

На правах рукописи

Шевелёв Александр Павлович

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЦИКЛИЧЕСКОГО ТЕПЛООВОГО  
ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕФТЯНЫЕ ПЛАСТЫ

Специальность 01.02.05 – Механика жидкости, газа и плазмы

АВТОРЕФЕРАТ

Диссертации на соискание ученой степени

Кандидата физико-математических наук

Тюмень – 2005 г.

Работа выполнена в Тюменском Государственном университете

**Научный руководитель:** доктор физико-математических наук,  
профессор,  
**Федоров Константин Михайлович.**

**Официальные оппоненты:** доктор физико-математических наук,  
профессор,  
**Кутушев Анвар Гумерович**  
кандидат технических наук,  
**Малышев Григорий Александрович**

**Ведущая организация:** Центр химической механики нефти  
АН РБ, г. Уфа.

Защита состоится 9 декабря 2005 г. в 14 часов на заседании диссертационного совета Д 212.274.09 при Тюменском государственном университете по адресу: г. Тюмень, ул. Перекопская, 15а, ауд. 215.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Тюменского Государственного университета, г. Тюмень.

Автореферат разослан «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2005 г.

**Ученый секретарь**

**Диссертационного совета:**

Татосов А.В.

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

**Актуальность темы.** В связи с истощением легкоизвлекаемых запасов нефтей Западной Сибири остро встает вопрос поддержания темпов добычи нефти. Одним из направлений решения данной проблемы является освоение трудноизвлекаемых запасов нефтей. До 20% запасов Западной Сибири составляют тяжелые высоковязкие нефти. Эти запасы, как правило, законсервированы или находятся в пробной эксплуатации. Мировой опыт разработки таких запасов показывает на возможность успешной и эффективной добычи этих нефтей. Большой опыт наработан в Канаде, Венесуэле, Бразилии и др., в нашей стране эти проблемы успешно решаются на месторождениях Удмуртии, Татарстана, Краснодарского края, Сахалина.

Наиболее эффективным методом разработки залежей высоковязких нефтей и интенсификации их добычи является пароциклическое и комбинированное термополимерное воздействие на пласты. Разработка моделей и инженерных методик для прогнозирования результатов такого воздействия является весьма актуальной задачей именно сейчас и именно здесь, в Западносибирском регионе.

Изученность рассмотренного метода воздействия на нефтяные пласты, в настоящее время, ограничивается рассмотрением основных физических принципов и механизмов паротепловой пропитки. В силу специфики процесса, его натурное моделирование трудноосуществимо: в небольших лабораторных моделях роль капиллярных процессов значительно выше и они существенно отличают динамику от закономерностей, имеющих место в призабойной зоне пласта. Учет геолого-физических особенностей пластов обычно анализируется в опытно-промышленных экспериментах. Основной упор в научном обосновании и исследовательских разработках в Канаде делается в области разработки теплогенераторов, в том числе забойного типа, в США, в первую очередь, исследуются и применяются технологии масштабного нециклического теплового воздействия на пласт. В российском институте Ростермнефть, занимающемся этими проблемами, накоплен большой опыт исследований и применения различных видов теплового воздействия.

Однако имеющиеся разработки не позволяют напрямую применять пароциклическую и термополимерную технологии в конкретных условиях

месторождений Западной Сибири. Требуется разработка методик, обоснования применения имеющихся теплогенераторов с учетом тепловых потерь в скважинах с обычными и теплоизолированными насосно-компрессорными трубами (НКТ), методик расчета основных периодов циклического воздействия (интервала закачки теплоносителя, времени паротепловой пропитки, активного периода добычи разогретой нефти). И, наконец, для экономической оценки результатов применения технологии необходимо разработать методики прогнозирования интенсификации добычи и расчета технологического эффекта.

**Цель работы** состоит в исследовании влияния различных теплоизоляторов на процесс движения двухфазного теплоносителя по скважине; разработке теории и принципов оптимизации пароциклического воздействия на призабойную зону пластов; создание методики численного исследования периодического термополимерного воздействия на пласт и анализе влияния основных технологических параметров на его эффективность.

**Задачи и методы исследования:**

- 1) Решение задач расчета тепловых потерь из скважины в окружающие породы с учетом ее конструкции с различными видами теплоизоляции при движении двухфазного теплоносителя (пар - вода) по стволу скважины; исследование эффективности различных типов теплоизоляции, устьевого расхода, начального паросодержания и устьевой температуры на параметры теплоносителя на забое скважины.
- 2) Построение физико-математической модели пароциклического воздействия на призабойную зону пластов на месторождениях вязких и высоковязких нефтей для расчета основных технологических параметров (время закачки, выдержки теплоносителя, оптимальное время добычи продукции), определяющих успешность работ; разработка методов оптимизации технологии пароциклического воздействия, и их апробация на примере Степоозерского месторождения (республика Татарстан).
- 3) Разработка методики численного исследования процесса периодической закачки горячей воды и раствора полимера для интенсификации вытеснения высоковязкой нефти; исследование влияния разбиения основных реагентов на оторочки, соотношения размеров оторочек и концентрации полимера на

динамику вытеснения нефти и вязкостную неустойчивость оторочек реагентов в пласте.

**Научная новизна** результатов, полученных в работе:

1. Рассмотрен процесс теплообмена насыщенного пара со скважиной с теплоизолированными НКТ и окружающими породами. Установлено, что глубина полной конденсации пара в скважине в первую очередь определяется начальным паросодержанием, а расход и давление пара на устье, оказывают более слабое влияние. Показано, что применение теплоизолированных НКТ ОАО «Удмуртнефть» и двойного теплоизоляционного покрытия ThermoCoat позволяет увеличить максимальную глубину проникновения пара до 3 раз, а применение однослойной изоляции ThermoCoat до 2,5 раз, по сравнению с нетеплоизолированными НКТ.

2. Разработана упрощенная модель процесса циклического паротеплового воздействия на пласт, в основу которой положены интегральные уравнения теплового баланса в пласте и окружающих породах.

3. Установлено, что при варьировании основных времен (этапов) процесса пароциклического воздействия возможно достижение максимальной интенсификации добычи нефти. Разработана методика оптимизации процесса по соотношению времени закачки пара и периода добычи продукции. Проведены оптимизационные исследования для основных объектов разработки Степноозерского месторождения.

4. Разработана методика численного исследования процесса периодического термополимерного воздействия, позволяющая исследовать динамику вытеснения нефти и оценить степень неустойчивости фронтов вытеснения. Предложена методика прогнозирования периодического термополимерного воздействия учитывающая влияние основных технологических параметров (количество и размеры оторочек, порядок закачки флюидов в пласт и т.п.) на эффективность процесса.

