представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Исходные данные для моделирования

Пористость		0.2
Проницаемость, мД		100
Теплоемкость, Дж/(кг·К)	воды	4200
	нефти	1800
	породы	800
Теплопроводность, Вт/(м·К)	воды	0.6
	нефти	0.12
	породы	0.28
Плотность, кг/м ³	воды	1000
	нефти	800
	породы	2000
Сжимаемость, 10 ⁻⁴ МПа ⁻¹	воды	4
	нефти	9
	породы	0.3
Вязкость, Па·с	воды	0.0004
Давление, МПа		20
Нефтенасыщенность		0.8
Температура пласта, °С		20
Забойное давление добывающей скважины, МПа		6
Забойное давление нагнетательной скважины, МПа		30

Относительные фазовые проницаемости заданы табличными функциями (рис. 5.1.2).

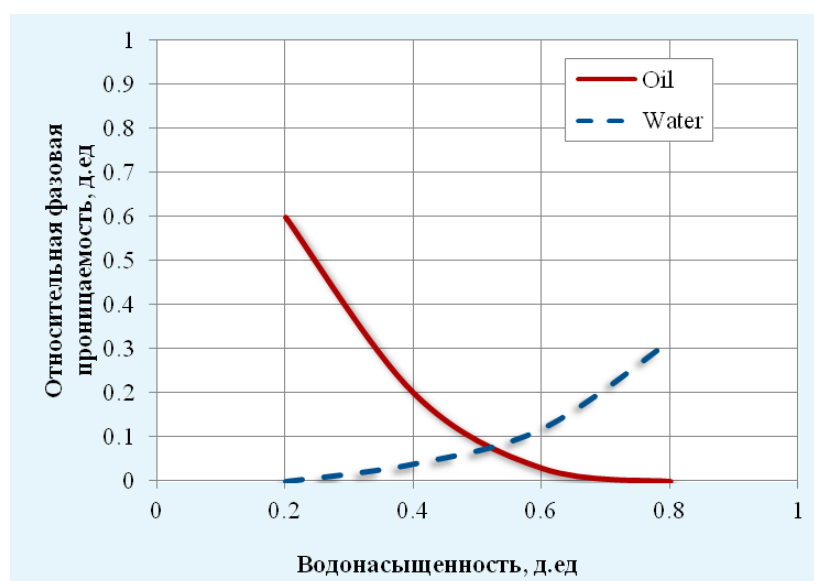


Рис. 5.1.2 - Относительные фазовые проницаемости нефти и воды

Зависимость изменения вязкости пластовой нефти от температуры представлена на рис. 5.1.3.

Расчет проводится с компенсацией 100%.

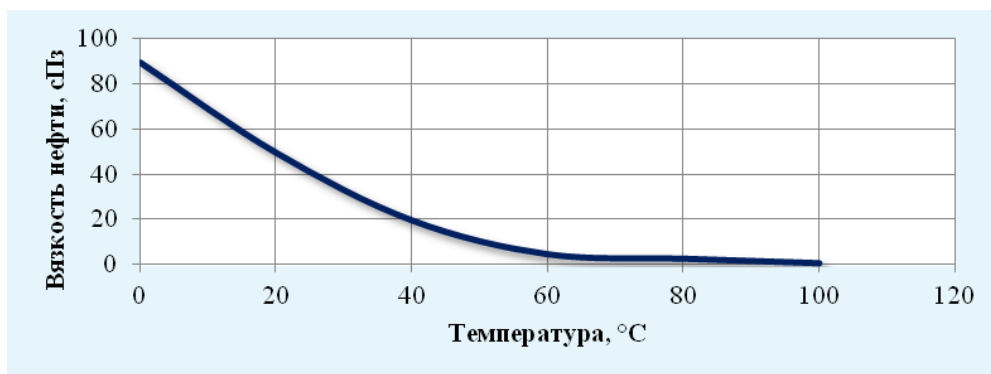


Рис. 5.1.3 - Изменение вязкости нефти от температуры

5.2 Результаты расчета термического воздействия на пласт

В результате решения поставленной задачи были получены зависимости накопленной добычи нефти, дебита нефти и обводненности от времени для разных температур нагнетаемого теплоносителя (разных вариантов) – 80°C (горячая вода) и 20°C (изотермическая фильтрация).

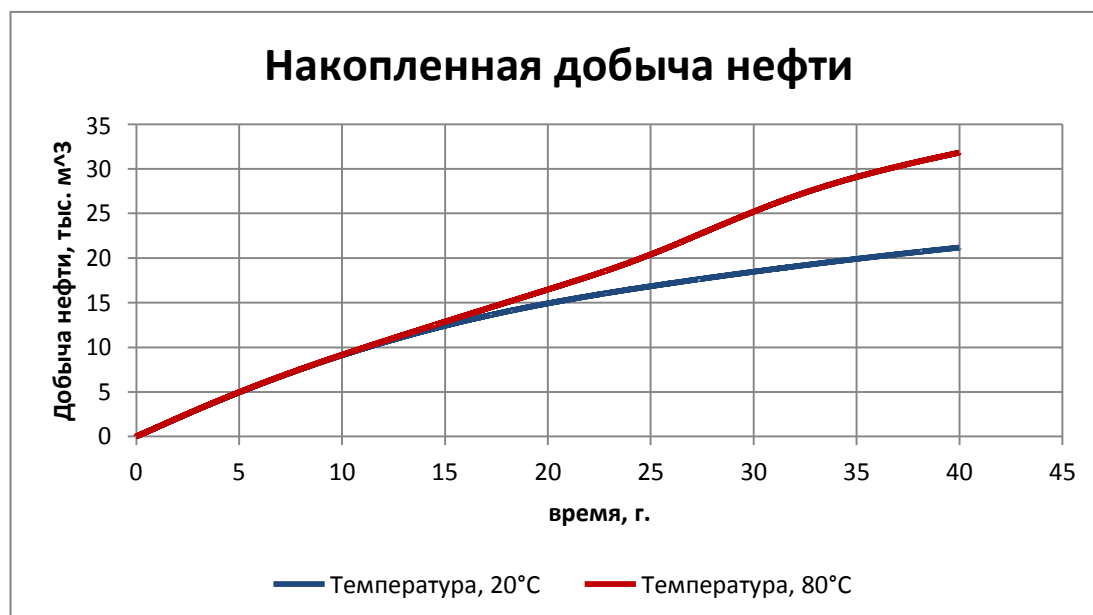


Рис. 5.2.1 - Зависимость накопленной добычи нефти от времени при закачке воды температурой 20°C (изотермическая фильтрация) и температурой 80°C (горячая вода), температура пласта 20°C

Сравнивая кривые, полученные при закачке холодной и горячей воды видно, что при закачке теплоносителя эффективность вытеснения с момента времени 15 лет увеличивается. Накопленная добыча нефти в итоге выше при нагнетании горячей воды в 1.5 раза и составила 31.8 тыс. м³, в то время как при нагнетании холодной – 21.2 тыс. м³ (рис. 5.2.1). Динамика обводненности скважины по двум вариантам представлена на рис. 5.2.2. По первому варианту (закачка воды температурой 20 °С) значение обводненности первый год составляет 2%, затем возрастает до 75% к 7 годам, рост обводненности связан с тем, что при данных фазовых проницаемостях и соотношении вязкостей флюидов вода намного подвижнее нефти, прорыв воды происходит при меньших насыщенностях, далее обводненность постепенно растет до достижения 98%.

