

*На правах рукописи*

**МУСАКАЕВ Наиль Габсалимович**

**ДВУХФАЗНЫЕ ТЕЧЕНИЯ С ФИЗИКО-  
ХИМИЧЕСКИМИ ПРЕВРАЩЕНИЯМИ В КАНАЛАХ  
И ПОРИСТЫХ СРЕДАХ В ЗАДАЧАХ  
НЕФТЕГАЗОВОЙ МЕХАНИКИ**

01.02.05 – механика жидкости, газа и плазмы

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание ученой степени  
доктора физико-математических наук

Тюмень – 2012

Работа выполнена в Тюменском филиале Федерального государственного бюджетного учреждения науки Института теоретической и прикладной механики им. С.А. Христиановича Сибирского отделения Российской академии наук

Научный консультант: доктор физико-математических наук,  
профессор  
**Шагапов Владислав Шайхулагзамович**

Официальные оппоненты: доктор технических наук, профессор  
**Бондарев Эдуард Антонович**  
(Институт проблем нефти и газа СО РАН,  
главный научный сотрудник)

доктор физико-математических наук  
**Никифоров Анатолий Иванович**  
(Институт механики и машиностроения  
Казанского научного центра РАН, заведующий лабораторией математического моделирования процессов фильтрации)

доктор физико-математических наук,  
профессор **Урманчиев Саид Федорович**  
(Институт механики Уфимского научного  
центра РАН, директор)

Ведущая организация: Тюменское отделение СургутНИПИнефть

Защита состоится 17 мая 2012 г. в 15<sup>00</sup> на заседании диссертационного совета ДМ 212.274.09 при Тюменском государственном университете по адресу: 625003, г. Тюмень, ул. Перекопская, 15А, ауд.410

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Тюменского государственного университета.

Автореферат разослан «16» апреля 2012 г.

И.о. ученого секретаря  
диссертационного совета,  
доктор физ.-мат. наук

Татосов А.В.

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

В настоящее время наблюдается значительный интерес к изучению двухфазного течения в различных системах, что объясняется необходимостью в теоретическом осмыслении и системном исследовании большого круга проблем, возникающих, в частности, при решении вопросов разведки, добычи и транспортировки углеводородного сырья, при реализации новых и совершенствовании существующих методов повышения отдачи нефте- и газонасыщенных пластов, при развитии методов исследования скважин и т.п. Исследование закономерностей тепломассообменных и фильтрационных процессов в многофазных системах представляет собой весьма сложную и многогранную научную проблему. С точки зрения их экспериментального изучения это связано со значительными трудностями опытного исследования многообразных межфазных и внутрифазных взаимодействий и быстропротекающих процессов. В теоретическом плане это обусловлено исключительной сложностью получения строгого аналитического описания динамики двухфазных смесей. В этой связи при исследовании течений двухфазных смесей зачастую применяют численные методы решений.

Современное состояние исследований различного вида течений характеризуется учетом эффектов неоднородности, а также построением адекватных математических моделей наблюдаемых при этом процессов (Нигматулин Р.И., 1987). Изучение движения двухфазных смесей с учетом исходной структуры смеси и физических свойств фаз требует привлечения новых параметров и решения уравнений более сложных, чем те, которые записываются для однофазных течений. При этом детальное описание внутрифазных и межфазных взаимодействий в гетерогенных средах порою чрезвычайно сложно, и для получения обозримых результатов и их понимания зачастую прибегают к рациональным схематизациям, приводящим к обозримым и решаемым уравнениям.

Знание законов и особенностей двухфазного течения играет первостепенную роль в разработке и совершенствовании технологических процессов, технических установок и устройств в ряде отраслей промышленности, что и определяет **актуальность** проведенных исследований и их значимость для приложений.

Современные способы добычи, хранения и транспортировки углеводородного сырья требуют максимального вовлечения достижений механики и математики для комплексного исследования двухфазного течения в каналах и пористых средах при решении конкретных прикладных задач нефтегазовой отрасли, что и обуславливает

**цель работы:** построение и обоснование математических моделей течения двухфазной смеси в подземном и наземном нефтегазопромы-

словом оборудовании и в насыщенных пористых средах, а также теоретическое изучение и установление особенностей гидродинамических и тепломассообменных процессов, возникающих при таком течении.

Для достижения поставленной цели решались **задачи**:

- восходящего течения нефтегазовой смеси в добывающей скважине, оснащенной установкой погружных электроцентробежных насосов;
- определения гидродинамических и теплофизических параметров парожидкостного потока в нагнетательной скважине;
- накопления и диссоциации газогидратных отложений при транспортировке природного газа;
- образования газового гидрата при нагнетании газа в насыщенный газом и водой пористый пласт;
- формирования низкопроницаемой зоны вблизи забоя скважины при смешении вод с различным химическим составом.

**Научная новизна** диссертационной работы в целом заключается в едином рассмотрении на основе методов и уравнений механики многофазных сред течений двухфазной смеси в каналах и пористых средах и возникающих при этом тепломассообменных процессов на всех этапах от разработки и обоснования математических моделей до решения и анализа конкретных прикладных задач нефтегазовой механики.