**Практическая ценность.** Создание инженерных методик расчета пароциклического и периодического термополимерного воздействия на призабойную зону пластов, содержащих высоковязкие нефти, позволяет обосновать и оценить степень интенсификации притока и эффективность

добычи нефти. Оценено влияние различных видов теплоизоляции на возможность доставки пара на забои скважин. Научное и инженерное обоснование эффективности применения данных технологий для условий нефтяных месторождений Западной Сибири позволит включать технологии в проектные документы и начать опытно-промышленное освоение запасов высоковязких нефтей. Успешная разработка запасов таких нефтей имеет большие социальные и экономические последствия для Тюменского региона.

**Достоверность** полученных результатов подтверждается корректным использованием методов механики многофазных сред, численных методов, количественным сопоставлением с известными аналитическими решениями, качественным сопоставлением полученных результатов с данными промысловых экспериментов. Полученные результаты не противоречат физическому смыслу при использовании в расчетах исходных данных в диапазоне практических величин.

**Апробация работы.** Материалы диссертационной работы докладывались на следующих научных конференциях:

1. Областной научно-технический семинар «Механика и теплофизика многофазных сред». Тюмень, ноябрь 2003 года.
2. Областной научно-технический семинар «Механика и теплофизика многофазных сред». Тюмень, апрель 2004 года.
3. Областной научно-технический семинар «Механика и теплофизика многофазных сред». Тюмень, ноябрь 2004 года.
4. Международная конференция по разработке нефтяных месторождений на поздней стадии эксплуатации. Тюмень, 22 апреля 2004 года.
5. Международная научно-техническая конференция, посвященной системным проблемам надежности, качества, информационных и электронных технологий. Тюмень, октябрь 2004 года.
6. VI конгресс нефтепромышленников России: Проблемы освоения трудно извлекаемых запасов углеводородов. Уфа, май 2005 года.

**Публикации.** Основное содержание диссертации изложено в 7 работах, список которых приведен в конце автореферата.

**Объем и структура работы.** Диссертация состоит из введения, трех глав, списка использованной литературы из 104 наименований. Текст изложен на 137 страницах, включая 41 рисунок и 7 таблиц.

Работа выполнена в Тюменском Государственном университете.

## **КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ**

**Во введении** обоснована актуальность темы, определены основные цели, задачи исследований, сформулирована научная новизна и практическая ценность проведенных работ.

**В первой главе** решена задача о движении двухфазного теплоносителя по стволу нагнетательной скважины с учетом теплопотерь в окружающие породы и рассмотрено влияние различных типов теплоизоляции скважин на параметры пароводяной смеси на забое скважины. Количество теплоты, поступающей в продуктивный пласт, определяет реакцию пласта на закачку пара. Для быстрого непрерывного увеличения паровой зоны и связанной с этим высокой эффективностью тепловой обработки необходимо свести к минимуму потери теплоты в стволе скважины. Эти потери в процессе закачки пара зависят от температуры закачиваемого пара его расхода и используемого скважинного оборудования.

Без знания распределения температуры и концентрации пара в потоке пароводяной смеси для конкретной конструкции скважины и сделанных на основании этого рекомендаций для того или иного вида теплоизоляции, невозможно проводить расчеты тепловых методов воздействия на призабойную зону скважин и на пласт в целом. В стандартном исполнении конструкция скважины состоит из НКТ, затрубного пространства заполненного жидкостью, скважиной, обсадным материалом (цемент) и окружающими горными породами. Схематическая конструкция скважины приведена на рис. 1.

При рассмотрении процесса теплообмена пароводяной смеси с окружающими породами, при ее движении по скважине от устья к забою, предполагается, что смесь находится в состоянии термодинамического равновесия, т.е. на линии насыщения. Задача рассматривается в стационарном приближении, влиянием сезонного изменения температуры поверхности на приповерхностную область грунта пренебрегается; распределение температуры

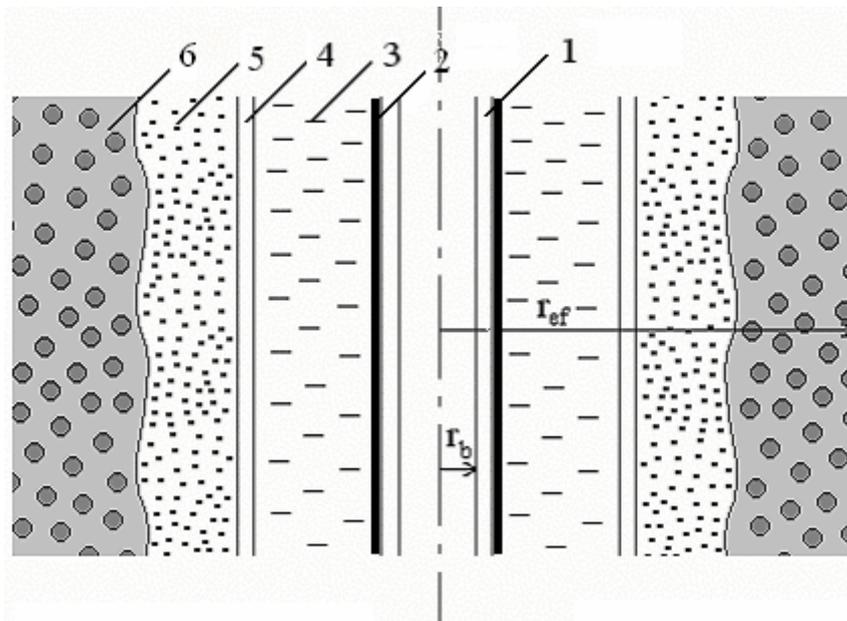


Рис. 1 Схематическая структура конструкции скважины. 1 – труба НКТ, 2 – слой теплоизоляции 3 – затрубное пространство, заполненное водой, 4- обсадная колонна, 5 – цемент, 6 – окружающая порода.

по глубине разреза аппроксимируется геотермой. Теплофизические свойства грунта и конструкции скважины принимаются одинаковыми во всей области теплового влияния скважины.