По второму варианту (закачка воды температурой 80 °С) изменение значения обводненности до 7 лет работы скважины аналогично первому варианту, т.к. вытеснение происходит фактурой самого теплоносителя, в этой части механизма нефтеотдачи трудно различить прирост вытеснения нефти при разных видах вытесняющих агентов (горячей и холодной воды). Далее, т.к. происходит постепенное снижение вязкости нефти и увеличение ее подвижности, дальнейший рост обводненности замедляется. В момент времени 25 лет наблюдается подходящий к добывающей скважине тепловой фронт.

Динамика дебита нефти по двум вариантам представлена на рис.5.2.3. По первому варианту (воздействие водой 20°С) максимальное значение дебита было достигнуто в первый год, значение дебита по нефти постепенно снижалось.

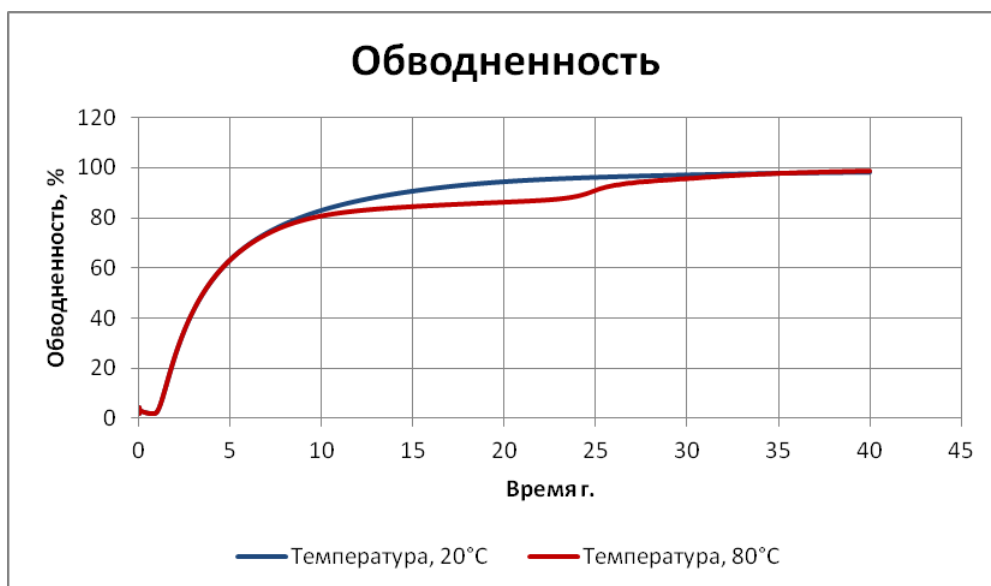


Рис. 5.2.2 - Зависимость обводненности от времени для закачки воды температурой 20°C и 80°C, температура пласта 20°C

По второму варианту (воздействие водой 80°C) до 10 года работы скважины динамика дебита нефти аналогична первому варианту. Далее, в связи с постепенным прогревом пласта и увеличением подвижности нефти падение дебита приостанавливается, и значение держится примерно на одном уровне до момента времени 23 года. Перед фронтом вытеснения образуется оторочка нагретой нефти, при подходе которой происходит увеличение дебита, далее доходит сам фронт горячей воды – дебит нефти снижается.

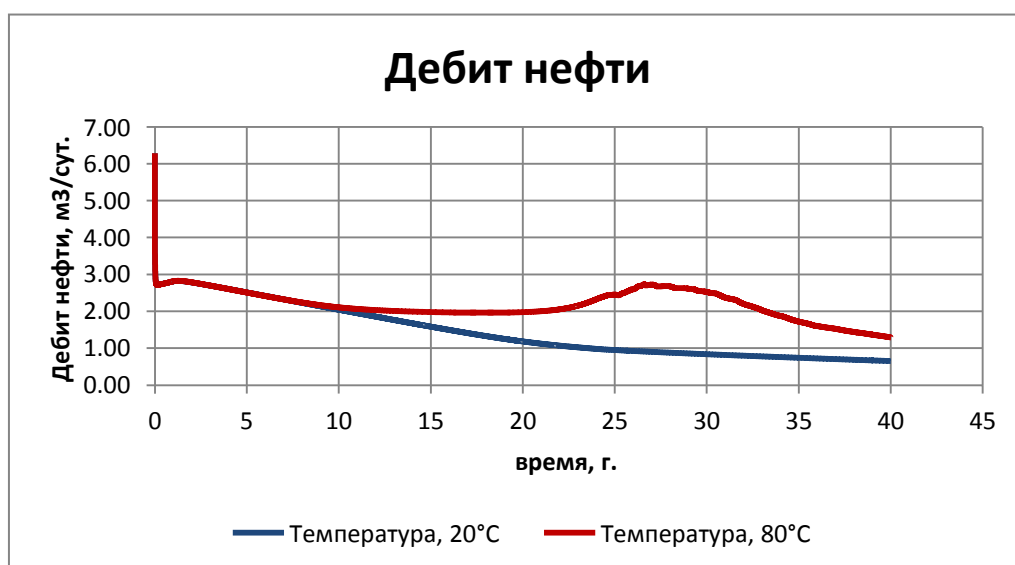


Рис. 5.2.3 - График дебита нефти, температура закачиваемой воды 20°C и 80°C, температура пласта 20°C

Рассмотрим поведение полей насыщенностей на характерный момент времени 25 лет, когда наблюдается явное различие дебита нефти между закачкой холодной и горячей воды (рис. 5.2.4 – 5.2.7). Видно, что в случае закачки горячей воды насыщенность меньше, пласт более «промыт», т.к. нефть более подвижна, нефтенасыщенность в данном случае будет меньше.

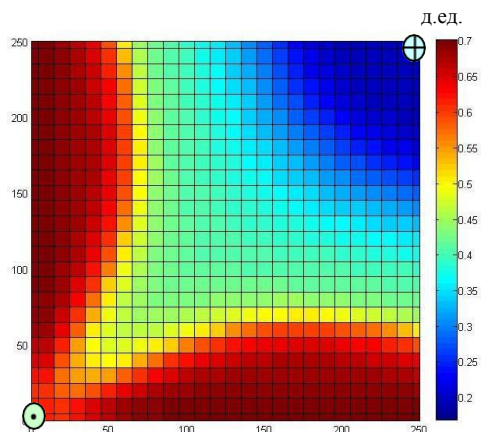


Рис. 5.2.4 - Поле насыщенности на момент времени 25 лет, температура закачиваемой воды 80°C, температура пласта 20°C

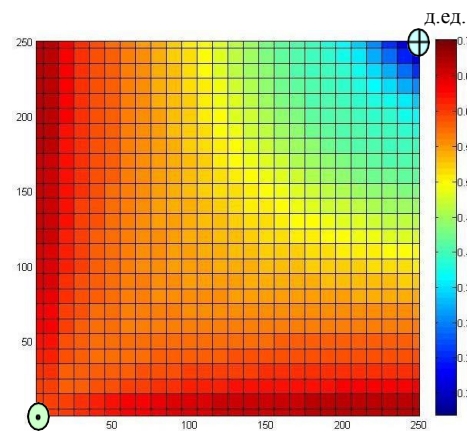


Рис. 5.2.5 - Поле насыщенности на момент времени 25 лет, температура закачиваемой воды 20°C, температура пласта 20°C

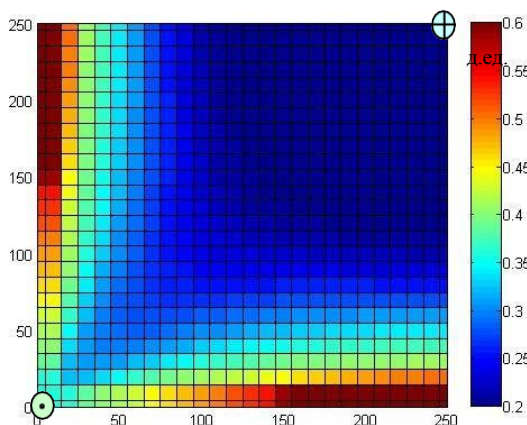


Рис. 5.2.6 - Поле насыщенности на момент времени 40 лет, температура закачиваемой воды 80°C, температура пласта 20°C