#### **Основные положения, выносимые на защиту.**

Математическая модель восходящего газожидкостного потока в вертикальной скважине при наличии склеротических процессов, связанных с отложениями нефтяных парафинов на внутренние стенки подъемной колонны. Численный анализ зависимости от различных факторов температурной обстановки в скважине, оснащенной установкой электроцентробежных насосов.

Математическая модель одномерного течения влажного природного газа в горизонтальном трубопроводе с переменным во времени и пространстве сечением из-за отложений на внутренних стенках канала газовых гидратов. Анализ влияния на процесс гидратообразования различных факторов. Результаты численного исследования динамики диссоциации газогидратных отложений при подаче в газовый поток ингибитора (метанола).

Аналитические решения автомодельной задачи об образовании газового гидрата при закачке в насыщенный газом и водой пористый пласт холодного (с температурой меньшей исходной температуры пласта) газа. Закономерности образования газогидратов в пористых структурах при инъекции газа в зависимости от температуры закачиваемого газа, исходных параметров пористой среды, а также интен-

сивности закачки газа. Условия возникновения объемной области образования гидрата.

Механизм снижения проницаемости зоны вблизи забоя скважины при взаимодействии пластовых и закачиваемых флюидов. Аналитическое решение задачи о закачке воды в пористый коллектор с отличными от пластовой воды химическими свойствами.

**Обоснованность и достоверность результатов работы** следует из корректности физической и математической постановок задач, применения при разработке математических моделей уравнений и методов механики многофазных сред. Компьютерная реализация построенных математических моделей производилась с использованием широко апробированных численных методов, полученные численные результаты в частных случаях сопоставлены с промысловыми данными и практическими измерениями, а также с расчетами других авторов.

#### **Научная и практическая значимость.**

В диссертационную работу вошли результаты исследований, выполненных в соответствии с планами фундаментальных исследований РАН, а также в рамках гос. контракта № 02.445.11.7412 по ФЦНТП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития науки и техники на 2002-2006 годы», гос. контракта № 02.516.11.0004 по ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2007-2012 годы», гос. контракта № 119-ДОН по Тюменской областной целевой научно-технической программе, программы Президиума РАН 16.4 «Природные и антропогенные факторы динамики криогенных геосистем Евразии», региональной научно-технической программы Тюменской области «Тюмень» и подержанных грантами РФФИ № 00-01-00775-а, 06-01-08060-офи, 08-01-90300-Вьет\_а, грантами Президента РФ для государственной поддержки ведущих научных школ РФ (руководитель научной школы – академик РАН Р.И. Нигматулин), грантами Губернатора Тюменской области на реализацию проекта по фундаментальным и прикладным научным исследованиям.

Результаты, полученные в диссертационной работе, расширяют теоретические представления о движении двухфазных смесей в каналах и пористых средах. Практическая ценность диссертации связана с ее прикладной направленностью. Все проведенные исследования так или иначе продиктованы потребностями нефтегазовой промышленности. Полученные результаты могут быть использованы для выбора наиболее эффективных способов эксплуатации действующих скважин, при обосновании существующих и разработке новых методов предупреждения и борьбы с отложениями твердой фазы в системах подземного и наземного нефтегазопромыслового оборудования и в призабойной зоне скважин, для совершенствования программных средств

гидродинамического моделирования месторождений нефти и газа, при разработке научных основ технологий консервации и хранения углеводородного газа. Часть результатов уже нашла свое практическое применение. Так, разработан регламент по предупреждению отложения парафина, гидратов и солей в добывающих скважинах Шаимской группы месторождений, который используется при составлении планов-графиков проведения обработок скважин по предотвращению АСПО, солей и образованию гидратов, а также при разработке основных направлений технической политики ТПП «Урайнефтегаз». Результаты выполнения НИР послужили основой для выбора оптимального режима эксплуатации добывающей скважины при построении геолого-гидродинамической модели Западно-Таркосалинского месторождения Тюменской области. Результаты исследований были использованы при планировании и проведении комплекса геолого-технологических мероприятий на нагнетательных скважинах Сузунского месторождения Восточной Сибири.

Частично результаты диссертационной работы вошли в монографию «Применение численных методов к решению задач нефтепромысловой механики», допущенную УМО вузов РФ по нефтегазовому образованию в качестве учебного пособия для подготовки бакалавров и магистров по направлению 553600 «Нефтегазовое дело» и дипломированных специалистов по направлению 650700 «Нефтегазовое дело».

