

На правах рукописи

НУРУЛЛИН РУСТЕМ ФАРИТОВИЧ

**МОДЕЛИРОВАНИЕ ЗАВОДНЕНИЯ НЕФТЯНОГО
ПЛАСТА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕРМОГЕЛЕЙ**

Специальность 01.02.05 – механика жидкости, газа и плазмы

А В Т О Р Е Ф Е Р А Т

диссертации на соискание ученой степени
кандидата физико-математических наук

Тюмень – 2010

Работа выполнена в лаборатории математического моделирования процессов фильтрации Института механики и машиностроения Казанского научного центра РАН.

Научный руководитель: доктор физико-математических наук
Никифоров Анатолий Иванович

**Официальные
оппоненты:** доктор физико-математических наук, профессор
Федоров Константин Михайлович

доктор физико-математических наук, доцент
Конюхов Владимир Михайлович

Ведущее предприятие: Татарский научно-исследовательский и
проектный институт нефти (ТатНИПИ) ОАО
«Татнефть», г.Бугульма

Защита состоится 26 ноября 2010 года, в 16⁰⁰ часов на заседании
Диссертационного совета ДМ 212.274.09 в Тюменском государственном
университете, по адресу: 625003, г.Тюмень, ул. Перекопская, д.15А.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Тюменского
государственного университета по адресу: 625003, г. Тюмень, ул. Семакова, 18.

Автореферат разослан октября 2010 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета
к.ф.-м.н., доцент



Мусакаев Н. Г.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы

Сырьевая база нефтедобывающей отрасли России на современном этапе своего развития пополняется в основном залежами с трудноизвлекаемыми запасами нефти. Интенсификация добычи нефти из активных, относительно легких для извлечения запасов приводит к предельному или близко к нему обводнению основных высокопродуктивных пластов повышенной проницаемости и уменьшению коэффициента извлечения нефти (КИН). Следует также отметить, что традиционные технологии заводнения сопровождаются отбором попутной воды и ведут к росту энергетических затрат. В подобных условиях разработка и внедрение различных методов увеличения нефтеотдачи (МУН) и, в частности, потокоотклоняющих технологий становятся неотъемлемой частью повседневной работы нефтедобывающих компаний.

Среди физико-химических МУН пластов особое место занимают потокоотклоняющие технологии, в которых прирост КИН достигается за счет блокирования основных водопроводящих путей и вовлечения в активную разработку неподвижных и малоподвижных запасов нефти. К таким методам относятся технологии воздействия на пласты гелеобразующими и полимердисперсными системами.

Многообразие геолого-промысловых условий разработки залежей требует тщательной предпроектной и проектной проработки и анализа применимости и прогноза результата воздействия на пласт по той или иной технологии, что можно сделать только на основе математического моделирования. Поэтому исследования по повышению эффективности заводнения на поздних и завершающих стадиях разработки месторождений путем разработки математических моделей для анализа эффективности применяемых потокоотклоняющих технологий являются востребованными практикой и актуальными.

Цель работы

Целью настоящей диссертационной работы является разработка модели заводнения нефтяных пластов с применением гелеобразующих систем (ГОС), интенсивность реакции которых зависит от температуры окружающей среды (далее – термогели); моделировании изменения фильтрационно-емкостных характеристик пористой среды в результате блокирования пор макромолекулами полимера; создание численных алгоритмов и расчетных программ соответствующей математической модели; проведение вычислительных экспериментов.

Задачи и методы исследования

Анализ основных характеристик пористой среды и причин, приводящих к изменению структуры порового пространства из-за влияния закачиваемого в пласт гелеобразующего состава.

Разработка математической модели переноса термогеля двухфазным потоком с использованием функций распределения пор и частиц по размерам.

Моделирование процессов блокирования поровых каналов дисперсными примесями.

Моделирование изменений пористости и проницаемости нефтесодержащего пласта, вызванного изменениями структуры порового пространства.

Проведение сравнительного анализа результатов вычислений при различных параметрах процессов вытеснения.

Научная новизна

Построена математическая модель заводнения нефтяных пластов с применением термогелей, которая представлена уравнениями неразрывности и движения для случая фильтрации двухфазной жидкости с активными

примесями и замыкающими соотношениями, построенными на основе модельного представления пористой среды в виде пучка цилиндрических капилляров различных радиусов. При этом пористая среда характеризуется функцией распределения пор по размерам, а дисперсная примесь – функцией распределения частиц по объемам. Процесс гелеобразования описан уравнением Смолуховского с ядром, зависящим от температуры и концентрации раствора.

Рассмотрены численные примеры термогелевого заводнения для различных моделей неоднородных пластов. Описана степень важности корректного учета тепловых характеристик кровли и подошвы пласта, подбора оптимальной температуры реагирования термогеля, необходимость учета зависимости вязкости флюидов от температуры.

Основные положения, выносимые на защиту

Способ описания процесса гелеобразования в математической модели двухфазной фильтрации с активными примесями.

Результаты расчетов, выполненные по представленной модели для различных видов послойной и площадной неоднородности, и выявленные при этом эффекты.

Достоверность результатов

Достоверность результатов диссертационной работы обеспечивается:

- 1) математической моделью, основанной на общих законах и уравнениях механики сплошной среды;
- 2) тщательностью анализа физических процессов моделируемых явлений;
- 3) справедливостью используемых упрощений и приближений;
- 4) сопоставлением результатов численных расчетов простейших моделей заводнения с аналитическим решением.

Практическая ценность

Разработанная математическая модель заводнения нефтяных пластов с применением гелеобразующих составов может быть использована в нефтедобывающих организациях в исследованиях для оценки эффективности применения данной технологии в конкретных пластовых условиях.

Апробация работы

Основные результаты диссертационной работы докладывались и обсуждались на V международной межвузовской научной конференции молодых ученых, аспирантов и студентов «Молодые – наукам о Земле», г.Москва 2010г.; конференции «Актуальные вопросы геолого-гидродинамического моделирования и переоценки нефтяных ресурсов Республики Татарстан», посвященной 15-летию ООО «ЦСМРнефть» при АН РТ и 75-летию академика Р.Х.Муслимова, г.Казань 2009г.; международной научно-практической конференции «Инновационные технологии в геологии и разработке углеводородов», г.Казань 2009г. .; международной научно-практической конференции «Инновации и технологии в разведке, добыче и переработке нефти и газа», г.Казань 2010г.; Всероссийской школе-конференции молодых исследователей и V Всероссийской конференции «Актуальные проблемы прикладной математики и механики», посвященной памяти академика А.Ф.Сидорова, Абрау-Дюрсо, 2010.