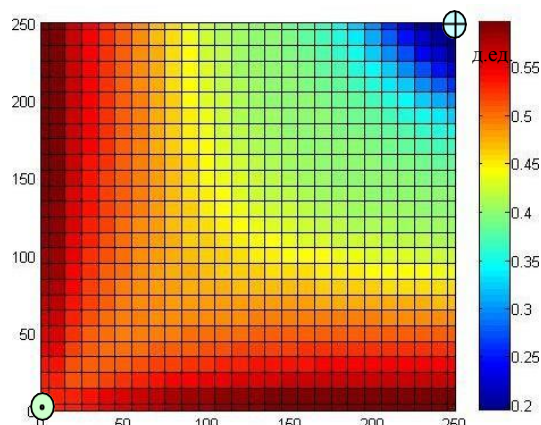


Рис. 5.2.7 - Поле насыщенности на момент времени 40 лет, температура закачиваемой воды 20°C, температура пласта 20°C

Динамика изменения давления за период работы скважины представлена на рис. 5.2.8-5.2.9. Начальное пластовое давление составляло 200 атм, нагнетательная скважина работает с забойным давлением 300 атм, а добывающая – 60 атм. На представленном поле давлений видно, что поля давлений различаются незначительно и наблюдаются классические воронка репрессии и депрессии. По мере удаления от скважин кривые градиентов давления значительно выравниваются.

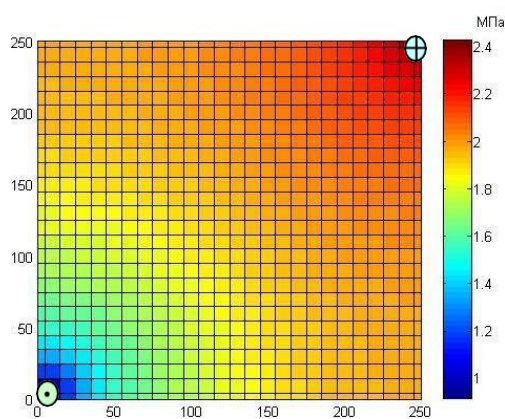


Рис. 5.2.8 - Поле распределения давления при закачке воды температурой 80°C, температура пласта 20°C

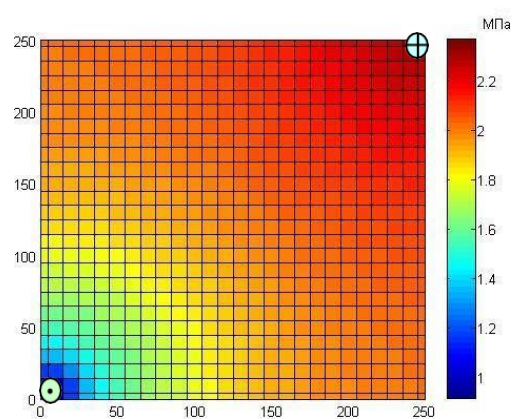


Рис. 5.2.9 - Поле распределения давления при закачке воды температурой 20°C, температура пласта 20°C

При фильтрации через пористую среду теплоноситель отдает тепло породе пласта и постепенно охлаждается до начальной температуры пласта. Поэтому впереди теплового фронта движется фронт холодной воды или гидродинамический фронт. На рис.5.2.10-5.2.12 видно как распространяется температура с течением времени (поля температуры в 25 и 40 лет).

Изменение вязкости с течением времени у нагнетательной скважины показано на рис 5.2.15, а поля вязкости на моменты времени 25 и 40 лет на рис. 5.2.13-5.2.14. Видно, что в более прогретой области вязкость нефти меньше.

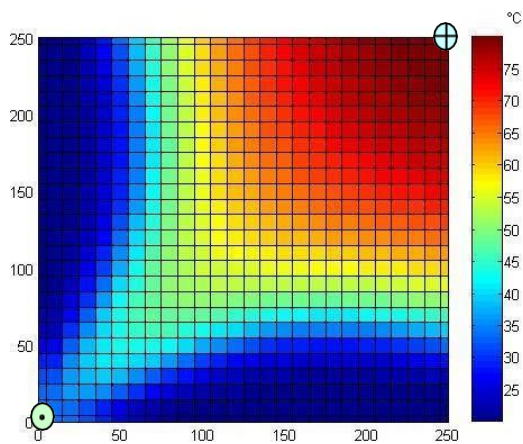


Рис. 5.2.10 - Поле температуры на момент времени 25 лет, температура закачиваемой воды 80°C, температура пласта 20°C

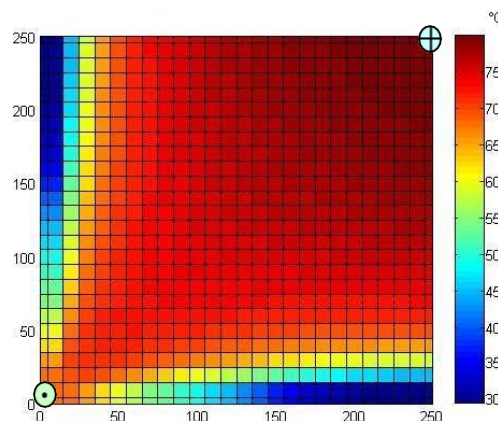


Рис. 5.2.11 - Поле температуры на момент времени 40 лет, температура закачиваемой воды 80°C, температура пласта 20°C

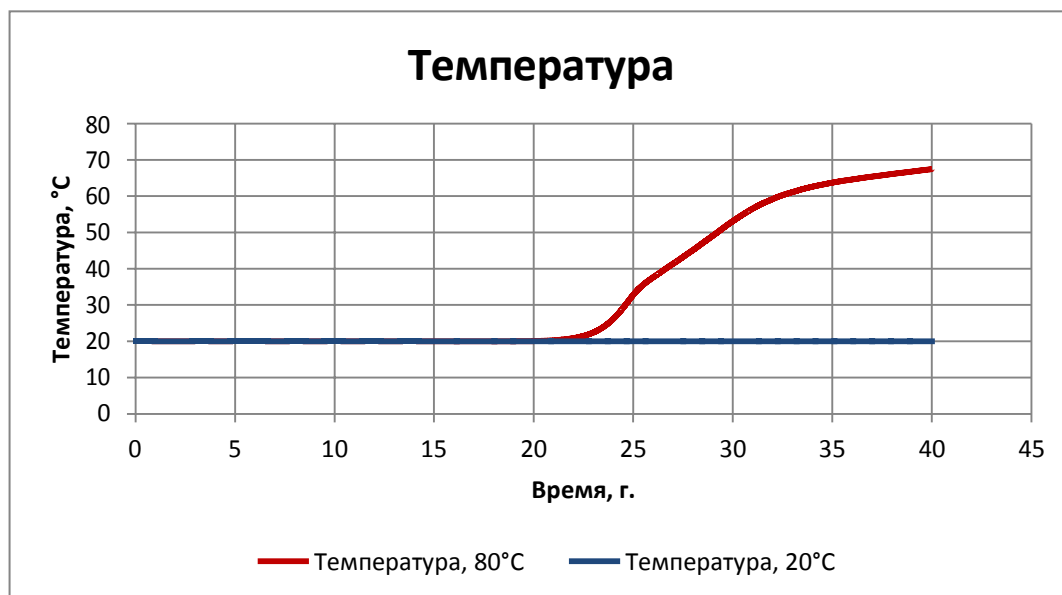


Рис. 5.2.12 - График изменения температуры в пласте, при закачке горячей и холодной воды вблизи добывающей скважины, температура закачиваемой воды 20°C и 80°C, температура пласта 20°C