#### **Апробация результатов исследования.**

Результаты диссертационной работы докладывались и обсуждались на Всероссийской научно-технической конференции «Нефть и газ Западной Сибири» (Тюмень, 1996, 1997, 2003, 2005, 2007), на Всероссийской научной конференции «Актуальные вопросы механики, электроники, физики Земли и нейтронных методов исследований» (Стерлитамак, 1997), на Всероссийской научно-технической конференции «Моделирование технологических процессов бурения, добычи и транспортирования нефти и газа на основе современных информационных технологий» (Тюмень, 1998, 2000), on the International Conference on Multiphase Systems (Ufa, 2000), на Всероссийской научно-технической конференции «Проблемы совершенствования технологий строительства скважин и подготовки кадров для Западно-Сибирского нефтегазодобывающего комплекса» (Тюмень, 2000), на Международной конференции RDAMM-2001 (Новосибирск, 2001), на Всероссийской научно-технической конференции «Проблемы развития топливно-энергетического комплекса Западной Сибири на современном этапе» (Тюмень, 2001), на VIII Четаевской международной конференции «Аналитическая механика, устойчивость и управление движением» (Казань, 2002), on 11-th and 15-th International Conference on the Methods of Aerophysical Research (Novosibirsk, 2002, 2010), на Между-

народной научной конференции «Спектральная теория дифференциальных операторов и родственные проблемы» (Стерлитамак, 2003), на Международной научной конференции «Вычислительные и информационные технологии в науке, технике и образовании» (Усть-Каменогорск, Казахстан, 2003), на VI и VII международных конференциях «Химия нефти и газа» (Томск, 2006, 2009), на Российской конференции «Механика и химическая физика сплошных сред» (Бирск, 2007), на Всероссийской научно-технической конференции «Новые технологии – нефтегазовому региону» (Тюмень, 2008), на Международной научной конференции «Дифференциальные уравнения и смежные проблемы» (Стерлитамак, 2008), на VI и VII международных научных школах-конференциях «Актуальные вопросы теплофизики и физической гидрогазодинамики» (Алушта, Украина, 2008, 2009), on the International Workshop «Thermal Hydrodynamics of Multiphase Flows and Applications» (Hanoi, 2009), на Международной конференции «Перспективы освоения газогидратных месторождений» (Москва, 2009), на Российской конференции «Многофазные системы: природа, человек, общество, технологии» (Уфа, 2010), на V Всероссийской научно-практической конференции «Добыча, подготовка, транспорт нефти и газа» (Томск, 2010), на Российской научно-технической конференции «Мавлютовские чтения» (Уфа, 2011), на Всероссийской научно-практической конференции «Теоретические и практические аспекты исследований природных и искусственных газовых гидратов» (Якутск, 2011), на X Всероссийском съезде по теоретической и прикладной механике (Нижний Новгород, 2011).

Основные результаты работы докладывались автором на семинарах Института механики многофазных систем СО РАН под руководством академика РАН Р.И. Нигматулина, Тюменского филиала Института теоретической и прикладной механики им. С.А. Христиановича СО РАН под руководством профессора А.А. Губайдуллина.

Результаты диссертации опубликованы в 77 работах, основные публикации представлены в конце автореферата.

#### **Личный вклад автора.**

В работах, выполненных в соавторстве, диссертант, как правило, участвовал во всех этапах исследования от постановки задачи и выбора метода ее решения до получения и анализа результатов. Представление изложенных в диссертации и выносимых на защиту результатов, полученных в совместных исследованиях, согласовано с соавторами.

#### **Объем и структура диссертации.**

Диссертация состоит из введения, пяти глав, заключения, списка литературы и 5 приложений. Общий объем диссертации составляет 241 страницу, в том числе 57 рисунков и 5 таблиц. Список литературы состоит из 201 наименования.

## **Благодарности.**

Автор выражает глубокую признательность научному консультанту и учителю профессору Шагапову Владиславу Шайхулагзамовичу, его заботливое отношение и внимание во многом предопределили появление данной диссертации. Особую благодарность автор выражает д.ф.-м.н., профессору Губайдуллину А.А., д.т.н., профессору Кучумову Р.Я. и д.ф.-м.н., профессору Федорову К.М. за полезные советы, постоянное внимание и поддержку его работы. Автор благодарен к.ф.-м.н. Уразову Р.Р., к.ф.-м.н. Хасанову М.К., Бородину С.Л. за многократные обсуждения результатов и совместные исследования.

## **КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

**Во введении** обосновывается актуальность темы диссертации, формулируются цель и основные задачи исследования, отмечается практическая значимость и научная новизна, приводятся защищаемые положения и обосновывается их достоверность.

**В первой главе** выполнен краткий обзор исследований, посвященных изучению процессов, происходящих при течении многофазных смесей в системах подземного и наземного оборудования и пористых структурах. Начало отечественным исследованиям процессов, происходящих при двухфазном течении в каналах и пористых структурах, было положено известными учёными Л.С. Лейбензоном, П.Я. Кочиной, С.А. Христиановичем, И.А. Чарным, А.Б. Шейманом. Ряд вопросов, связанных с данной тематикой, был рассмотрен В.А. Архангельским, Э.А. Бондаревым, Ю.А. Буевичем, К.В. Виноградовым, Ш.К. Гиматудиновым, В.М. Ентовым, Ю.Ф. Макогоном, В.А. Мамаевым, Р.И. Медведским, А.Х. Мирзаджанзаде, Н.Н. Непримеровым, Р.И. Нигматулиным, А.И. Никифоровым, М.А. Пудовкиным, А.Н. Саламатиним, С.Ф. Урманчеевым, К.М. Федоровым, Г.Г. Цыпкиным, Э.Б. Чекалюком, В.Ш. Шагаповым и другими.