По результатам выполненных исследований опубликовано 6 печатных работ, список которых приведен в конце автореферата.

Структура и объем работы

Диссертация состоит из введения, трех глав, заключения и списка литературы из 93 наименований, содержит 117 страниц машинописного текста и 60 рисунков.

Автор выражает глубокую благодарность научному руководителю доктору физико-математических наук А.И. Никифорову, коллективу лаборатории математического моделирования процессов фильтрации за поддержку, советы и всестороннюю помощь при проведении исследований и написании диссертации.

КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность и сформулирована цель диссертационной работы. Поставлены основные задачи и определены методы их решения. Изложены защищаемые положения и результаты, их научная новизна.

Первая глава посвящена литературному обзору материала по теме диссертации. Вопросам математического описания методов повышения нефтеотдачи пластов, в частности, моделированию потокоотклоняющих технологий посвящены работы Л.К. Алтуниной, П.Т. Зубкова, Ю.И. Капранова, Ф.И. Котяхова, Ф.Ф. Крейга, В.М. Конюхова, А.И. Никифорова, К.М. Федорова, Р.С. Хисамова, А.Н. Чекалина и других исследователей.

Сказано о том, что идея использования полимеров в качестве потокоотклоняющей технологии возникла еще в конце 1970-х годов. Суть идеи состояла в том, чтобы полимер сам «нашел» место притока воды внутри скважины и заблокировал его, не мешая при этом течению нефти. Технология термогелевого заводнения основана на закачке гелеобразующих составов, полимеризация которых в пласте происходит за счет повышения температуры ГОС. На практике хорошо зарекомендовали себя составы, предложенные группой Л.К. Алтуниной. Найдены способы регулирования температуры и времени гелеобразования.

Указано, что различия в прогнозах эффективности применения технологии во многом зависят от выбранной математической модели, описывающей изменения параметров пласта, распределение насыщающих его флюидов, температуры и т.д. Подчеркивается, что процесс гелеобразования существенно зависит от температуры примеси и концентрации реагентов, что должно учитываться в математической модели. В основном математические модели базируются на кинетических соотношениях вида $\frac{\partial m}{\partial t} = f(m, \dots)$. К примеру, таким образом моделируется процесс заводнения с применением термогеля в работах К.М. Федорова и соавторов. Вместе с тем отмечается, что предпринимались попытки использования теории коагуляции Смолуховского. В частности в работе S. Hubbard, L.J. Roberts, K.S. Sorbie данная теория коагуляции используется для моделирования кинетики ксантан/хромной гелевой системы. В отличие от настоящей работы ядро коагуляции в ней считается не зависящей от температуры и концентрации реагента.

Вторая глава содержит описание математической модели процессов, происходящих в фильтрационном потоке и пористой среде при термогелевом заводнении нефтяных пластов.

Рассматривается двухфазная неизотермическая фильтрация несжимаемых несмешивающихся жидкостей в неоднородном недеформируемом нефтяном пласте. Предполагается, что течение жидкостей медленное и происходит без фазовых переходов, а функции относительных фазовых проницаемостей являются известными и однозначными функциями насыщенности. В модели учтены изменения пористой среды, описываемые функцией распределения пор по размерам, и дисперсной системы, описываемые функцией распределения частиц по объемам.

Предполагая, что все реагенты переносятся только водой и их концентрация мала, уравнения сохранения масс фаз и примеси в поровом объеме запишем в виде:

$$\frac{\partial m S_o}{\partial t} + \operatorname{div}(U_o) = 0,$$

$$\frac{\partial m S_w}{\partial t} + \operatorname{div}(U_w) = 0,$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(mRS_w + a) + \operatorname{div}(RU_w) = 0,$$

где U_o, U_w - скорости фильтрации нефти и воды; S_o, S_w - соответственно нефтенасыщенность и водонасыщенность, $0 \leq S_i \leq 1$, ($i = o, w$), причем $S_o + S_w = 1$; R - концентрация примеси; m - пористость; $a = mRS_w \Gamma$ - изотерма сорбции Генри.

Пренебрегая влиянием гравитационных и капиллярных сил, уравнения движения фаз взяты в виде обобщенного закона Дарси:

$$U_o = -\frac{K_o}{\mu_o} \operatorname{grad}(P), \quad U_w = -\frac{K_w}{\mu_w} \operatorname{grad}(P),$$

где μ_i - динамическая вязкость; P - давление в фазах; $K_i = kf_i$ - фазовые проницаемость, k - абсолютная проницаемость пласта.

В работах С.В. Избаша, Ю.М. Шехтмана показано, что скорость движения частиц размером менее 10 мкм не отличается от скорости движения самой жидкости, на основании чего принято, что собственно частицы движутся со скоростью воды, не изменяя ее вязкости.

На основе теории о локальном термодинамическом равновесии фаз при построении термодинамической модели пласта принято, что температура, давление и другие термодинамические параметры фаз в малом объеме совпадают, и изменения этих параметров в характерных масштабах задачи происходит одинаково как для фильтрующихся фаз, так и для самой пористой среды.

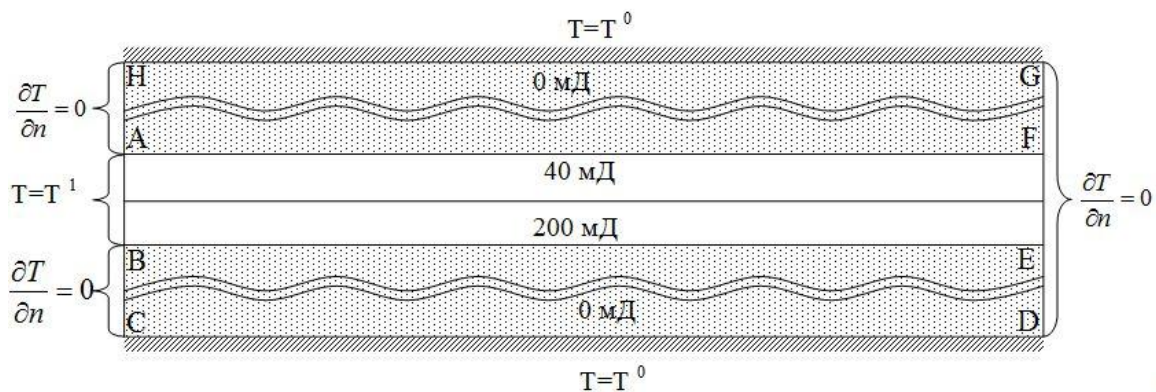


Рисунок 1. Область расчета поля температур

Для вычисления температуры пластовой системы использована расширенная в направлениях от кровли и подошвы область (рис.1). Во всей области поле температур описывалась уравнением:

$$\frac{\partial CT}{\partial t} + \operatorname{div} \left(T \sum_{i=1,2} c_i \rho_i U_i \right) = \lambda \operatorname{div} \operatorname{grad} T,$$