В данной постановке рассматриваемая задача распадается на две: внутреннюю и внешнюю. Во внутренней задаче рассматривается движение теплоносителя по стволу скважины и его тепловое взаимодействие с её стенкой. Система уравнений, описывающих этот процесс, включает в себя уравнение сохранения масс фаз, уравнение движения в гидравлическом приближении и уравнение притока тепла при движении теплоносителя по скважине:

$$\frac{d}{dz}(\rho_n \alpha + (1 - \alpha)\rho_s)v = 0, \quad \frac{dp}{dz} = (\rho_n \alpha + (1 - \alpha)\rho_s)(g + C_d v^2), \quad \frac{d}{dz}v(\rho_n \alpha i_n + \rho_s(1 - \alpha)i_s) = \frac{2q}{r_w} \quad (1)$$

где:  $\rho$ ,  $v$ ,  $i$ ,  $\lambda$  - соответственно усредненные по сечению НКТ плотность, скорость, удельная энтальпия, коэффициент теплопроводности;  $\alpha$  - объемное содержание пара в смеси,  $p$  - давление в потоке;  $g$ - вектор внешних массовых (гравитационных) сил;  $C_d$  - потери давления за счет сил трения потока о стенку скважины;  $r_b$  - радиус НКТ,  $q$ - тепловой поток через единичную поверхность стенки скважины, определяемый законом Фурье.

При выводе уравнений (1) используется гипотеза плоских сечений и пренебрегается продольной теплопроводностью по сравнению с конвективным переносом тепла.

Граничными условиями для данной задачи являются температура  $T_0$ , массовый расход теплоносителя  $Q_0$ , сухость пара  $\alpha_0$  на устье скважины. Давление на устье скважины определяется из условий термодинамического равновесия  $p=p(T_0)$ .

Во внешней задаче рассматривается распространение в породе тепла, поступающего от скважины. Данный процесс описывается уравнением притока тепла, которое имеет вид:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \lambda r \frac{\partial \Theta}{\partial r} = 0 \quad (2)$$

где  $\Theta$  - температура в окружающей породе. Теплопроводность  $\lambda$  является кусочно-постоянной функцией определяемой теплофизическими свойствами конструкции скважины, теплоизоляционных покрытий и окружающего грунта.

Граничными условиями для задачи (2) будут равенства температур теплоносителя  $T$  и температуры окружающей среды  $\Theta$  на стенке скважины, а на удалении от скважины зависимость температуры пород от глубины геотермы:

$$r = r_b, T = \Theta; \quad r = r_{ef}, \Theta = \Gamma(Z - Z^*) + T^* \quad (3)$$

где  $\Gamma$  - геотермический градиент;  $T^*$  - характерная температура пласта на глубине  $Z^*$ ,  $r_{ef}$  - расстояние от скважины, на котором не сказывается её тепловое воздействие.

Для решения системы (1) был использован разностный метод Эйлера. Пространственный шаг, при котором производились вычисления, составлял 1 метр. Расчеты проводились при следующих параметрах: температура закачиваемого теплоносителя – 583 K; расход теплоносителя на устье 1,6 м<sup>3</sup>/ч; геотермический градиент – 0,03 K/м.

Исследовалось влияние теплоизоляционного покрытия ThermoCoat (производства США,  $\lambda=0,001$  Вт/(м·°C),  $h=0,8$  мм - один изоляционный слой,  $h=1,2$  мм- двойное изоляционное покрытие), а так же экранно-вакуумной изоляции базальтовым волокном (ОАО «Удмуртнефть»,  $\lambda=0,075$  Вт/(м·°C)).

Расчеты показали, что при увеличении начальной сухости пара увеличивается расстояние, проходимое пароводяной смесью до полной конденсации рис. 2(а).

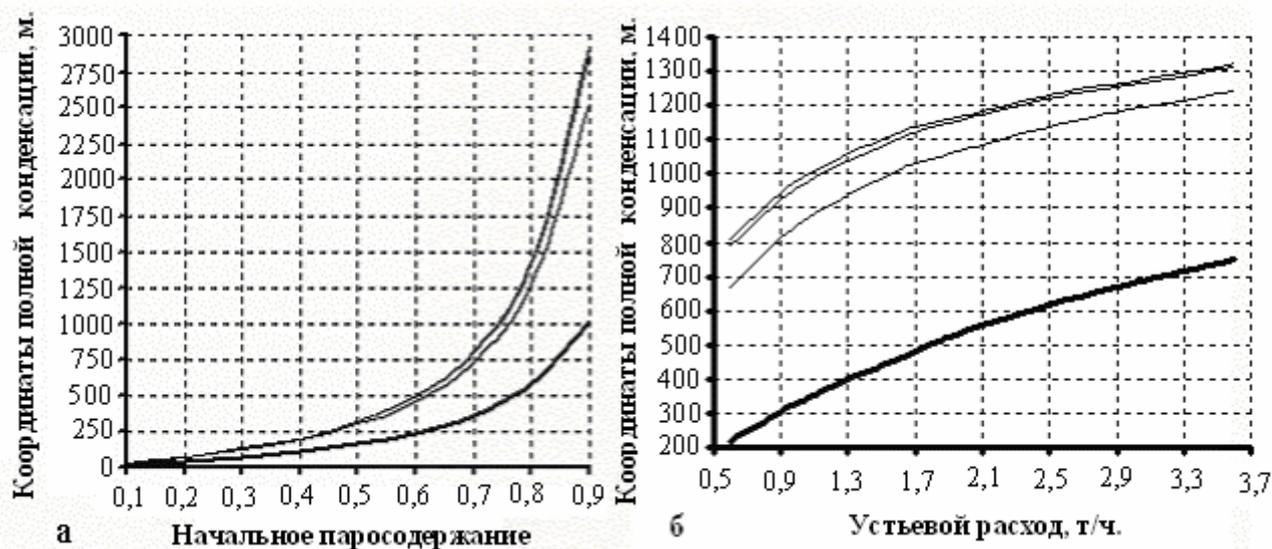


Рис. 2. Зависимость координаты полной конденсации пара от: а) начального паросодержания при постоянном расходе на устье 1,6 т/ч, б) устьевого расхода пароводяной смеси, при постоянном начальном паросодержании 70%. Кривые снизу вверх соответствуют: НКТ без теплоизоляции; НКТ с изоляцией ThermoCoat ( $h=0,8$  мм); НКТ с изоляцией ThermoCoat ( $h=1,2$  мм) и теплоизолированная НКТ ОАО «Удмуртнефть».

Кривые для теплоизолированной НКТ ОАО «Удмуртнефть» и НКТ с двойной изоляцией ThermoCoat сливаются в одну линию. При устьевом паросодержании 80% и выше наблюдается резкое увеличение глубины полной конденсации пара. Увеличение устьевого расхода в два раза, дает прирост максимальной глубины проникновения пара всего на 10% рис. 4 (б). За счет теплоизоляции удастся увеличить глубину полной конденсации пара примерно в 1,5 раза по сравнению с нетеплоизолированной НКТ.