Анализ отечественных и зарубежных исследований двухфазного течения в каналах и пористых структурах с учетом образования твердой фазы проведен по трем крупным направлениям: течение газожидкостной смеси в каналах; исследование движения двухфазной смеси в пористой среде; образование твердой фазы в пластах и системах нефтегазопромыслового оборудования.

В заключение главы отмечено, что для нефтегазовой отрасли немаловажным является исследование процессов, связанных с течением двухфазного флюида в пористой структуре и нефтегазопромысловом оборудовании с учетом возникающих при этом эффектов. При изучении наблюдаемых двухфазных течений в настоящее время широко применяется математическое моделирование. Для математического описания сложных, неоднородных процессов в пористой среде и

в системах подземного и наземного нефтегазопромыслового оборудования зачастую используются методы и уравнения механики многофазных сред.

**Вторая глава** посвящена теоретическому исследованию газожидкостного течения в вертикальных скважинах.

Рассмотрена задача одномерного безынерционного течения газожидкостной смеси в вертикальной скважине; скважина оснащена установкой электроцентробежных насосов (УЭЦН) длины  $L$ . Ось  $z$  направлена вертикально вверх, ее начало совпадает с забоем скважины.

Принято, что газожидкостная смесь в стволе скважины состоит из трёх компонент: тяжёлой ( $H$ ), средней ( $M$ ) и лёгкой ( $L$ ). В жидкой фазе ( $l$ ) присутствуют все три компоненты; в газовой ( $g$ ) – средняя и лёгкая компоненты.

При математическом моделировании газожидкостного потока принято, что течение в стволе скважины квазиустановившееся; жидкость несжимаемая; температуры газа и жидкости совпадают; фазовые переходы происходят в равновесном режиме. Также полный массовый расход смеси  $m$  и массовый расход легкой компоненты  $m_{(L)}$  по высоте скважины не изменяются:

$$m_l + m_g = m = const, \quad m_l k_{l(L)} + m_g k_{g(L)} = m_{(L)} = const,$$

где  $m_i$  ( $i=l, g$ ) – массовый расход  $i$ -й фазы через сечение скважины с координатой  $z$ ;  $k_{i(j)}$  ( $i=l, g; j=H, M, L$ ) – концентрация в  $i$ -й фазе  $j$ -й компоненты.

Уравнение сохранения импульса имеет вид:

$$\frac{dp}{dz} = -F_w - \rho g,$$

где  $p$  – давление;  $\rho$  – плотность смеси;  $g$  – ускорение свободного падения.

Объёмная плотность силы трения между потоком и стенкой подъемной колонны скважины задана выражением:

$$F_w = \frac{\lambda_w \rho W^2}{2R}, \quad \lambda_w = \lambda_0 \psi, \quad W = W_l + W_g = v_l(1 - \alpha) + v_g \alpha,$$

где  $\lambda_0$  – коэффициент гидравлического сопротивления;  $\psi$  – поправка на структуру потока (при пузырьковой –  $\psi = 1$ );  $R = R_0 - \delta_s$ ,  $\delta_s$  – толщина парафиновых отложений;  $W_i$  и  $v_i$  ( $i=l, g$ ) – приведённая и истинная скорости  $i$ -й фазы;  $\alpha$  – объёмное газосодержание.

Если выполняется соотношение (Чисхолм Д., 1986):

$$W_l \geq 3W_g - 1,15 \left( \frac{g(1/\rho_g^0 - 1/\rho_l^0)\sigma/\rho_l^0}{1/\rho_g^0} \right)^{1/4},$$

то принято, что поток имеет пузырьковую структуру, иначе – снарядную.

Уравнение притока тепла имеет вид:

$$\frac{dT}{dz} = \left\{ \left( \frac{m_g}{\rho_g^0} + \frac{A_l}{G_{(L)}} - \frac{A_g \cdot B}{B' p} \right) \frac{dp}{dz} - Q_w \right\} / \left\{ mc + \frac{A_l p'_{(M)}}{G_{(L)}} - \frac{A_g p'_{(M)}}{B' p} \right\},$$

$$mc = m_l c_l + m_g c_g, \quad A_l = m_l (L_{(L)} - L_{(M)} + L_{(LM)}), \quad A_g = m_g L_{(LM)},$$

$$L_{(LM)} = \frac{L_{(L)} k_{l(L)} + L_{(M)} (1 - k_{l(L)})}{k_{g(L)} - k_{l(L)}}, \quad B = \frac{R_{(M)} (1 - k_{g(L)})}{R_{(M)} (1 - k_{g(L)}) + R_{(L)} k_{g(L)}},$$

$$B' = \frac{dB}{dk_{g(L)}}, \quad p_{(M)} = p^* e^{-T^*/T}, \quad p'_{(M)} = \frac{dp_{(M)}(T)}{dT}.$$

где  $T$  – температура потока;  $c_i$  ( $i=l, g$ ) – удельная теплоёмкость  $i$ -й фазы при постоянном давлении;  $G_{(L)}$  – постоянная Генри;  $Q_w$  – интенсивность теплообмена между потоком и стенкой подъёмной колонны скважины;  $L_{(M)}$  и  $L_{(L)}$  – удельные теплоты испарения жидкой фазы и выделения растворённой в жидкости лёгкой компоненты, соответственно;  $R_{(M)}$  и  $R_{(L)}$  – газовые постоянные для паров жидкости и для лёгкой компоненты, соответственно;  $T^*$  и  $p^*$  – эмпирические аппроксимационные параметры.