где $C = m(S_w c_w \rho_w + (1 - S_w) c_o \rho_o) + (1 - m) c_p \rho_p$ - объемная теплоемкость пористой среды; c_i - удельная теплоемкость фаз; ρ_i - плотность фазы; λ - коэффициент теплопроводности. На кровле AF и подошве BE пласта выполняется условия равенства потоков тепла и температур: $\lambda \frac{\partial T}{\partial n} \Big|_{\Gamma^-} = \lambda \frac{\partial T}{\partial n} \Big|_{\Gamma^+}$ и $T \Big|_{\Gamma^-} = T \Big|_{\Gamma^+}$. Полагается, что на входе в пласт (на границе AB) температура равна температуре нагнетаемой воды $T=T^1$, а на удаленных границах CD и GH температура неизменна и может отличаться по значению. На остальной части границы (BC, DG и HA) задано условие равенства нулю градиента температур по нормали к границе. Во внешних областях от кровли и подошвы пласта предполагается, что происходит только кондуктивный перенос тепла. На удаленных границах задается постоянная температура.

В качестве основной характеристики микронеоднородности пористой среды принята функция распределения пор по размерам, для которой записывается так называемое “уравнение сплошности”: $\frac{\partial \varphi}{\partial t} - \frac{\partial}{\partial r} (u_r \varphi) + u_n = 0$, где

индивидуальность процесса определяется скоростями изменения радиусов поровых каналов за счет осаждения u_r и блокирования u_η пор.

Для оценки скоростей сужения и блокирования поровых каналов реальная пористая среда смоделирована системой цилиндрических капилляров различных радиусов, способных удерживать частицы (агрегаты), образующиеся в результате коагуляции полимерных цепочек реагента. В дальнейших расчетах скоростью сужения пор пренебрегалось. Считалось, что основной причиной, приводящей к изменению структуры порового пространства, является блокирование пор частицами реагента.

Скорость блокирования пор получена комбинацией закона Пуазейля для капилляра и закона Дарси для элемента пористой среды, представленного пучком капилляров. Предполагалось, что доля заблокированных капилляров пропорциональна количеству частиц, попавших с потоком в каналы, размер которых удовлетворяет условию блокирования:

$$u_\eta = \pi r^2 \beta R S_w u_m \varphi \frac{\int_0^{v_{\max}} \psi(v) dv}{\int_0^{v_{\max}} v \psi(v) dv},$$

где β ($\beta > 0$) - коэффициент формы частицы; u_m - средняя скорость движения жидкости в поровом канале, которая связана с суммарной скоростью фильтрации U соотношением:

$$u_m = \frac{|U| r^2}{8\zeta \left(\frac{K_o}{\mu_o} + \frac{K_w}{\mu_w} \right) \mu_w},$$

где ζ - коэффициент извилистости капилляра.

Размеры и количество дисперсных частиц в потоке описывается функцией распределения частиц по объемам $\psi = \psi(v, t)$, для которой выполняется “уравнение сплошности”: $\frac{\partial \psi}{\partial t} = u_\zeta$, где u_ζ - интенсивностью изменения количества частиц одного типоразмера в потоке, которая

представлена в виде двух слагаемых: $u_{\zeta} = u_{\zeta}^m + u_{\zeta}^c$, где первое слагаемое отвечает за конвективный перенос частиц:

$$u_{\zeta}^m = -\frac{1}{mS_w(1+\Gamma)}U_w\nabla\psi,$$

второе – за объединение агрегатов между собой, которое представлено в виде уравнения Смолуховского:

$$u_{\zeta}^c = \frac{1}{2}\int_0^{\nu}\theta\psi(\nu-\nu_1,\nu_1)\psi(\nu-\nu_1,\nu_1)d\nu_1 - \int_0^{\nu_{MAX}}\theta\psi(\nu)\psi(\nu_1)d\nu_1$$

где $\theta = C_1 \ln(1+T-T_{react}) \cdot (RS_w)^{C_2}$ - ядро коагуляции, коэффициенты C_1, C_2 которого подбираются на основе экспериментальных данных; ν, ν_1 - размер агрегата после коагуляции и размер присоединенного агрегата соответственно.

Изменение основных фильтрационно-емкостных характеристик пласта – динамической пористости и проницаемости – представлены следующими выражениями:

$$m_1 = m_1^0 \frac{\int_0^{r_{max}} r^2 \varphi dr}{\int_0^{r_{max}} r^2 \varphi^0 dr}$$

$$k = k^0 \frac{\int_0^{r_{max}} r^4 \varphi dr}{\int_0^{r_{max}} r^4 \varphi^0 dr}$$

В качестве численного метода решения данной задачи использован конечно-элементный метод контрольных объемов, согласно которому исследуемая область разбивалась на конечное число неперекрывающихся элементов (подобластей). На каждой подобласти искомые функции аппроксимируются кусочно-линейными функциями. Уравнения проинтегрированы с учетом характеристических направлений и с использованием “лампинг-подхода”, чтобы избежать нефизичных осцилляций в решении уравнений для насыщенности и концентрации. Описан алгоритм, который был использован при вычислении, и приведена блок-схема разработанного алгоритма вычисления.

В третьей главе приводятся результаты моделирования изменения пористости и проницаемости в процессе заводнения нефтяного пласта с

применением термогелей, проведенных для различных случаев площадной и послойной неоднородности.

В пункте 3.1 изучается характер изменения параметров пласта в результате блокирования пор частицами полимера в элементарном объеме при использовании для описании процесса роста частиц уравнения Смолуховского. Представлены графики изменения функций распределений частиц и пор по размерам, динамика изменения пористости и проницаемости.