Существующие парогенераторы наземного базирования работают с расходом пароводяной смеси 1,6 т/ч. Как видно из рисунка, применение такого парогенератора при начальной влажности пара 70%, для теплоизолированной НКТ ОАО «Удмуртнефть» позволяет доставлять пар в скважины с забоем на глубине более 1000 метров.

**Во второй главе** приведены основные принципы и физические процессы, протекающие в пласте при воздействии на него теплом. Рассмотрены основные разновидности тепловых методов воздействия и в первую очередь технология

циклического паротеплового воздействия. Эта технология основаны на закачке в добывающие скважины пара для разогрева призабойной зоны скважины, что составляет первый этап воздействия, на втором шаге скважина закрывается на паротепловую пропитку, на третьем этапе осуществляется отбор нефти с повышенным дебитом за счет уменьшения вязкости пластовой нефти, в процессе ее движения через прогретую призабойную зону. Тепло, подаваемое в пласт с теплоносителем, распределяется в пласте между породой, образующей пласт, и насыщающими его флюидами, примерно в отношении 7-8 к 1. Преимущество циклического метода перед технологиями непрерывной закачки теплоносителя заключается в том, что тепло, накапливаемое пластовыми породами вокруг призабойной зоны, в активном цикле периода расходуется на уменьшение вязкости нефти на завершающей стадии пароциклического воздействия.

В настоящее время эта технология широко используется в таких странах как Китай, Америка, Канада, Германия, Индонезия, Кувейт и Россия. Анализ промыслового опыта применения технологии пароциклического воздействия на призабойную зону скважин, показывает, что при средней продолжительности цикла от 4 до 8 месяцев, применение этой технологии позволяет увеличить дебит добывающих скважин на 40-50%.

Современная теория теплового воздействия на нефтяной пласт путем закачки теплоносителя основывается на теории многофазной многокомпонентной фильтрации с учетом фазовых переходов, которая требует знания широкого спектра данных о нефтенасыщенном коллекторе. В главе проведен анализ физико-математических моделей процесса закачки пара в нефтяной пласт (схемы Маркса-Лонгенхейма и Йортсосу, псевдодвухфазное приближение).

Предполагая, что распределение температуры в призабойной зоне является кусочно-постоянной функцией, скорость парового фронта постоянна, а тепловые потери подчиняются закону Ньютона-Рихмана можно рассчитать мощность суммарных тепловых потерь из прогретой области по формуле:

$$\frac{dW}{dt} = \int_{r_w}^{r_f} 2\pi r \alpha_T (T(r) - T_0) dr \quad (4)$$

где  $T(r)$  – средняя по сечению пласта температура в точке  $r$ ;  $T_0$  – начальная температура пласта и окружающих его пород;  $\alpha_T$  – коэффициент теплопередачи;  $r_w$  – радиус скважины.

С другой стороны, при постоянной скорости закачки пара в пласт темп ввода теплоносителя рассчитывается по элементарной формуле:

$$\frac{dH}{dt} = Q \rho_g (c_g (T_s - T_0) + l_g) \quad (5)$$

где  $Q$  – скорость закачки пара,  $\rho_g$  – плотность теплоносителя, подаваемого в пласт,  $l_g$  – скрытая теплота парообразования,  $c_g$  – удельная теплоемкость пара, температура насыщенного пара,  $T_s$  – температура насыщения.

Максимальная зона прогрева пласта определяется равенством потоков, выражаемых формулами (4) и (5). Приравнявая эти выражения, находим радиус максимальной зоны прогрева пласта  $r_f$ .

Из теории неизотермической фильтрации известно, что скорость тепловых фронтов в линейном случае постоянна, а в радиальном пропорциональна квадрату радиуса. С учетом этого можно определить время закачки теплоносителя до момента формирования стационарного температурного распределения, т.е. время цикла закачки теплоносителя в скважину:

$$t_1 = \frac{\pi h m (r_f^2 - r_w^2)}{Q K_T} \quad (6)$$

где  $K_T$  – отношение теплосодержания теплоносителя и насыщенной пористой среды,  $h$  – мощность пласта,  $m$  – его пористость,  $t_1$  – время закачки теплоносителя.

На этапе паротепловой пропитки тепловые потери из зоны парового плато также описываются формулой (4), но конденсация пара приводит к всасыванию нефти из «холодной» части пласта, т.е. радиус парового плато уменьшается. Будем считать, что процессы теплопередачи, конденсации, и всасывания нефти являются равновесными процессами. В этом случае давление и температура в области парового плато не меняется, т.е. конденсация пара приводит к мгновенному всасыванию нефти, при котором давление и температура в зоне мгновенно выравнивается и компенсируется притоком нефти.

С другой стороны, мощность теплотерь ( $dG/dt$ ) компенсируется только конденсацией пара, следовательно, должна быть равна теплоте выделяемой за счет этой конденсации:

$$\frac{dG}{dt} = -l_g \frac{dM}{dt} = -2l_g \rho_g m h \alpha \pi r_s \frac{dr_s}{dt} \quad (7)$$

где  $M$  – масса пара в призабойной зоне,  $\alpha$  – концентрация пара в теплоносителе,  $r_s$  - текущая координата фронта пара.

Приравнявая выражение (4) с учетом постоянства температуры в области парового плато и (7) получим дифференциальное уравнение для определения скорости фронта конденсации. Решение этого уравнения с начальным условием  $t=0 : r_s=r_f$  имеет экспоненциальный вид. При экспоненциальном законе убывания величины характерное (релаксационное) время процесса можно оценить из условия, что величина изменяется в « $e$ » раз. Тогда характерное время паротепловой пропитки будет определяться выражением:

$$t_2 = \frac{l \rho_g m h \alpha}{\alpha_T (T_s - T_0)} \quad (8)$$

Конденсация пара в периоде паротепловой пропитки происходит за счет теплотерь из зоны парового плато и сопровождается также нагреванием «холодной» нефти, поступающей из зоны неохваченной тепловым воздействием. В линейном приближении температура пласта при фильтрации через него жидкости распространяется в виде скачков температуры от  $T_s$  до  $T_0$ . Таким образом, замещение пара нагретой нефтью приводит к тому, что ближайшая зона к скважине становится заполненной нефтью при температуре  $T_s$ . Размеры этой зоны можно определить из условий теплового баланса теплосодержаний нагретой нефти и количества тепла отобранного у скелета пористой среды:

$$r_* = \sqrt{\frac{r_f^2 R_r + r_w^2 R_o}{R_r + R_o}} \quad (9)$$

Таким образом, на момент начала активного этапа циклического воздействия призабойная зона скважины имеет две области: зону, заполненную нефтью с температурой  $T_s$  с радиусом  $r_*$ , и зону также насыщенную нефтью при начальной пластовой температуре  $T_0$ .