Для массовых концентраций лёгкой компоненты в жидкой и газовой фазах приняты соотношения:

$$k_{l(L)} = \frac{p - p_{(M)}(T)}{G_{(L)}}, \quad k_{g(L)} = \left( 1 + \frac{R_{(L)} \cdot p_{(M)}(T)}{R_{(M)} (p - p_{(M)}(T))} \right)^{-1}.$$

Установка электроцентробежных насосов вызывает скачок давления скважинного потока, который примем в виде следующей функции от массового расхода:

$$\Delta p = A_0 + A_1 \cdot m + A_2 \cdot m^2,$$

где  $A_0$ ,  $A_1$  и  $A_2$  – коэффициенты, рассчитываемые согласно техническим характеристикам насоса.

Скачок температуры газожидкостной смеси в результате теплообмена с насосом и с учетом тепловых потерь в окружающую горную породу можно определить из соотношения:

$$\Delta T = \left( T_1 - \frac{R\beta_d T_d + R_c \beta T_{ext}}{R\beta_d + R_c \beta} \right) \left( e^{-2\pi(R\beta_d + R_c \beta)L/mc} - 1 \right),$$

где  $T_1$  – температура потока перед УЭЦН;  $\beta_d$  – коэффициент теплопередачи между газожидкостным потоком и двигателем установки;  $T_d$  – температура двигателя;  $R_c$  – радиус скважины;  $\beta$  – коэффициент теп-

лопередачи через систему труб скважины;  $T_{ext}$  – геотермальная температура.

Для интенсивности роста парафиновых отложений на внутренней стенке подъемной колонны принято выражение:

$$\rho_s^0 \frac{\partial \delta_s}{\partial t} = K (T_c - T_\sigma) \left( K = \frac{\rho_l^0 D Sh}{2R} \left( \frac{\partial k_{l(H)e}}{\partial T_\sigma} \right)_{T_c} \right),$$

$$T_\sigma = \frac{\beta_w T + K l_{(H)} T_c - \beta_s T_w}{\beta_w + K l_{(H)} - \beta_s}, \quad \beta_s = \frac{\lambda_s}{R \ln(R/R_0)}.$$

Здесь  $\rho_s^0$  – плотность твердой фазы;  $T_c$  – температура начала кристаллизации тяжелого компонента;  $D$  – коэффициент диффузии;  $Sh$  – число Шервуда;  $k_{l(H)e}$  – равновесная концентрация тяжелого компонента при температуре, равной температуре поверхности твердой фазы  $T_\sigma$ ;  $\beta_w$  – коэффициент теплопередачи, зависящий от структуры нефтегазового потока в скважине;  $l_{(H)}$  – удельная теплота парафинообразования;  $\lambda_s$  – коэффициент теплопроводности твердой фазы.

На основе представленной математической модели был разработан программный продукт и проведено численное исследование процессов в скважине и влияния определяющих параметров на структуру потока и температуру внутренней стенки подъемной колонны скважины. Численный эксперимент выгодно отличается от лабораторного или промыслового тем, что есть возможность исследовать влияние каждого определяющего параметра изучаемого явления в отдельности в широком диапазоне значений.

Так как для эффективной работы УЭЦН необходимо, чтобы на входе установки структура потока была пузырьковой, то в этой связи было изучено влияние различных параметров на структуру потока в подъемной колонне скважины (рис. 1).

Области параметров, расположенные ниже рассчитанных кривых, соответствуют пузырьковой структуре потока. Из рис. 1а видно, что при увеличении газового фактора интервал, в котором существует пузырьковая структура потока, сужается, это приводит к необходимости устанавливать УЭЦН на большей глубине. При достижении газовым фактором высоких значений весь поток будет иметь снарядную структуру и использование УЭЦН без дополнительного оборудования (газо-сепаратор) станет неэффективным. Как видно из рис. 1б и 1в увеличение дебита и снижение давления на забое из-за работы насоса приводят к последствиям, аналогичным описанным выше.