В пункте 3.2 выполнен анализ влияния закачки термогеля на параметры двуслойного радиального пласта. Проницаемость верхнего пропластка полагалась равной 40 мД, нижнего – 200 мД. Рассматривалось два случая – закачка термогеля в хорошопроницаемый пропласток и в оба пропластка одновременно (рис.2). Представлены графики коэффициента извлечения нефти, динамики обводненности продукции и полей водонасыщенности, температуры, проницаемости пласта. Показано, что во втором случае значительно замедляется скорость фильтрации и увеличивается время выработки пласта. Из графиков КИН видно (рис.3), что при таком подходе становится практически невозможным достижение результатов обычного заводнения.

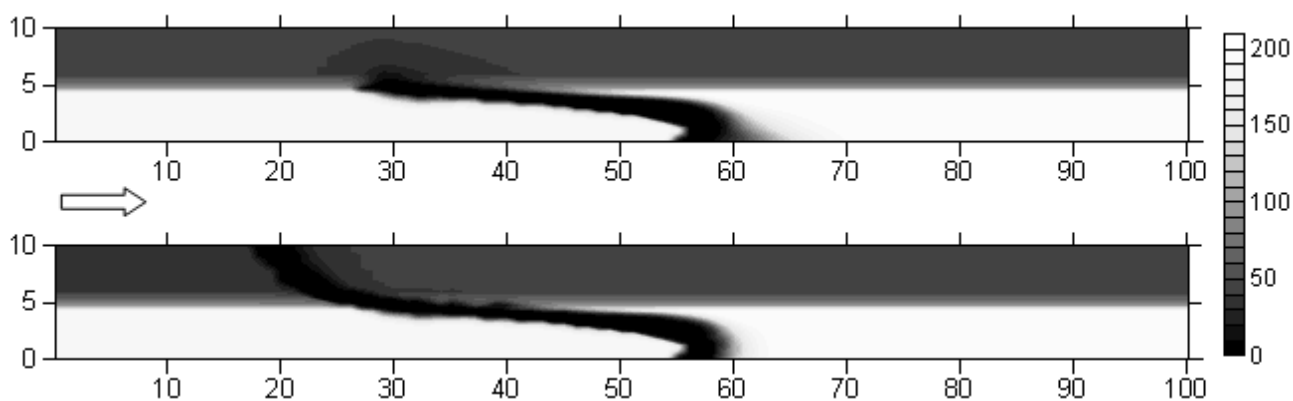


Рисунок 2. Изменение проницаемости пласта при закачке термогеля только в хорошопроницаемый пропласток (вверху) и в оба пропластка (внизу).

В пункте 3.3 представлена модель, основанная на применении кинетических соотношений для проницаемости и соотношения Козени-Кармана для пористости. На базе примера пункта 3.2 показано, что можно

подобрать коэффициенты кинетических соотношений таким образом, что результаты решений двух разных моделей будут очень близки. При этом отмечено, что при таком подходе возникает необходимость подбора констант для каждого пласта индивидуально.

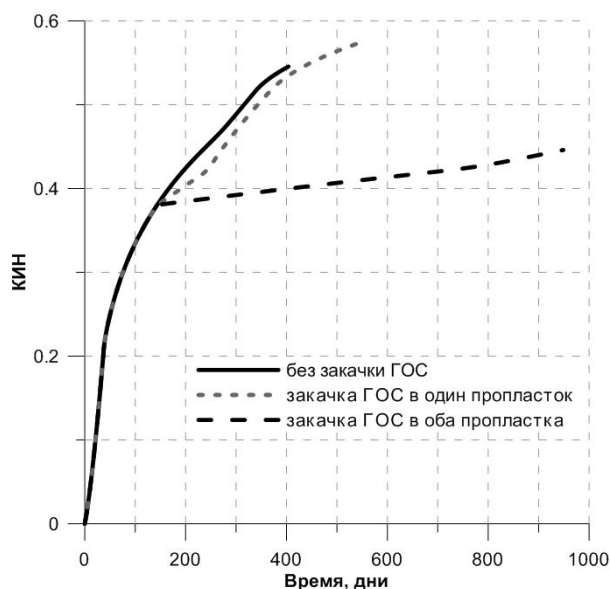


Рисунок 3. Коэффициент извлечения нефти

В пункте 3.4 анализировалось влияние сроков закачки полимера и вязкости нефти на эффективность применения технологии. Расчеты проводились на фрагменте вертикального сечения трехслойного пласта. Проницаемости слоев полагались равными: в верхнем и нижнем пропластке – 20 мД, в среднем – 200 мД. Рассматривалось три случая:

- 1) вязкость нефти 5 мПа·с, закачка полимера при обводненности 90%;
- 2) вязкость нефти равна 20 мПа·с, закачка полимера при обводненности 90%;
- 3) вязкость нефти 20 мПа·с, закачка полимера при 95%. Во всех случаях гель закачивался в течении суток при заданных значениях забойного давления. Результаты расчетов приведены на рисунках 4-6.

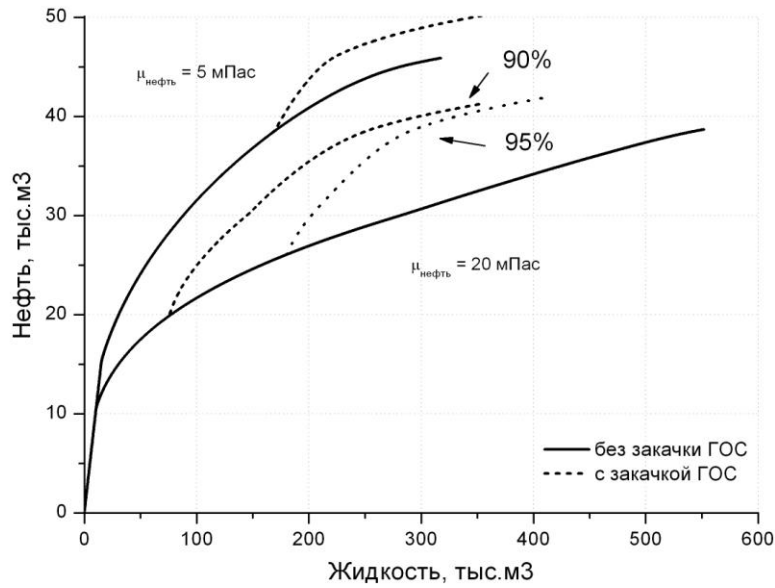


Рисунок 4. Зависимость добытой нефти от отобранной жидкости.