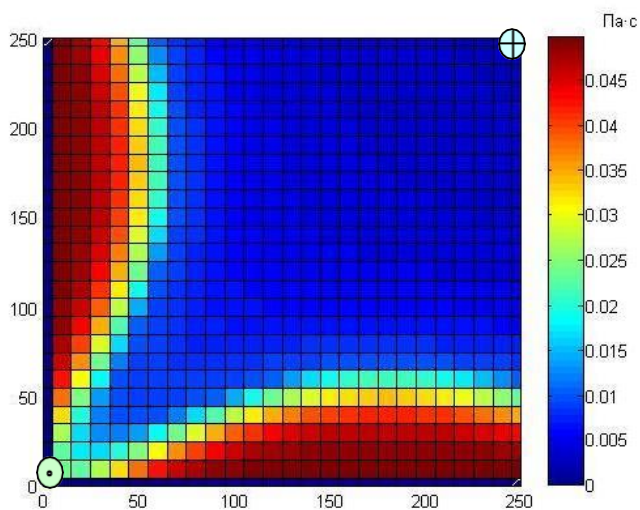


Рис. 5.2.13 - Поле вязкости на момент времени 25 лет, температура закачиваемой воды 80°C, температура пласта 20°C

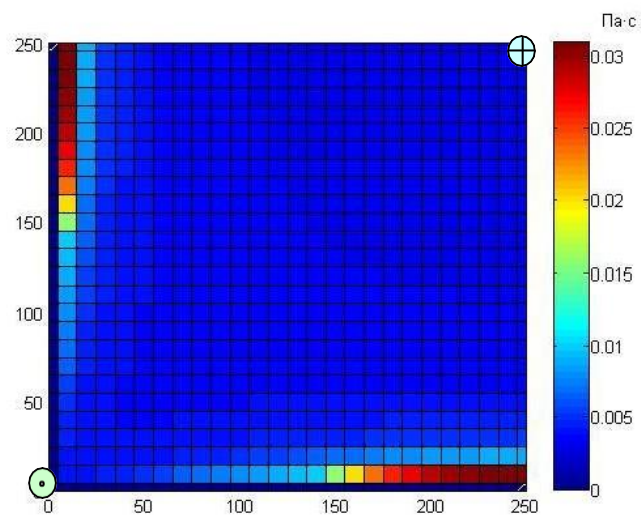


Рис. 5.2.14 - Поле вязкости на момент времени 40 лет, температура закачиваемой воды 80°C, температура пласта 20°C

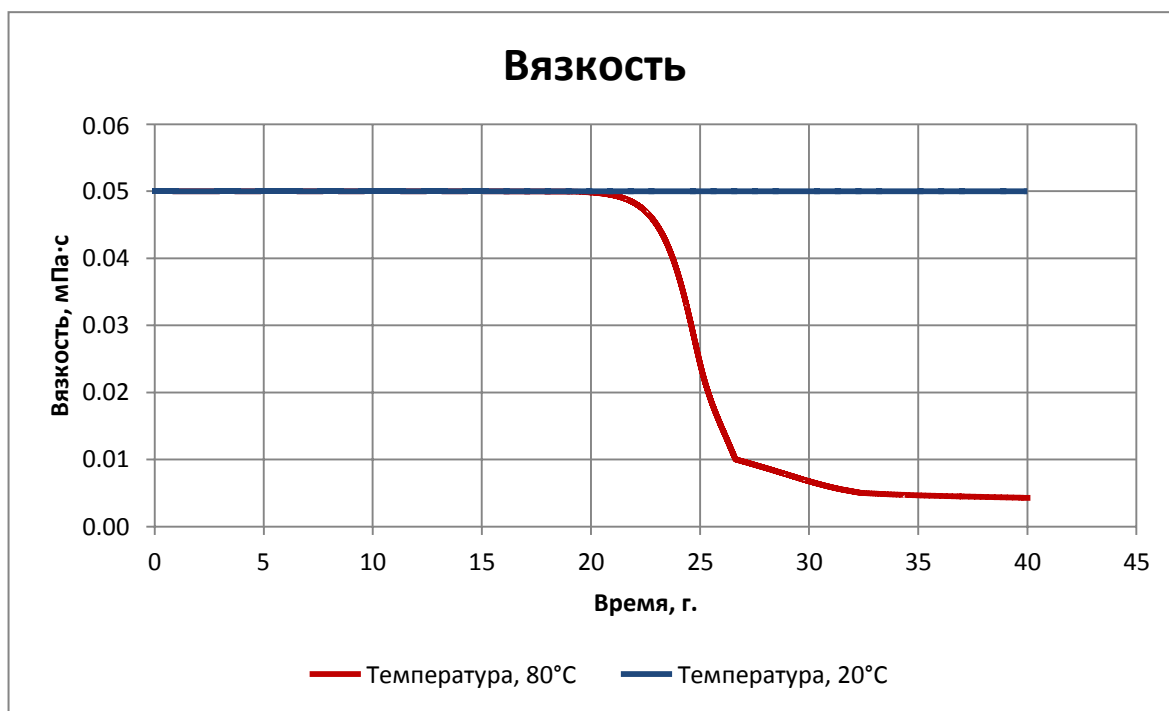


Рис. 5.2.15 - График изменения вязкости при закачке горячей и холодной воды вблизи добывающей скважины на сеточной области, температура закачиваемой воды 20°C и 80°C, температура пласта 20°C

Анализ полученных модельных результатов показал, что в течение продолжительного периода разработки эффект от закачки теплоносителя не наблюдается. Однако, по мере распространения теплового фронта (а он

значительно отстает от фронта вытеснения) в область повышенных температур попадает все больший объем коллектора, что в итоге дает накопленную добычу больше в 1.5 раза при использовании горячей воды.

5.3 Результаты расчета термического воздействия на пласт для случая горизонтальной добывающей скважины

В данной работе был рассмотрен также процесс нагнетания теплоносителя в пласт в области между добывающей и нагнетательной скважинами рядной системы, в случае горизонтальной добывающей скважины. Модель пласта двумерная, рис 5.3.1.

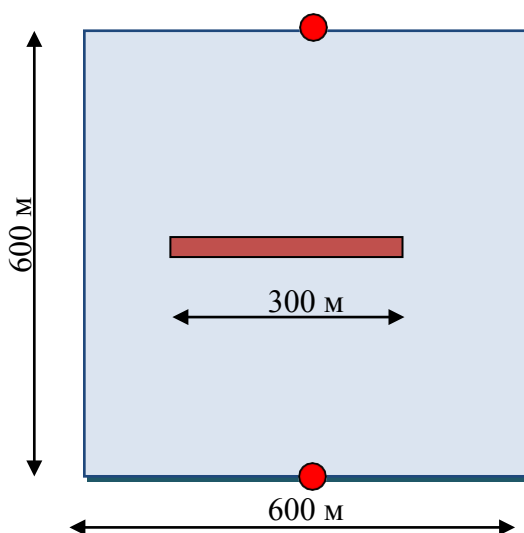


Рис. 5.3.1 - Рядная схема расстановки скважин с добывающей горизонтальной скважиной

- Размер расчетной области – длина 600 м, ширина 600 м.
- Число контрольных объемов 30×30.
- Размер контрольного объема 20×20 м².
- Длина горизонтальной добывающей скважины 300м.