Одним из осложнений, возникающих при эксплуатации скважины, является выпадение парафинов. Основной причиной парафиноотло-

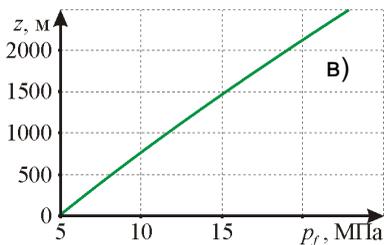
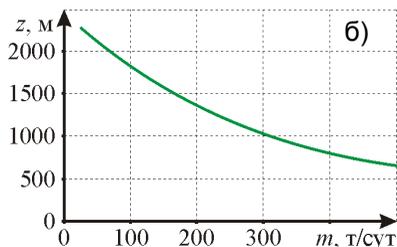
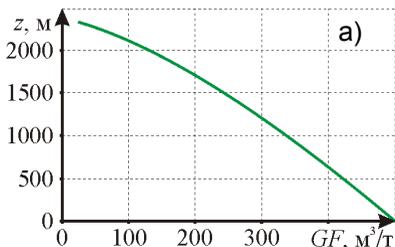


Рис. 1. Расположение границы между пузырьковой и снарядной структурой потока в зависимости от газового фактора (а), дебита (б) и давления на забое (в).

жений является снижение температуры стенки  $T_w$  подъемной колонны скважины ниже температуры начала их кристаллизации  $T_c$  (Тронов В.П., 1969). Поэтому в работе проведен анализ влияния различных факторов на температурную обстановку в скважине, оснащенной УЭЦН. Рассматривались ситуации, когда в межтрубном пространстве находится вода, нефть или газ; газ может быть неподвижным или находиться в состоянии термогравитационной конвекции; подъемная колонна может быть покрыта теплоизолирующим материалом различной природы и толщины (рис. 2).

Из рис. 2а видно, что использование в межтрубном пространстве флюида с меньшим коэффициентом теплопроводности увеличивает температуру стенки подъемной колонны по всей высоте скважины. Это приводит к уменьшению глубины начала отложения парафинов, а, следовательно, и к уменьшению толщины парафинового слоя. В случае неподвижного газа выпадение парафинов вообще не происходит. При термоконвективном течении газа в межтрубном пространстве температура стенки подъемной колонны по всей высоте скважины выше, чем при наличии в межтрубном пространстве воды или нефти, но вблизи устья температура начала кристаллизации парафина всё же достигается (рис. 2б). Для предотвращения отложений парафинов рядом исследователей рекомендуется использование теплоизолированных труб (рис. 2в).

При прохождении через УЭЦН температура нефтегазовой смеси увеличивается в результате теплообмена с погружным электродвигателем установки, это может привести к улучшению температурной об-

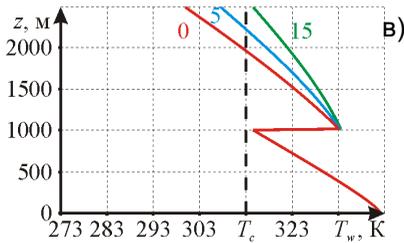
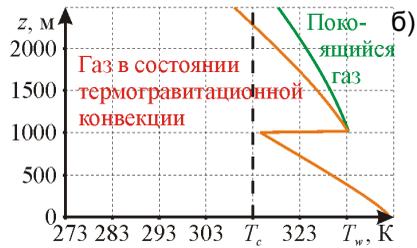
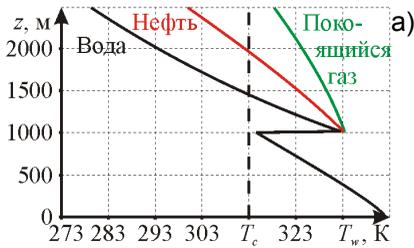


Рис. 2. Профили температуры внутренней стенки подъемной колонны скважины  $T_w$  для различных флюидов в межтрубном пространстве (а), различного поведения газа (б) и различной толщины теплоизолирующего слоя  $dh$  (мм) на внешней стенке подъемной колонны (в).

становки в скважине. Результаты расчетов показывают (рис. 3а), что подвеска насоса на большей глубине приводит к улучшению температурного режима в скважине и, как следствие, к увеличению высоты начала отложений парафинов и сокращению их количества. Это можно объяснить тем, что до прохождения через насос нефтегазовая смесь движется в эксплуатационной колонне, и тепловые потери больше, чем при её движении в скважине после УЭЦН. Увеличение расходной характеристики УЭЦН уменьшает скачок температуры газожидкостной смеси при переходе через насос (рис. 3б). Однако при дальнейшем движении смеси к устью скважины температура внутрен-

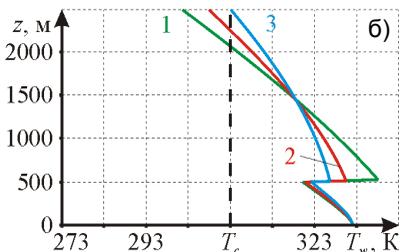
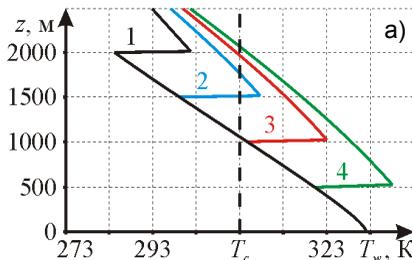


Рис. 3. Профили температуры внутренней стенки подъемной колонны скважины  $T_w$  для различной глубины погружения (а) и массового расхода (б) УЭЦН. Линии 1, 2, 3 и 4 (а) соответствуют глубине подвески УЭЦН  $H_p = 500, 1000, 1500$  и  $2000$  м;  $M_p = 50$  т/сут. Линии 1, 2 и 3 (б) соответствуют расходу установки  $M_p = 50, 75$  и  $125$  т/сут;  $H_p = 2000$  м.