Показано, что при прочих равных условиях чем выше вязкость нефти, тем больше эффект от применения термогеля. Применение термогеля при меньшей обводненности продукции сокращает общий объем отбираемой жидкости, но не дает прироста в коэффициенте извлечения нефти. Во всех представленных случаях применение термогелей привело к существенному снижению обводненности продукции (рис.5), однако при этом замедляется темп выработки пласта (рис.6).

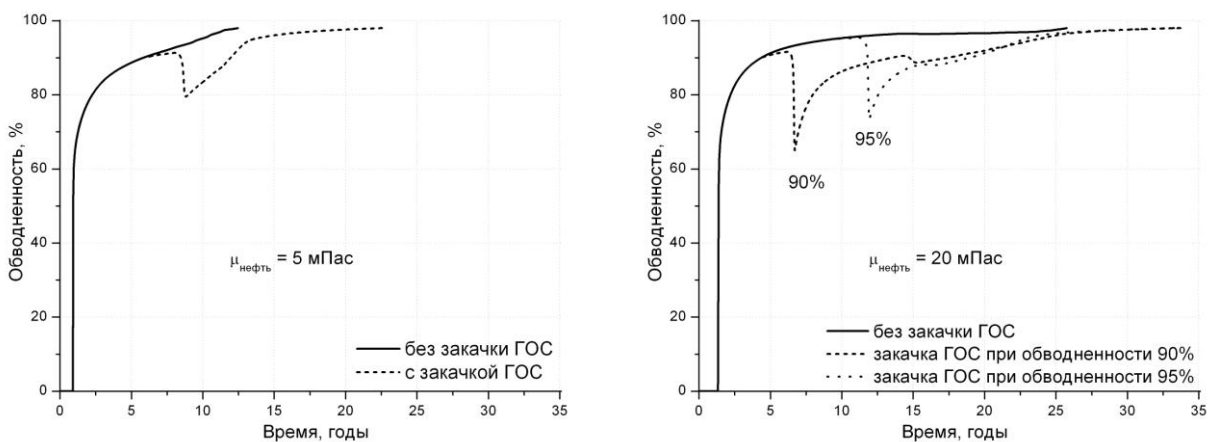


Рисунок 5. Обводненность продукции.

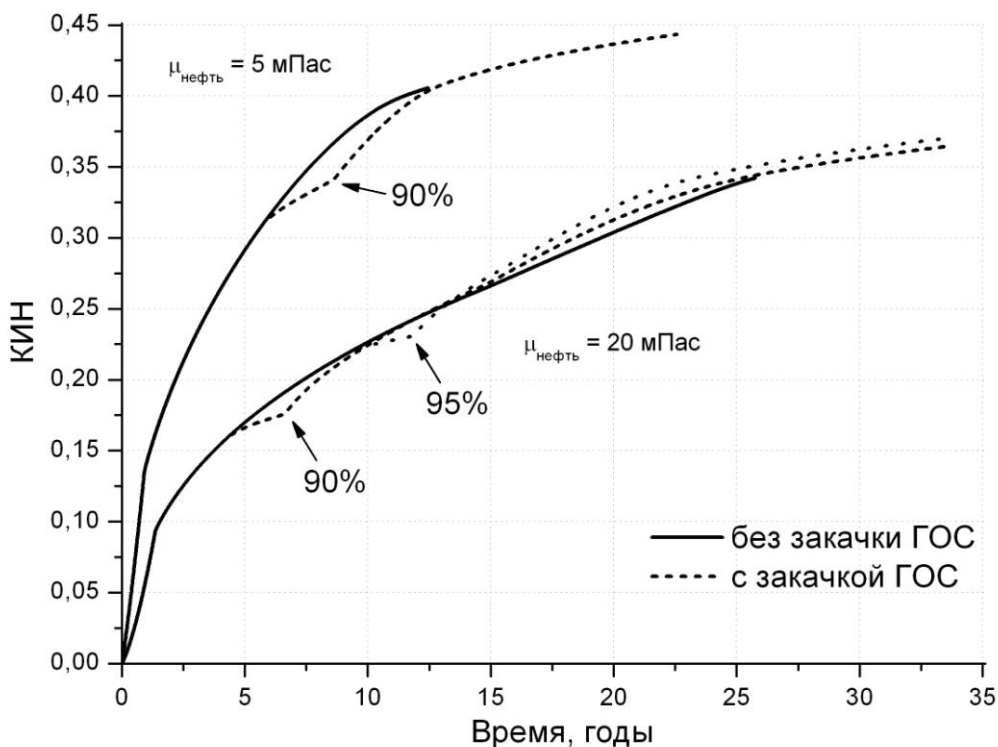


Рисунок 6. Коэффициент извлечения нефти.

В пункте 3.5 на элементе пятиточечной системы заводнения изучалось изменение параметров пласта в результате применения технологии на различных моделях площадной неоднородности (рис.7). Сделан вывод о том, что в случае площадной неоднородности практически очень сложно точно предсказать без моделирования положение образования гелевого барьера в силу зависимости интенсивности гелеобразования от температуры окружающей среды, которая может значительно измениться в процессе закачки в пласт раствора полимера. В случае послойной неоднородности при закачки полимера в высокопроницаемый пропласток, с высокой долей вероятности ухудшение проницаемости произойдет именно в нем. Тем самым результат применения технологии является более предсказуемым.