Горизонтальная скважина смоделирована как объединение ячеек со стоками с радиальным притоком в плоскости YZ.

Остальные исходные данные аналогичны задаче с вертикальной добывающей скважиной (см. таблица 2). Абсолютная проницаемость задана равной 30мД. Компенсация при расчете берется также равной 100%.

Результат:

Аналогично задаче с элементом пятиточечной схемы были получены зависимости накопленной добычи нефти, дебита нефти и обводненности от времени для разных температур нагнетаемого теплоносителя.

Сравнивая кривые, полученные при закачке холодной и горячей воды видно, что при закачке теплоносителя эффективность вытеснения с момента времени 8 лет увеличивается. Накопленная добыча нефти в итоге выше при нагнетании горячей воды и составила 100.3 тыс. м³, в то время как при нагнетании холодной – 77 тыс. м³ (см рис. 5.3.2).

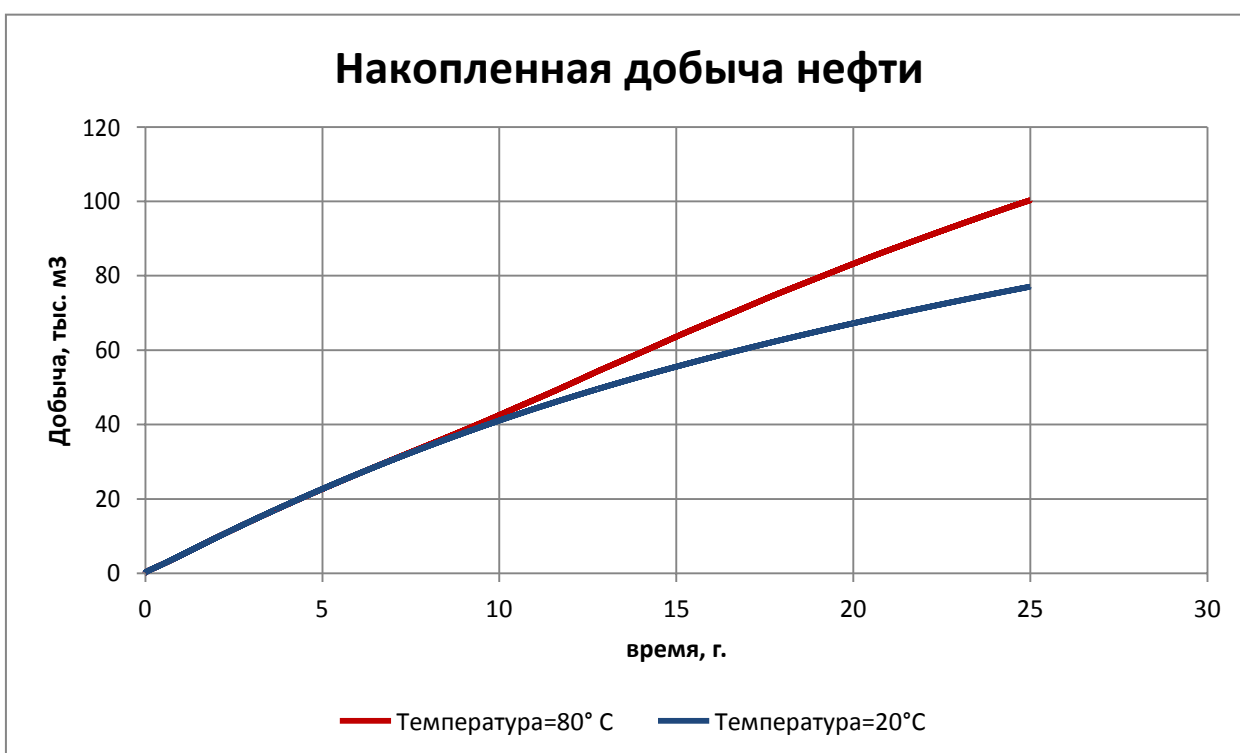


Рис. 5.3.2 - Зависимость накопленной добычи нефти от времени при закачке воды температурой 20°C (изотермическая фильтрация) и температурой 80°C (горячая вода), температура пласта 20°C

Динамика обводненности скважины по двум вариантам представлена на рис. 5.3.3. По первому варианту (закачка воды температурой 20 °С) значение обводненности в первый год составляет 4%, затем возрастает до 68% к моменту времени 5 лет, рост обводненности связан, во-первых, с соотношением подвижностей флюидов: вода намного подвижнее нефти, во-вторых, с тем, что интенсивность притока к горизонтальной скважине больше, вода доходит быстро, далее до окончания работы рост равномерен до значения 98%.

По второму варианту (закачка воды температурой 80 °С) динамика обводненности подобна варианту с закачкой холодной воды, рост к 5-ти годам до значения 67%, далее до 17 лет рост немного медленнее, чем в варианте 1, т.к. в этот период прогревается пласт и нефть становится подвижнее. Тепловой фронт практически не отстает от фронта вытеснения, поэтому разница в динамике обводненности небольшая по сравнению с вариантом 1.

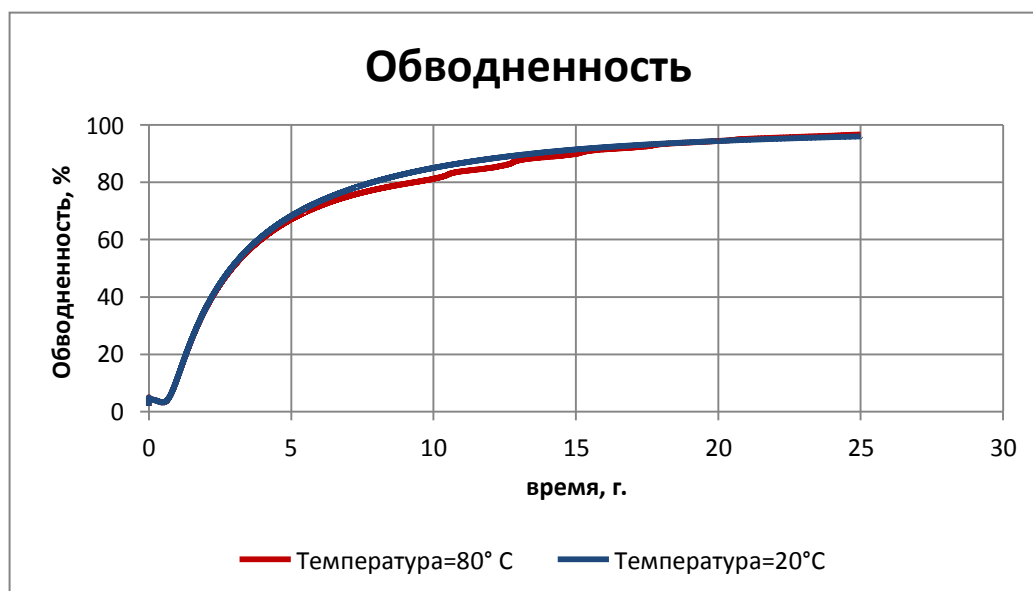


Рис. 5.3.3. - Зависимость обводненности от времени при закачке воды температурой 20°С (изотермическая фильтрация) и температурой 80°С, температура пласта 20°С

Следует отметить, что дебит жидкостью при закачке горячей воды много больше, чем при закачке холодной (рис. 5.3.4), вследствие чего и дебит нефти в данном случае выше.