Расход жидкости в скважину с зональным изменением температуры аналогичен выражению для формулы Дюпюи с зональной неоднородностью, так как температура пласта определяет вязкость фильтрующейся жидкости:

$$Q = \pi k h r_w \Delta p \left( \frac{1}{\mu_T \ln\left(\frac{r_*}{r_w}\right) + \mu \ln\left(\frac{r_c}{r_*}\right)} \right) \quad (10)$$

где  $\mu$  – вязкость пластовой нефти,  $\mu_T$  – вязкость нефти, нагретой до температуры  $T_s$ ,  $k$  – абсолютная проницаемость пласта,  $r_c$  – радиус контура питания скважины,  $\Delta p$  – депрессия на пласт.

Нетривиальность этой задачи заключается в том, что по мере фильтрации происходит охлаждение призабойной зоны. Это охлаждение при условии распространения тепла в пористой среде в виде скачков температуры проявляется в зависимости радиуса высокотемпературной зоны  $r_*$  от времени. Определив скорость температурного скачка при фильтрации жидкости с расходом  $Q$ , можно найти радиус зоны заполненной нагретой нефтью. Подставляя его в закон (10) получим трансцендентное уравнение для определения падения расхода жидкости со временем за счет охлаждения призабойной зоны:

$$\frac{Q}{\pi k h r_w \Delta p} = \frac{1}{\mu_T \ln\left(\sqrt{\frac{r_f^2}{r_w^2} - \frac{Q R_o t}{\pi m h R_r r_w^2}}\right) + \mu \ln\left(\frac{r_c}{r_w}\right) - \mu \ln\left(\sqrt{\frac{r_c^2}{r_w^2} - \frac{Q R_o t}{\pi m h R_r r_w^2}}\right)} \quad (11)$$

По предложенной методике была проведена оптимизация основных характеристик пароциклического воздействия на примере Степоозерского месторождения.

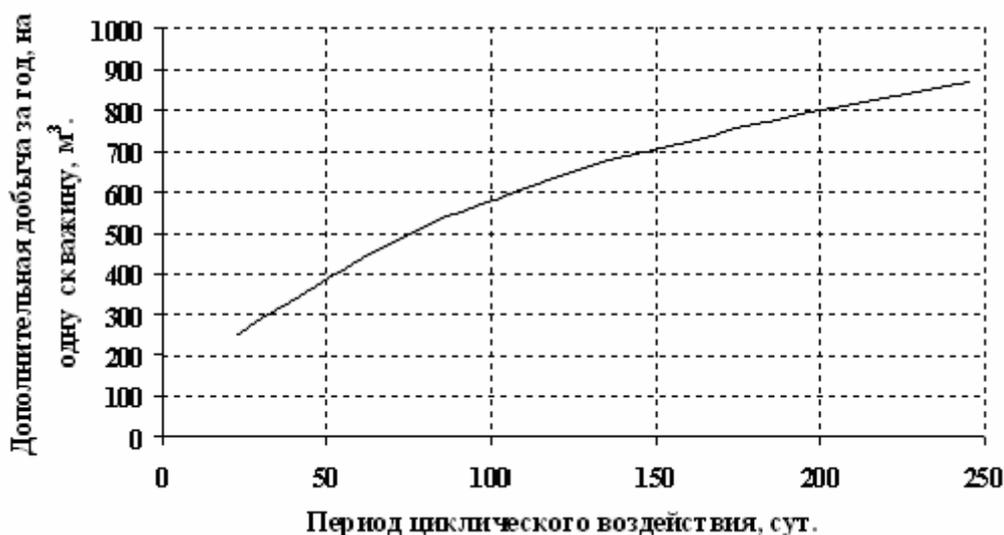
Дополнительная добыча нефти при циклическом воздействии определяется интегралом дебита нефти за время всех циклов в течение определенного срока за вычетом базовой добычи нефти:

$$V = \int_0^T Q n dt - Q_0 T \quad (12)$$

где  $n$  – количество циклов воздействия за исследуемый срок;  $T$  – полный срок воздействия;  $Q_0$  – продуктивность скважины без теплового воздействия.

Данная модель была применена для пяти основных нефтенасыщенных горизонтов Степноозерского месторождения. Результаты проиллюстрированы только для одного объекта разработки (Башкирский горизонт: нефтенасыщенная толщина – 7,1 м; вязкость нефти – 450 мПа·с; пористость – 0,247; депрессия при добыче 7 МПа; пластовая температура 308 К).

На рис.3 приведены результаты оптимизации длительности интервала закачки теплоносителя  $t_1$ , а, следовательно, и всего периода воздействия на дополнительную добычу продукции. Из полученных результатов следует, что максимальная дополнительная добыча достигается при закачке пара на момент наступления теплового баланса в пласте.



*Рис.3 Влияние периода пароциклического воздействия при различной длительности интервала закачки (при фиксированных интервалах выдержки – 2 суток, и добычи – 99 суток) на дополнительную добычу нефти за один год, для условий Башкирского горизонта Степноозерского месторождения.*

Варьирование времени выдержки скважины не целесообразно, так как порядок этого времени незначителен в общем периоде воздействия. Однако отметим, что при расчете теплового баланса в пласте используется закон Ньютона-Рихмана для тепловых потерь из пласта, которые дают завышенный результат. Следовательно в практических расчетах рекомендуется увеличивать расчетное время в 4-7 раз.

Результаты расчета дополнительной добычи продукции для Башкирского горизонта Степноозерского месторождения в зависимости от интервала отбора, а, следовательно, и периода цикла парогазового агента, представлены на рис. 4.

Изменение времени работы скважины на отбор нефти немонотонно влияет на дополнительную добычу нефти, при длительности цикла 99 суток для анализируемого объекта разработки наблюдается максимальная дополнительная добыча продукции. Таким образом, проведенные исследования показывают, что при оптимальном циклическом воздействии отбор продукции необходимо заканчивать раньше времени полного охлаждения пласта.