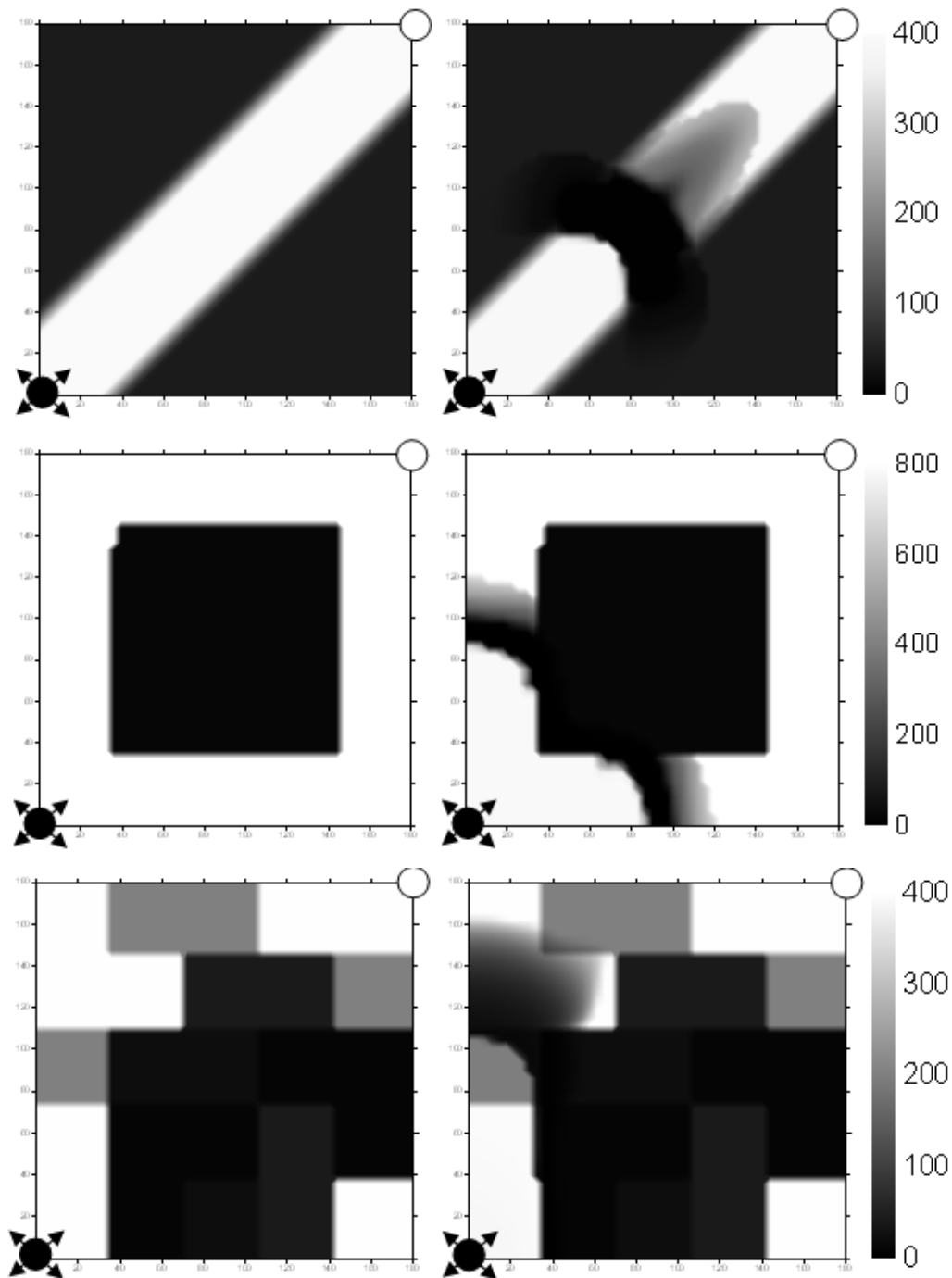


Рисунок 7. Изменение проницаемости пласта после закачки термогеля для разных случаев неоднородности (мД).

В пункте 3.6 изучается влияние учета зависимости вязкости флюидов от температуры на результаты расчетов. Рассмотрено два варианта: в первом случае предполагается, что вязкости флюидов не зависят от температуры; во втором - используются следующие зависимости вязкости нефти и воды от температуры

$$\text{для воды формула Пуазейля: } \mu_w = \frac{0.001787}{(1 + 0.0337T + 0.000221T^2)};$$

для нефти зависимость из литературы (рис.8): $\mu_o = 5e^{120\left(\frac{1}{T} - \frac{1}{60}\right)}$

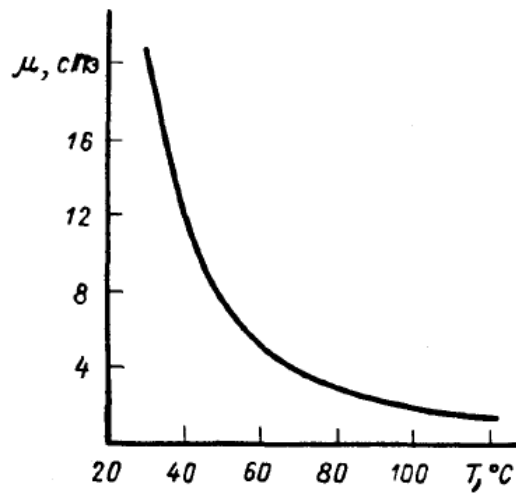


Рис. 99. Зависимость вязкости нефти μ от температуры T

Рисунок 8. Зависимость вязкости нефти от температуры.

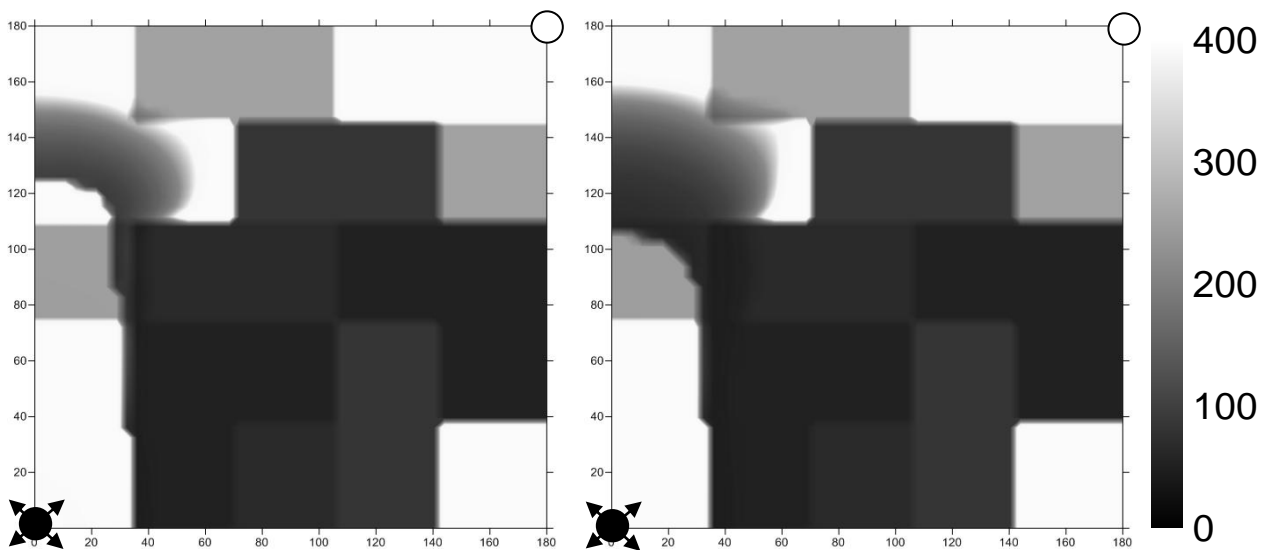


Рисунок 9. Изменение проницаемости: слева – для постоянных вязкостей, справа – для пересчитываемых.