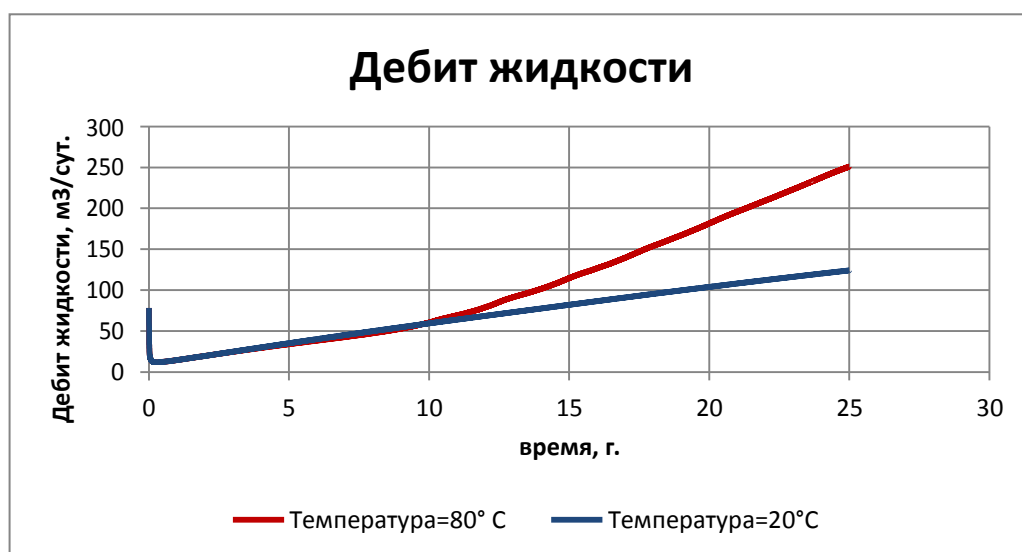


Рис. 5.3.4. - Зависимость дебита жидкости от времени при закачке воды температурой 20°C (изотермическая фильтрация) и температурой 80°C, температура пласта 20°C

Динамика дебита нефти по двум вариантам представлена на рис.5.3.5. По первому варианту (воздействие водой 20°C) максимальное значение дебита было достигнуто в первые месяцы, когда дошел фронт изменения давления. Затем начала подходить вода и значение дебита по нефти снижалось.

По второму варианту (воздействие водой 80°C) в начальный период времени динамика дебита нефти аналогична первому варианту. Вследствие прогрева пласта увеличилась подвижность нефти, дебит вырос до значения 12.1 м³/сут., после чего дошел фронт воды – дебит уменьшился.

Анализируя зависимость дебита нефти от времени (рис. 5.3.5) для горячей и холодной воды, видно, что до момента времени 5 лет вытеснение осуществлялось «фактурой» самого теплоносителя. Пласт прогревался, улучшилась подвижность нефти, что замедлило падение дебита нефти, затем подошла оторочка нагретой нефти, произошло увеличение дебита, и дошел

сам фронт горячей воды – дебит нефти начал снижаться. Так как добывающая скважина горизонтальная и нагнетательная находится напротив ее середины, то изменение дебита нефти ко всей ее длине доходит не одновременно: до центральных ячеек доходит быстрее, они более «промыты», дебит нефти в них раньше начинает падать. В варианте с закачкой горячей воды, в момент времени 6 лет начинает доходить оторочка нагретой нефти, влияние которой на дебит нефти распространяется постепенно по всей длине скважины, этим обусловлены скачки на графике.

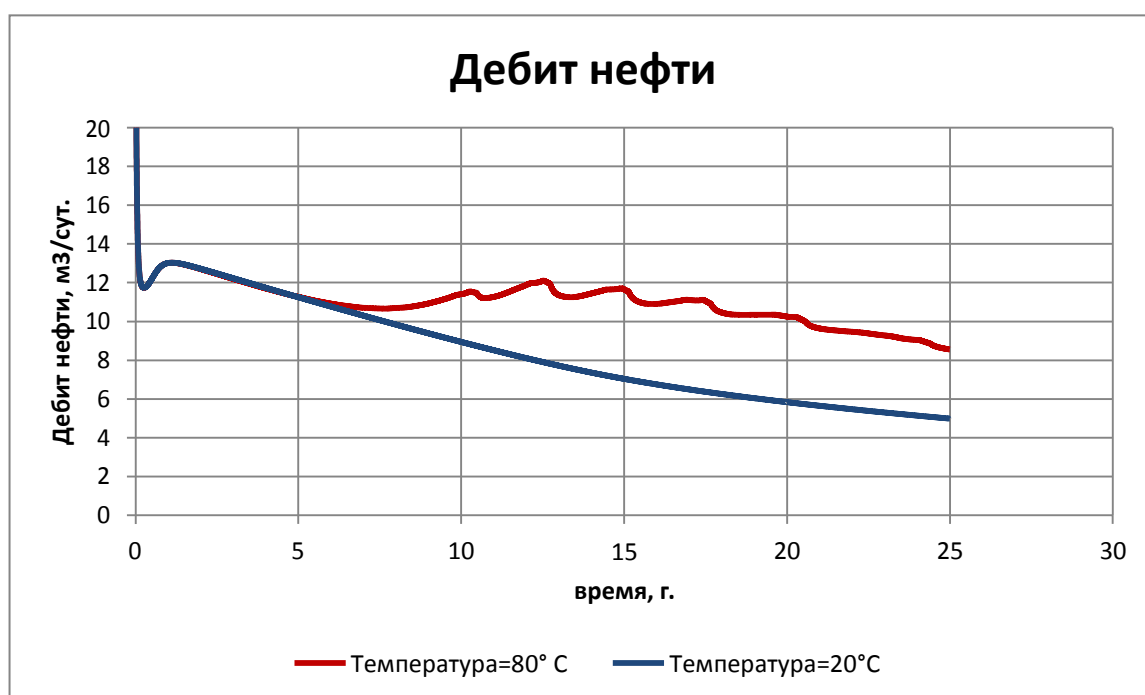


Рис. 5.3.5 - Зависимость дебита нефти от времени при закачке воды температурой 20°C (изотермическая фильтрация) и температурой 80°C (горячая вода), температура пласта 20°C

Рассмотрим поведение полей насыщенностей на характерный момент времени, когда наблюдается явное различие дебита нефти между закачкой холодной и горячей воды (рис. 5.3.6 – 5.3.9). Видно, что в случае закачки горячей воды насыщенность на момент окончания моделирования меньше, пласт более «промыт». Т.к. нагнетательные скважины расположены по центру горизонтальной, больше промывается центральная область, а края остаются практически не охваченными дренированием.

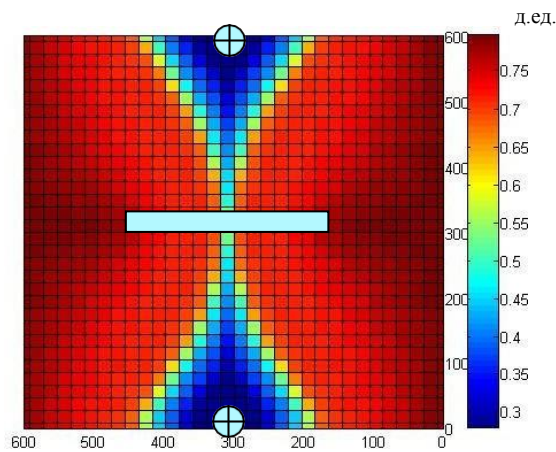


Рис. 5.3.6 - Поле насыщенности на момент времени 3 года, температура закачиваемой воды 80°C, температура пласта 20°C