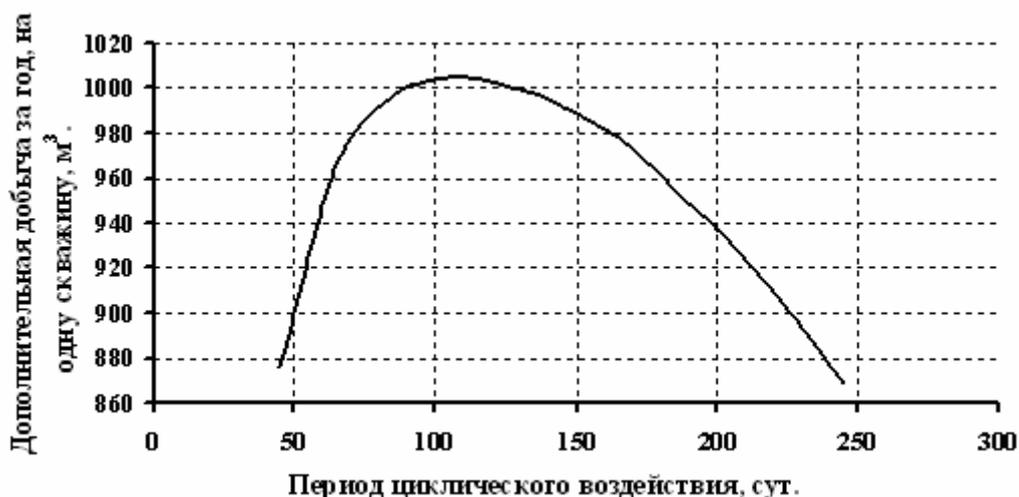


Рис. 4 Влияние периода пароциклического воздействия при различной длительности интервала добычи (при интервалах закачки 4 суток и выдержки 2 суток) на дополнительную добычу нефти за год, для условий Башкирского горизонта.

Применение пароциклического метода воздействия позволяет увеличить дебит скважин в среднем в 1,5 раза. В то время как дополнительная добыча только за счет оптимизации параметров процесса составляет для данного объекта 83%, на одну обрабатываемую скважину.

**В третьей главе** рассмотрен метод периодического термополимерного воздействия, предложенный удмуртскими нефтяниками и разработана методика численного исследования этого процесса. Предложенный метод заключается в закачке в нагнетательные скважины горячей воды (первый этап) и последующей закачке раствора полимера (второй этап). Снижение фильтрационных сопротивлений, за счет разогрева призабойной зоны, в ходе первого этапа, приводит к облегчению закачки раствора полимера. В дальнейшем эти операции повторяются. В данном методе за счет различной скорости распространения тепла и полимерной добавки в пласте происходит разделение фронта вытеснения на составляющие: а) вытеснение нефти холодной водой, б)

вытеснение нефти холодным раствором полимера, в) вытеснение нефти горячим раствором полимера. В результате расширения области повышения подвижности потока в направлении от добывающих скважин к нагнетательным удастся при правильном подборе концентрации полимера и температуры горячей воды минимизировать проявление процесса языкообразования и неустойчивого вытеснения. В этой главе проанализировано влияние количества и размеров оторочек, а так же концентрации полимера в этих оторочках на коэффициент нефтеизвлечения.

Математическая модель неизотермического вытеснения нефти горячим раствором полимера включает уравнения сохранения масс водной фазы, нефти и полимера, уравнение притока тепла, а так же законы Дарси для фильтрации воды и нефти:

$$m \frac{\partial S}{\partial t} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} r m v_w S = 0, \quad m \frac{\partial (1-S)}{\partial t} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} r m v_o (1-S) = 0,$$

$$m \frac{\partial \left( S c + \Gamma c \frac{\rho_R (1-m)}{m \rho_w} \right)}{\partial t} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} r m v_w S c = 0, \quad (13)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} [(1-m)H_r(T-T_0) + mH_w S(T-T_0) + mH_o(1-S)(T-T_0)] +$$

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} [r m H_w S v_w (T-T_0) + r m H_o (1-S) v_o (T-T_0)] = \frac{2\alpha_T}{h} (T-T_0)$$

$$m v_w S = -\frac{k}{\mu_w} f_w \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r}, \quad m v_o (1-S) = -\frac{k}{\mu_o} f_o \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r}$$

где  $S$  - водонасыщенность пористой среды;  $C = c/c_0$  - массовая концентрация полимера;  $c_0$  - начальная концентрация полимера;  $v_w, v_o$  - среднemasсовые скорости воды и нефти;  $m$  - пористость;  $T_0$  - температура закачиваемого теплоносителя;  $C_w, C_o, C_r$  - удельные теплоемкости воды, нефти и породы;  $\rho_w, \rho_o, \rho_r$  - плотности воды нефти и породы;  $H_w, H_r, H_o$  - теплосодержания воды, породы и нефти,  $f_w, f_o$  - фазовые проницаемости воды и нефти.

Рассматриваемая методика прогнозирования основана на использовании функции Баклея-Левретта или фазовых проницаемостей и вязкостей фаз. Фазовые проницаемости пластов моделировались в виде стандартных потенциальных функций по методу Corey:

$$f_w(S) = \begin{cases} 0 & S \leq S_{wr} \\ \left( \frac{S - S_{wr}}{1 - S_{wr}} \right)^{3,5} & S \geq S_{wr} \end{cases}, \quad f_o(S) = \begin{cases} 0 & S \geq 1 - S_{or} \\ \left( \frac{1 - S - S_{or}}{1 - S_{wr} - S_{or}} \right)^{1,5} & S_{wr} < S < 1 - S_{or} \\ 1 & S \leq S_{wr} \end{cases} \quad (14)$$

где  $S_{or}, S_{wr}$  – остаточные нефте- и водонасыщенности.

Зависимость вязкостей фаз от температуры и концентрации полимера аппроксимировались эмпирическими соотношениями:

$$\begin{aligned} \mu_w = \mu_w(T, C) &= \mu_w^0 + (0,2 - \mu_w^0)T + (\mu_p - \mu_w^0 - (0,2 - \mu_w^0)T)C \\ \mu_o = \mu_o(T) &= \mu_o^0 \exp(-5,8 \cdot T) \end{aligned} \quad (15)$$

где  $\mu_w^0, \mu_o^0$  – коэффициенты динамической вязкости воды и нефти при пластовых условиях;  $\mu_p = 20 + (5 - 20)T$  – вязкость полимера.

Приведение уравнений (13) к безразмерному виду проводится с помощью замены переменных:

$$\tau = \frac{q_0 t}{\pi h (r_c^2 - r_w^2)}, \quad R = \frac{r^2 - r_w^2}{r_c^2 - r_w^2}, \quad \Theta = \frac{T - T_0}{T_1 - T_0} \quad (16)$$

где  $T_1$  – температура теплоносителя;  $q_0$  – начальный объемный расход.