Показано, что изменение реологических характеристик насыщающих пласт флюидов приводит к значительному изменению картины протекания процесса вытеснения нефти водой (рис.9-11) и, как результат, различие в прогнозах воздействия термогелем на пласт.

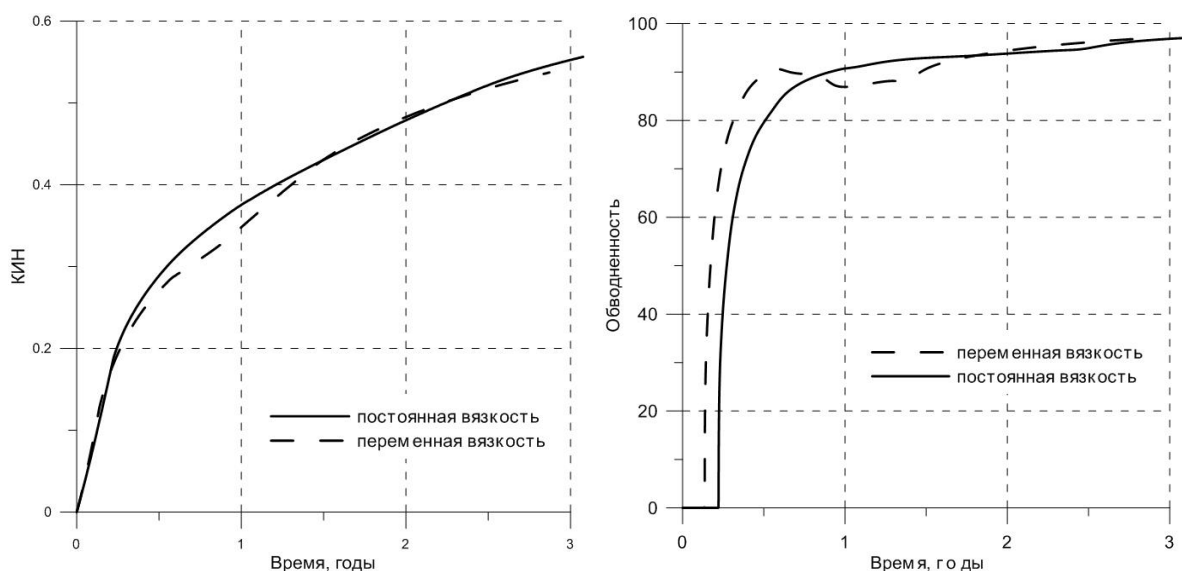


Рисунок 10. Коэффициент извлечения нефти и обводненность продукции.

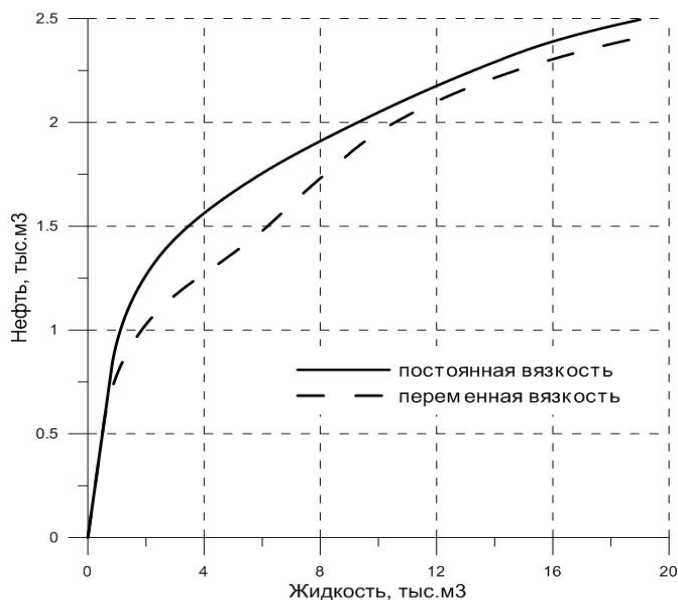


Рисунок 11. Кривые вытеснения.

В пункте 3.7 анализировалось влияние температуры реагирования термогеля на параметры разработки пласта. Рассматривались варианты закачки в пласт термогеля при прочих равных параметрах с разной температурой реагирования: 30 °С, 50 °С и 78 °С. Результат приведен на рисунке 12. Выявлено, что корректный подбор параметров термогеля является одним из определяющих факторов эффективного применения технологии.