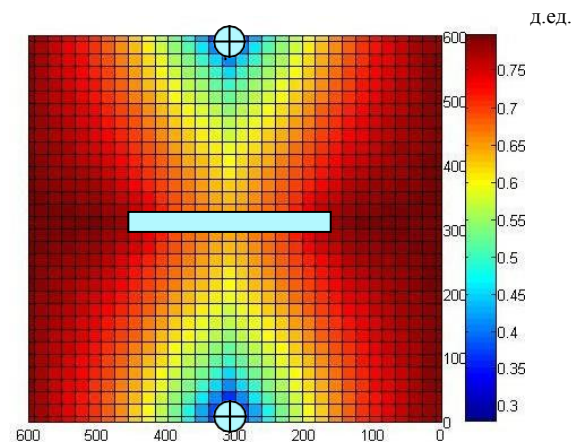


Рис. 5.3.7 - Поле насыщенности на момент времени 3 года, температура закачиваемой воды 20°C, температура пласта 20°C

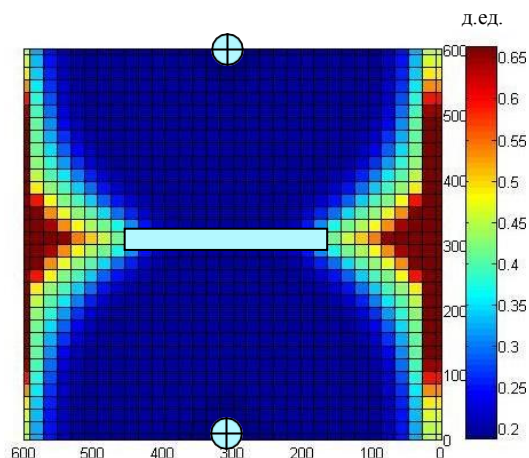


Рис. 5.3.8 - Поле насыщенности на момент времени 25 лет, температура закачиваемой воды 80°C, температура пласта 20°C

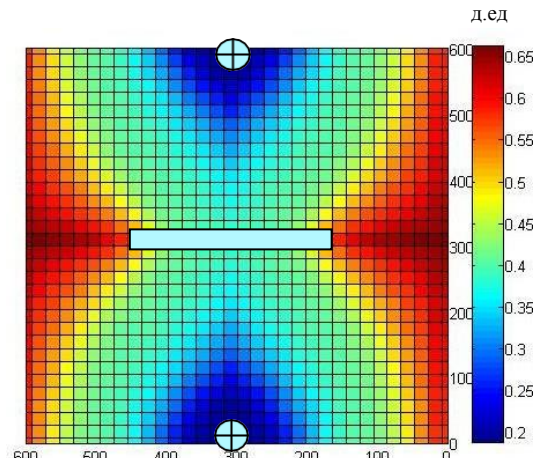


Рис. 5.3.9 - Поле насыщенности на момент времени 25 лет, температура закачиваемой воды 20°C, температура пласта 20°C

На рис 5.3.10-5.3.11 представлены поля температуры в моменты времени 3 года и 25 лет, видно как прогревался пласт с продвижением фронта к горизонтальной скважине, на момент времени 25 лет прогрелась вся дренируемая область.

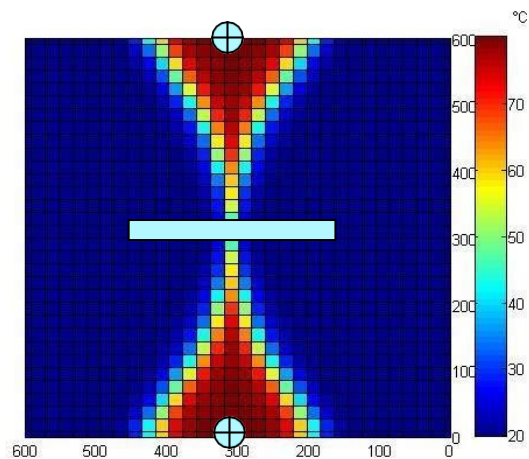


Рис. 5.3.10 - Поле температуры на момент времени 3 года, температура закачиваемой воды 80°C, температура пласта 20°C

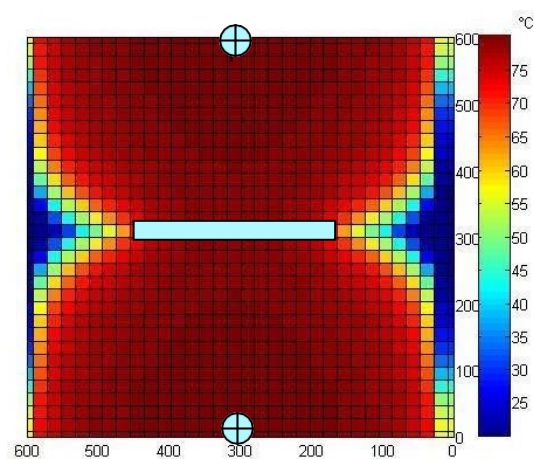


Рис. 5.3.11 - Поле температуры на момент времени 25 лет, температура закачиваемой воды 80°C, температура пласта 20°C

На рис 5.3.12-5.3.13 представлены поля давления в моменты времени 3 года и 25 лет, видно распределение давления в начальный момент времени: основной перепад происходит вблизи нагнетательных и добывающей скважин.

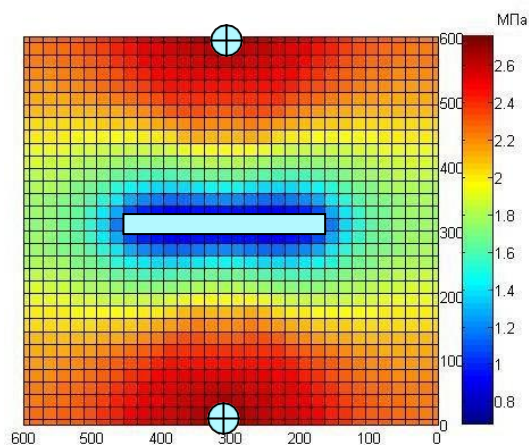


Рис. 5.3.12 - Поле давления на момент времени 3 года, температура закачиваемой воды 20°C, температура пласта 20°C

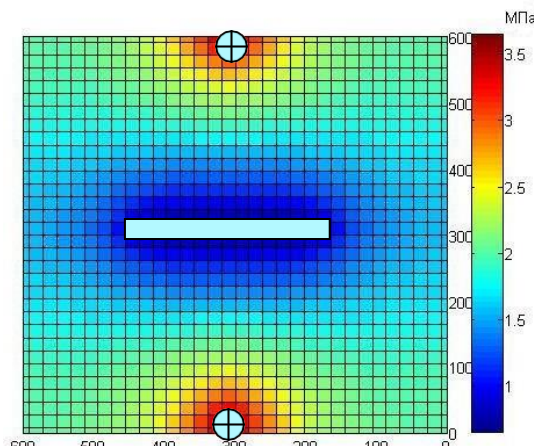


Рис. 5.3.13 - Поле давления на момент времени 25 лет, температура закачиваемой воды 80°C, температура пласта 20°C

Анализ полученных модельных результатов показал, что из-за расположения скважин и соотношения подвижностей фаз вода до добывающей скважины доходит быстро и пласт довольно быстро

прогревается: тепловой фронт ненамного отстает от фронта вытеснения. Так как используется однорядная система разработки, центральная область вырабатывается активнее, а края области дренирования остаются непромытыми, заводнением охвачена не вся область. Для увеличения коэффициента охвата заводнением по латерали можно использовать различные методы: изменение соотношения подвижностей вытесняющего агента и нефти, использование циклических (нестационарных) методов, создание трещин в заданном направлении, изменение сетки расположения скважин и т.д. Все эти методы перспективные и требуют отдельного анализа и исследований.

5.4 Результаты сопоставления с расчётами на гидродинамическом симуляторе.