При решении безразмерной системы уравнений был использован явный конечно-разностный метод. Количество пространственных ячеек в среднем равнялось 500 (в зависимости от размера оторочек этот шаг увеличивался до 1000). Величина шага по времени определялась из условия устойчивости Куранта. Моделируемый пласт имел следующие характеристики: пластовая температура -  $30^\circ\text{C}$ ; мощность нефтенасыщенных пород – 40 м; пористость – 0,2; объемный расход скважины –  $0,0023 \text{ м}^3/\text{с}$ ; коэффициент теплопередачи –  $1,5 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ ; вязкость нефти при пластовых условиях –  $100 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ ; вязкость воды –  $1 \text{ сПз}$ ; температура нагнетаемого теплоносителя  $300^\circ\text{C}$ ; радиус скважины – 0,1 м; радиус контура питания – 250 м; константа адсорбции Генри – 0,1; остаточная нефтенасыщенность – 0,3; остаточная водонасыщенность 0,2.

В ходе исследований установлено, что основной вклад в процесс вытеснения нефти вносит оторочка полимера, поскольку тепло, закачиваемое в пласт с горячей водой, за счет интенсивных теплопотерь прогревает лишь призабойную зону, таким образом, роль тепловых оторочек сводится к

снижению фильтрационных сопротивлений призабойной зоны при закачке полимера.

На рис. 5 приведено влияние дробления оторочек закачиваемого теплоносителя и раствора полимера на динамику процесса вытеснения нефти, при фиксированных объемах закачки равных 0.1 порового объема для того и другого флюида. Установлено, что наиболее оптимальным вариантом является разбиение объемов закачки каждого реагента на 3 оторочки.

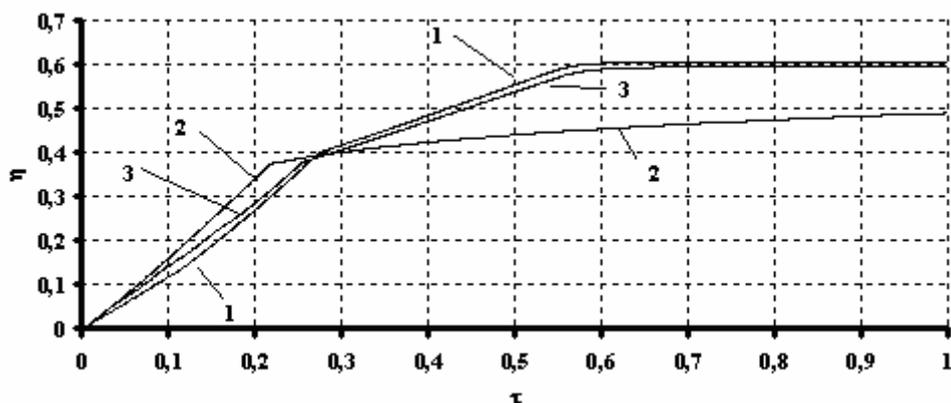


Рис. 5 Зависимость нефтеотдачи от времени при: 1- закачке чистого полимера, 2 – закачке холодной воды, 3 – последовательной закачке 0.1 поровых объема горячей воды и 0.1 полимера, разбитых на 3 и более оторочек.

При вытеснении высоковязкой нефти главной проблемой является неустойчивость процесса. В ходе исследований было установлено, что предпочтительным является вариант закачки, в котором первой в пласт подается горячая вода, а не раствор полимера. Установлено так же, что соотношение суммарных объемов оторочек существенно не влияет на поведение кривой нефтеотдачи, а, следовательно, и на сам процесс вытеснения. Это объясняется тем, что роль прогрева пласта ограничена лишь призабойной зоной (как показано выше), а эффективность вытеснения определяется размером оторочки раствора полимера.

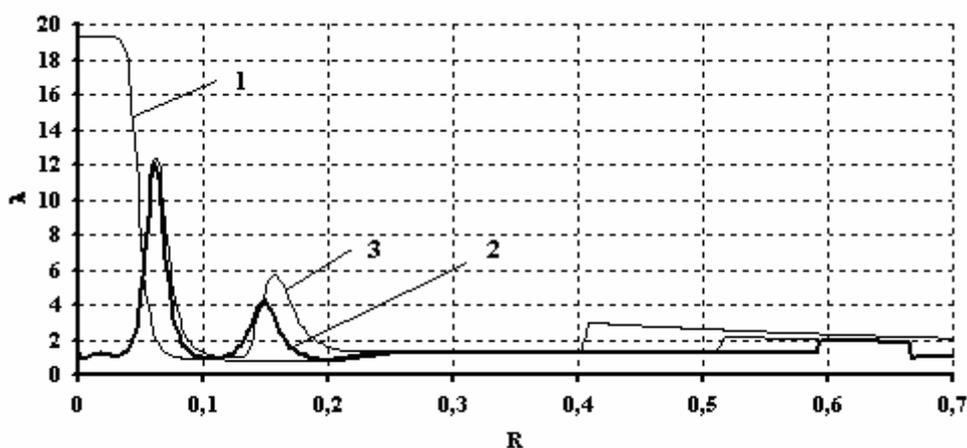
Подвижностью называется сумма отношений фазовых проницаемостей и вязкостей фильтрующихся жидкостей. Отношение подвижностей перед фронтом вытеснения ( $\lambda^+$ ) и за ним ( $\lambda^-$ ) называется соотношением подвижностей ( $\lambda_{ef}$ ). Если  $\lambda_{ef} > 1$ , то есть подвижность флюида перед фронтом вытеснения выше, чем подвижность за ним, то вытеснение устойчивое, если  $\lambda_{ef} < 1$  то процесс

вытеснения неустойчив, что ведет к образованию языков вытесняющей жидкости и ее раннему прорыву в добывающую скважину.

$$\lambda = \frac{f_w}{\mu_w} + \frac{f_o}{\mu_o}, \quad \lambda_{ef} = \frac{\lambda^+}{\lambda^-} \quad (17)$$

В ходе исследований устойчивости было установлено, что в процессе вытеснения нефти по технологии последовательного термополимерного воздействия наблюдается устойчивый передний фронт вытеснения нефти оторочкой полимера. В случае закачки 2 оторочек (горячая вода – раствор полимера) наблюдается сильно неустойчивый задний фронт вытеснения (подвижность возрастает почти в 20 раз). Закачка реагентов в виде 6 чередующихся оторочек позволяет сделать задний фронт вытеснения несколько устойчивее (подвижность постепенно возрастает примерно в 12 раз), за счет того что область неустойчивости растягивается до 0,2 поровых объема, рис. 6. В области перекрывания оторочки горячей воды и полимера наблюдается устойчивое вытеснение пластовых флюидов.