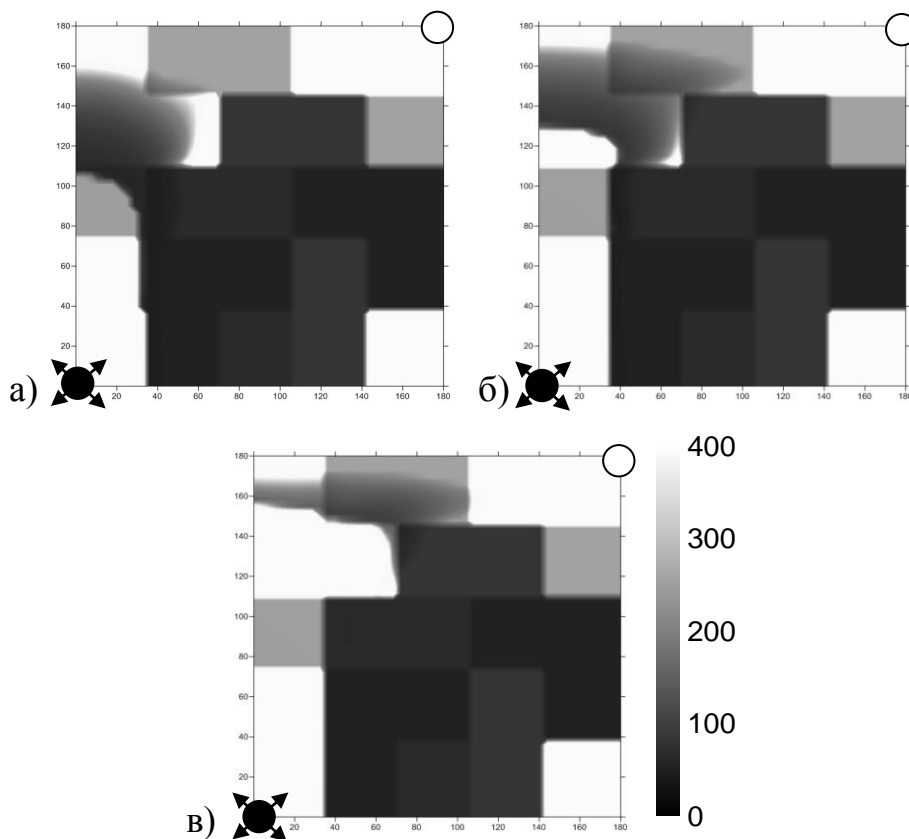


Рисунок 12. Проницаемость пласта после закачки термогеля с температурой реагирования, °С: а) 30, б) 50, в) 78.

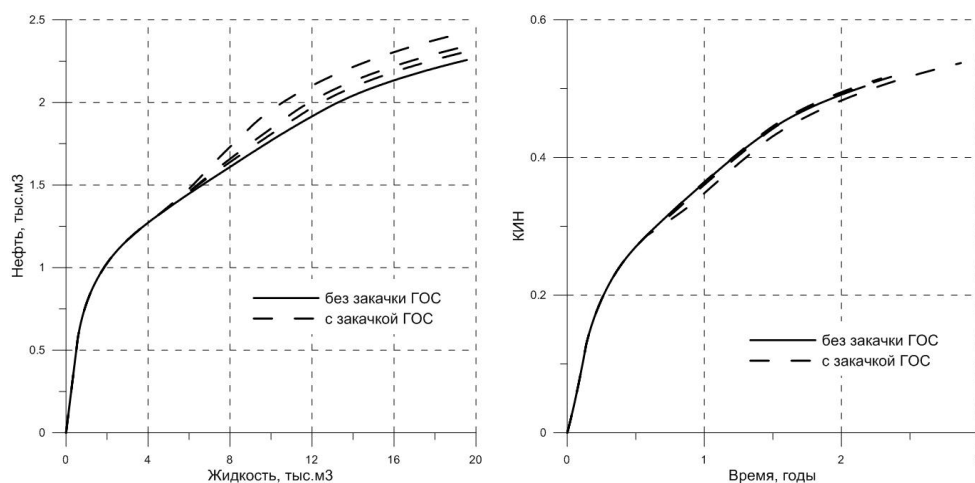


Рисунок 13. Кривая вытеснения и коэффициент извлечения нефти.

В пункте 3.8 было проанализировано влияние корректности задания параметров подстилающих пласт кровли и подошвы на прогноз изменения параметров разработки пласта. Показано, что неверное определение температурных параметров кровли и подошвы пласта может приводить к ошибочным прогнозам эффективности применения технологии.

Основные результаты и выводы, полученные в диссертации

Разработана математическая модель и численный метод решения задач заводнения нефтяных пластов с применением гелеобразующих систем, процесс образования которых определяется температурой окружающей среды. Построены замыкающие соотношения для пористости и проницаемости.

На численных примерах выявлен ряд особенностей протекания процесса термогелевого заводнения. Показано влияние интенсивности потока тепла через кровлю и подошву пласта на показатели разработки. Неверное определение коэффициентов теплопроводности кровли и подошвы пласта может приводить к ошибочным предсказаниям коэффициента извлечения нефти и времени разработки пласта.

Исследовано влияние температуры гелеобразования на интенсивность изменения проницаемости пласта. Показано, что данный параметр является одним из определяющих факторов эффективного применения технологии термогелевого заводнения.

Изучено влияние зависимости вязкости жидкостей от температуры на характеристики вытеснения. Показано, что неучет данного явления может привести к завышенным характеристикам вытеснения.

Выявлено, что эффективность применение технологии термогелевого заводнения увеличивается с ростом отношения вязкости нефти к вязкости воды.

Результаты расчетов на различных видах неоднородности пласта показывают, что в случае площадной неоднородности подобрать эффективные параметры технологии сложнее, нежели в случае послойной неоднородности. Правильный подбор всех параметров технологии, позволяющий повысить охват неоднородности пластов заводнением и вовлечь в разработку дополнительные запасы нефти, возможен только на основе детального моделирования технологического процесса.

Список опубликованных работ по теме диссертации

1. Нуруллин Р.Ф., Никифоров А.И. Об эффективности применения термогелей при заводнении нефтяных пластов // НТЖ Нефтяное хозяйство. - 2010. - №6. – С.65-67.
2. Нуруллин Р.Ф., Никифоров А.И. Анализ эффективности применения термогелей при заводнении нефтяных пластов // НТЖ Нефть. Газ. Новации. - 2010. - №1. – С.64-68.
3. Нуруллин Р.Ф., Никифоров А.И. Некоторые результаты моделирования заводнения нефтяных пластов с применением термогелей // Сборник трудов Седьмой международной научно-практической конференции “Исследование, разработка и применение высоких технологий в промышленности“. - Санкт-Петербург, 2009. - С.380
4. Нуруллин Р.Ф., Никифоров А.И. Об эффективности применения термогелей при заводнении нефтяных пластов. // Сборник трудов Международной научно-практической конференции «Инновационные технологии в геологии и разработке углеводородов».- Казань: Изд-во НПО «Репер»,2009. С.340-345.
5. Нуруллин Р.Ф., Никифоров А.И. Математическое моделирование процессов довытеснения запасов нефти с использованием термогелей // Сборник трудов 5 международной научной конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Молодые – наукам о Земле». - Москва, 2010. - С.240.
6. Никифоров А.И., Нуруллин Р.Ф. О моделировании заводнения нефтяных пластов с применением термогеля. // Тезисы докладов Всероссийской школы-конференции молодых исследователей и V Всероссийской конференции «Актуальные проблемы прикладной математики и механики», посвященной памяти академика А.Ф.Сидорова. Екатеринбург: УрО РАН, 2010. С.62-63.