Полученные результаты также сопоставлялись с расчётами, полученными путём моделирования на гидродинамическом симуляторе (ГДМ) tNavigator. Для корректного сопоставления принятый размер контрольного объема - 50x50 м. Исходная информация принята аналогично задачам при тестировании. Сравнительный анализ позволяет говорить о том, что отклонение в накопленной добыче нефти для различных методов укладывается в коридор 10 %. (рис. 5.4.1)



Рис. 5.4.1 - Сопоставление результатов расчёта

Темпы отбора в случае расчета на ГДМ больше, но практически совпадают по форме, при расчёте в tNavigator прокачено больше поровых объёмов жидкости, связи с большим дебитом жидкости, соответственно прогрев пласта происходит быстрее (рис. 5.4.2).

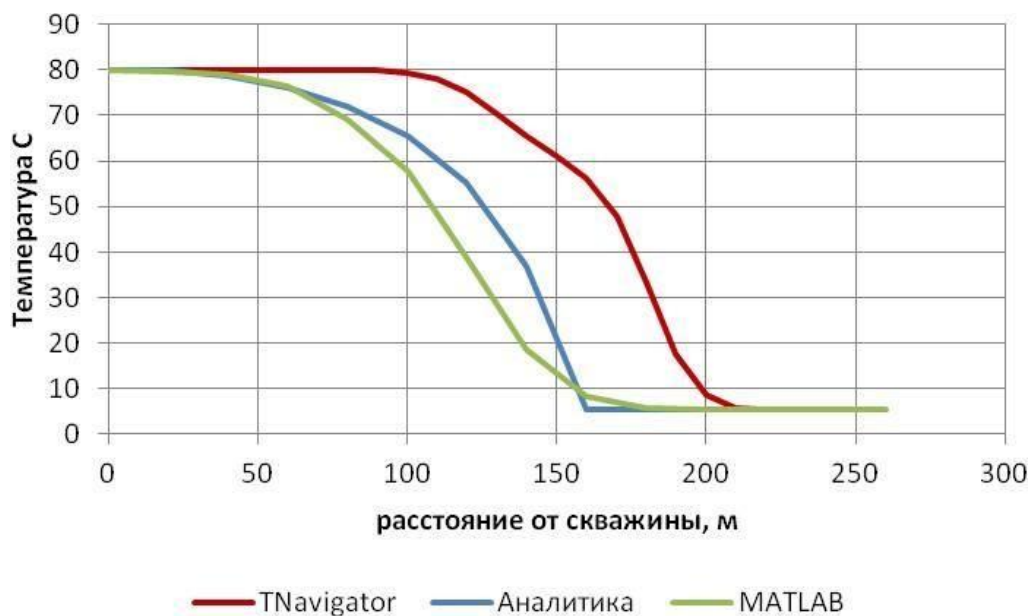


Рис. 5.4.2 - Сопоставление результатов расчета различных методов

Таким образом прогрев происходит быстрее относительно расчетов по аналитической модели и результатов, реализованного численного алгоритма.

6. ВЫВОДЫ

В данной работе рассмотрен процесс неизотермической фильтрации и разработана численная модель процесса. Проведенные сравнения численного решения с аналитическим показывают достаточную степень сходимости, тем самым показана физичность численного решения.

Предложенный алгоритм протестирован на ряде задач: исследован процесс фильтрации флюидов в пласте, проведена оценка показателей разработки. Моделировались случаи как закачки горячей и холодной воды, так и использования различных систем разработки. В результате тестирования получено, что в случае использования пятиточечной системы термические эффекты влияют на дебит нефти лишь на 10-й год работы добывающей скважины, что является неэффективным. В случае использования рядной системы с горизонтальной добывающей скважиной термические эффекты влияют уже на третий год работы, при компенсации в 100% объемы закачки будут очень большие, что, учитывая опыт разработки месторождений, на практике экономически не выгодно. Также при использовании данной системы расположения скважин часть нефти не была охвачена вытеснением.

Таким образом, разработанный алгоритм моделирования неизотермической фильтрации может быть применим для практических расчётов и анализа полей распределения давлений, температуры, насыщенности, а также динамики промысловых показателей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Fayrs F.J. – Some theoretical results concerning the displacement of a viscous oil by a hot fluid in a porous medium. J. Fluid Mech. Vol. 13, p. 65-76 (1952).
2. Kocheshkov A.A.– Etude de l'influence de divers facteurs sur le processus de déplacement de l'huile par des caloporteurs. / A.A. Kocheshkov, V.I. Khomutov, V.N. Lisicyn // NTSb. Po dobyche nefti, VNIИ, Nedra, Moscou, vyp 41, p. 99-108 (1971). Traduction Inst. Franc. Du Petrole, russe, 1038/24046 (1976).
3. Lo H. Y. et Mungun N. — Effect of temperature on water-oil relative permeabilities in oil-wet and water-wet systems. Annu. Fall Meeting of Soc. SPE Paper n° 4505 (1973).
4. Sinnokrot (A. A). Ramey (H. J. Jr.) et Marsden (S. S. Jr.). — Effect of temperature level upon capillary pressure curves. Soc. Petroleum Engrs J., vol. II, p. 13-21 (1971).
5. Азиз. А, Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. – 205 с.
6. Антониади Д.Г., Гарушев А.Р., В.Г. Ишханов Настольная книга по термическим методам добычи нефти. – Краснодар: «Советская Кубань», 2000. – 464 с.
7. Аржанов Ф. Г., Антониади Д. Г., Гарушев А. Р. И др. Термические методы воздействия на нефтяные пласты: справочное пособие. –М.: Недра, 1995 – 192 с.
8. Байбаков Н. К., Гарушев А. Р. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений. – 3-е изд., переработанное и доп. –М.: Недра, 1988–343 с.
9. Барентблатт Г. И., Ентов В. М., Рыжик В. М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. – М., Недра, 1984. – 211 с.

10. Басниев К.С., Дмитриев Н.И., Розенберг Г.Д. Нефтегазовая гидромеханика: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1993. – 339 с.
11. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика: Учебник для вузов. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2005. – 313 с.
12. Бурже Ж., Сурко П., Комбарну М. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов. Пер. с франц. –М.: Недра, 1989. -422 с.
13. Желтов Ю.В., Кудинов В.И., Малофеев Г.Е. Разработка сложнопостроенных месторождений вязкой нефти в карбонатных коллекторах. – М.: Нефть и газ, 1997 – 256 с.
14. Закиров Э.С. Трехмерные задачи прогнозирования, анализа и регулирования разработки месторождений нефти и газа. – М.: Изд. «Грааль». – 2001. – 303 с.
15. Каневская Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов / Р.Д. Каневская // Москва-Ижевск: ИКИ. – 2003. – 140 с.
16. Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений. Теория и практика. М. Недра, 1996. - 367 с.
17. Малофеев Г. Е., Мирсов О. М., Чоловская И. Д. Нагнетание в пласт теплоносителей для интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи.: Учебное пособие. –М.-Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», Институт компьютерных исследований, 2008. – 224 с.
18. Патанкар С.В. Численное решение задач теплопроводности и конвективного теплообмена при течении в каналах. – М.: Издательство МЭИ, 2003. – 312 с.
19. Пирвердян А. М. Физика и гидравлика нефтяного пласта. – М., Недра, 1982. - 192 с.

20. Рузин Л. М. Разработка нефтяных месторождений с применением теплового воздействия на пласт: метод. указания. – Ухта: УГТУ, 2009. – 39с.

21. Шабаров А.Б. Гидрогазодинамика / А.Б. Шабаров. - Тюмень: изд-во ТюмГУ, 2009. - 336 с.