На основании проведенных исследований можно сделать вывод, что технология периодического термополимерного воздействия в целом не дает существенного выигрыша в динамике процесса нефтеизвлечения, но позволяет улучшить соотношение подвижностей жидкостей (снижение отношения



*Рис. 6 5 Распределение по пласту подвижностей при закачке в пласт: 1 - 0.1 поровых объема горячей воды и 0.1 поровых объема оторочки полимера; 2 - 0.1 поровых объема горячей воды и 0.1 поровых объема оторочки полимера разбитых на 3 оторочки каждый; 3 – закачка 0.1 поровых объема горячей воды и 0.1 поровых объема полимера разбитых на 3 оторочки каждый (концентрация в оторочках раствора полимера, от первой к последней меняется следующим образом: 0.3, 0.6, 1).*

подвижностей ( $\lambda_{ef}$ ) и увеличение области возрастания эффективной подвижности).

**Выводы и результаты.** Решена задача движения двухфазного теплоносителя (пар-вода) в вертикальной скважине с учетом теплотерь в окружающие породы применительно к конкретной конструкции скважины, с различными видами теплоизоляции. Проанализировано влияние начального паросодержания, устьевого давления и расхода теплоносителя на максимальную глубину проникновения пара. Установлено, что увеличение начального паросодержания выше 80% позволяет резко увеличить максимальную глубину проникновения пара (до 2 раз), а применение теплоизолированных НКТ ОАО «Удмуртнефть» до 3 раз. При этом теплоизолированные НКТ ОАО «Удмуртнефть» и НКТ с нанесением двойного теплоизоляционного покрытия ThermoCoat обладают примерно равной теплоизоляционной эффективностью. Их применение, при использовании парогенераторов с расходом 1,6 т/ч и начальным паросодержанием выше 70%, позволяет расширить круг месторождений высоковязких нефтей, на которых применение тепловых методов воздействия является эффективным, и подвергать тепловой обработке скважины с забоями глубже 1000 метров. Для нетеплоизолированных НКТ максимальные глубины проникновения пара для тех же устьевых характеристик теплоносителя, ограничены 500-600 метрами.

Разработана интегральная физико-математическая модель пароциклического воздействия на призабойную зону пластов с целью увеличения нефтеотдачи месторождений содержащих высоковязкие нефти. Установлено, что: 1) максимальная эффективность процесса достигается при времени закачке теплоносителя соответствующем установлению стационарного распределения температуры в призабойной зоне; 2) время паротепловой пропитки определяется полной конденсацией пара в призабойной зоне охваченной тепловым воздействием; 3) процесс отбора нефти целесообразнее заканчивать до момента полного охлаждения призабойной зоны; 4) существуют оптимальные технологические параметры, дающие максимальную интенсификацию дебита. Показано, что по сравнению с неоптимизированным

воздействием, такая оптимизация позволяет увеличить дебит скважин еще на 40-50%.

Разработана методика численного исследования процесса периодического термополимерного воздействия на пласт. Исследовано влияние количества оторочек закачиваемых реагентов, а так же соотношения объемов этих оторочек, на эффективность вытеснения нефти. В ходе исследования установлено, что: 1) наиболее эффективным является дробление закачиваемых реагентов на 6 чередующихся оторочек; 2) предпочтительным соотношением объемов закачиваемых реагентов является равное количество горячей воды и раствора полимера; 3) дробление закачиваемых реагентов на оторочки позволяет сделать задний фронт вытеснения более устойчивым, за счет растягивания области увеличения подвижности; 4) изменение концентрации полимера от оторочки к оторочке, практически не меняет устойчивости процесса вытеснения нефти. На основании проведенных исследований можно сделать вывод, что технология периодического термополимерного воздействия в целом не дает существенного выигрыша в динамике процесса нефтеизвлечения, по сравнению с термополимерным заводнением, но позволяет улучшить соотношение подвижностей флюидов и снизить неустойчивость процесса вытеснения.

На основании проведенных исследований можно сделать вывод, что технология периодического термополимерного воздействия в целом не дает существенного выигрыша в динамике процесса нефтеизвлечения, но позволяет улучшить соотношение подвижностей флюидов и снизить неустойчивость процесса вытеснения.

#### **Публикации основных положений диссертации:**

1. К.М. Федоров, А.П. Шевелёв. Моделирование работы скважины в неизотермическом режиме.//Теплофизика, гидрогазодинамика, теплотехника: Сборник статей. Выпуск 2. Тюмень: Издательство ТюмГУ, 2004 г.- с. 82-91.

2. К.М. Федоров, А.П. Шевелёв. Инженерные оценки технологических параметров и эффективности парогазоциклического воздействия.//Теплофизика, гидрогазодинамика, теплотехника: Сборник статей. Выпуск 2. Тюмень: Издательство ТюмГУ, 2004 г.- с. 91-114.

3. К.М. Федоров, А.П. Шевелёв. Теоретический анализ тепловых потерь из скважины и влияние различных типов их теплоизоляции.//Вестник ТюмГУ, №5, 2004 г.- с. 235-239.

4. К.М. Федоров, А.П. Шевелёв. Применение математического моделирования для оптимизации технологии пароциклического воздействия на пласт.//Системные проблемы надежности, качества, информационных и электронных технологий: Материалы Международной конференции и Российской научной школы. Часть 2.-М.: Радио и связь, 2004 г.- с. 4-5.

5. К.М. Федоров, А.П. Шевелёв, В.Е. Андреев, Ю.А. Котенев С.С. Бадретдинов, А.И. Шакиров, О.З. Исмагилов. Методика расчета и оптимизация парогазоциклического воздействия на призабойную зону пласта.//Известия высших учебных заведений. Серия нефть и газ. №3, 2005 г.- с. 42-50.

6. К. М. Фёдоров, А. П. Шевелёв. Расчет тепловых потерь при закачке насыщенного пара в скважину.//Известия Высших учебных заведений. Серия нефть и газ. №4, 2005 г.- с. 37-43.

7. К.М. Федоров, А.П. Шевелёв, В.Е. Андреев, Ю.А. Котенев, О.З. Исмагилов, Р.Г. Вагапов. Методика расчета и оптимизации пароциклического воздействия на призабойную зону пласта с учетом тепловых потерь в скважине.//Сборник научных трудов VI конгресса нефтепромышленников России «Проблемы освоения трудноизвлекаемых запасов углеводородов». Уфа. Изд.: Монография, 2005 г.- с. 221-227.