ней стенки подъёмной колонны имеет меньший градиент. Последнее обстоятельство можно объяснить тем, что увеличение массового расхода смеси приводит к повышению скорости движения фаз, и поток, двигаясь к устью, успевает отдать меньшее количество тепла в окружающие горные породы.

Таким образом, для расчётной скважины путем варьирования глубины погружения и расходной характеристики УЭЦН можно добиться оптимальной температурной обстановки в скважине ( $T_w \leq T_c$ ) и тем самым предотвратить либо сократить отложение твердой фазы.

Также во второй главе на основе уравнений механики многофазных сред построена математическая модель процессов, происходящих при движении теплоносителя в стволе нагнетательной скважины, выполнены численные исследования по течению парожидкостной смеси в такой скважине.

Из лабораторных и промысловых экспериментов известно, что наиболее эффективным тепловым агентом является насыщенный водяной пар, т.к. он характеризуется высоким теплосодержанием и обеспечивает необходимые показатели по коэффициенту вытеснения и нефтеотдачи (Антониади Д.Г., 1995). Проведенное численное исследование движения теплоносителя в вертикальном канале показало, что с ростом массового расхода смеси на устье скважины медленнее убывает массовая концентрация пара по глубине скважины, т.е. растёт степень его проникновения (рис. 4). Например, в данном случае для доставки пара к забою скважины достаточно применение парогенератора наземного базирования с массовым расходом в 0,33 кг/с.

Количество теплоты, поступившей в пласт, определяет реакцию пласта на закачку теплоносителя. Для реализации более высокой скорости вытеснения нефти из пласта необходимо снизить потери теплоты, например, в стволе нагнетательной скважины. В исследуемом диапазоне изменения массовой концентрации пара  $k_v$  и массового расхода смеси  $m$  на устье скважины показано, что теплоизоляция подъёмной колонны скважины приводит к существенно меньшему остыванию теплоносителя по глубине скважины (рис.5). Использование

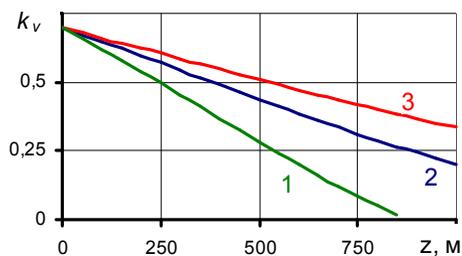


Рис. 4. Распределение массовой концентрации  $k_v$  по глубине скважины  $z$  в зависимости от массового расхода  $m$  теплового агента на устье. Линии 1, 2 и 3 соответствуют  $m = 0,22; 0,33$  и  $0,44$  кг/с.

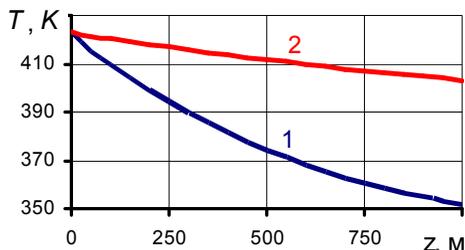


Рис. 5. Распределение температуры потока  $T$  по глубине скважины  $z$  в зависимости от толщины  $\Delta h$  теплоизолирующего материала (пенополиуритан) на внешней поверхности НКТ. Линии 1 и 2 соответствуют  $\Delta h = 0$  и 8 мм; массовая концентрация пара на устье равна 0,9.

теплоизолированных труб осложняет то обстоятельство, что изготовление подобных труб достаточно сложно и не всегда экономически оправдано.

Эффективность метода закачки теплоносителя в пласт в значительной степени определяется экономической эффективностью, которая во многом зависит от свойств пластовой нефти, глубины ее залегания, плотности сетки скважин и т.д.

**В третьей главе** диссертации построена математическая модель течения углеводородного газа в горизонтальном трубопроводе с учетом образования и разложения газовых гидратов, проведено численное исследование динамики накопления и диссоциации газогидратных отложений на стенках трубопровода.

Природный газ с заданным компонентным составом транспортируется в горизонтальном канале радиуса  $a_0$  и длиной  $L$ ; на внутренних стенках трубы может образовываться радиально-симметричный слой газогидратных отложений толщиной  $\delta$ .

Для наиболее полного учета межфазных массообменных процессов и связанных с ними теплофизических явлений примем, что поток природного газа в трубопроводе, состоит из двух компонент, а именно из влаги, образованной водой и метанолом, и из всей остальной части – в основном углеводородной смеси. Первая компонента в потоке может содержаться в парообразном состоянии и в виде капелек жидкости.

Введен ряд допущений: потери газа на образование гидратов пренебрежимо малы, поэтому его расход по длине трубы остается постоянным; скорость течения газа гораздо меньше скорости звука; течение квазиустановившееся; значения давления и температуры потока принимаются средними по сечению трубы; температура для каждого сечения канала одинакова для обеих фаз (газа и жидкости). Ось  $z$  направим по течению газа, ее начало совпадает с входным сечением трубопровода.

Приведенные выше допущения позволяют для описания движения газа использовать стационарные уравнения течения газа в канале:

$$m_g \frac{dv_g}{dz} = -S \frac{dp}{dz} - f,$$

$$m_g c_g \frac{dT}{dz} = \frac{m_g}{\rho_g} \frac{dp}{dz} + m_g L_w \frac{d(k_l(1 - k_{ml}))}{dz} + m_g L_m \frac{d(k_l k_{ml})}{dz} - Q_{g\sigma},$$

$$f = 2\pi a \tau, \quad \tau = 0,125 \lambda \rho_g v_g^2, \quad S = \pi a^2, \quad a = a_0 - \delta, \quad Q_{g\sigma} = 2\pi a q_{g\sigma},$$

где  $m_g$ ,  $v_g$ ,  $\rho_g$ , и  $c_g$  – массовый расход, скорость, плотность и удельная теплоемкость газа соответственно;  $\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления;  $L_w$  и  $L_m$  – теплота перехода в парообразное состояние для воды и метанола.

Для интенсивности теплопередачи  $q_{g\sigma}$  от потока к внутренней поверхности стенки трубопровода или к поверхности газогидрата, когда он присутствует на поверхности стенки трубопровода, используем следующее соотношение:

$$q_{g\sigma} = \alpha_{g\sigma} (T - T_\sigma).$$

Здесь  $\alpha_{g\sigma}$  – коэффициент теплопередачи от газа к внутренней стенке трубопровода,  $T_\sigma$  – температура внутренней поверхности трубопровода.

Вода, содержащаяся в потоке с массовой концентрацией  $k_w$ , также может находиться в этих двух агрегатных состояниях: в виде жидких капелек с массовой концентрацией  $1 - k_{ml}$  и в виде пара в газовой фазе с концентрацией  $1 - k_{mv}$ . Уравнение сохранения массы для влаги можно записать в виде:

$$m_g \frac{dk_w}{dz} = -J_w,$$

где  $J_w = 2\pi a \cdot j_w$ ,  $j_w$  – интенсивность потребления влаги на образование газового гидрата.

Для скорости роста толщины газового гидрата на внутренней стенке трубопровода принимается следующее уравнение:

$$\frac{\partial \delta}{\partial \tau} = \frac{j_h}{\rho_h},$$

$\rho_h$  – плотность газогидрата,  $j_h$  – интенсивность гидратообразования.

Полагается, что газовый гидрат является клатратным соединением с фиксированным компонентным составом гидратообразующей смеси газов и воды. Поэтому интенсивности  $j_h$  и  $j_w$  должны быть связаны

«стехиометрическим» условием:  $j_w = (1 - k_{gh})j_h$ , где  $k_{gh}$  – массовая концентрация гидратообразующего газа в составе газогидрата.

Вышеприведенные уравнения замыкаются выражением для равновесной концентрации водяного пара:

$$k_v = \frac{p_{w^*} R_g}{p R_v} \exp\left(-\frac{T_{w^*}}{T}\right),$$

зависимостью равновесной температуры гидратообразования  $T_s$  от давления

$$T_s(p) = T_{h^*} \ln(p/p_{s0}) + T_{s0} \quad (*)$$

и уравнением состояния для газа  $p = \rho_g R_g T$ .

Принимается, что отложение газовых гидратов начинается в сечении канала  $z = z_s$ , где на стенках конденсируется вода и выполняется условие  $T_\sigma \leq T_s(p)$ . При этом отложение может происходить в двух режимах, а именно: теплового баланса и «дефицита» воды.

Первый режим реализуется при достаточном поступлении к поверхности твердой фазы гидратообразователей (газ и вода). В этом случае интенсивность образования газового гидрата ограничивается лишь интенсивностью теплоотвода от поверхности фазовых переходов. Температура  $T_\sigma$  является также температурой внутренней стенки трубопровода на участке, где откладывается твердая фаза. Полагается, что  $T_\sigma = T_s(p)$ . Интенсивность отложения газового гидрата в этом режиме будет определяться из условия теплового баланса на поверхности газогидратного слоя

$$L_h j_h = q_{\sigma G} - q_{g\sigma},$$

где  $L_h$  – удельная теплота фазового перехода при гидратообразовании,  $q_{\sigma G}$  – интенсивность теплопередачи между стенкой трубопровода и окружающим грунтом с температурой  $T_G$ .

Из-за образования твердых отложений происходит обеднение потока влагой, и вследствие этого, начиная с некоторого сечения трубопровода, его «склероз» будет происходить во втором режиме. Для расчета интенсивности  $j_h$ , принимая во внимание условие  $j_h = j_w / (1 - k_{gh})$ , запишем следующее соотношение:

$$j_w = D \rho_g k_w \text{Sh}.$$

Здесь  $\text{Sh}$  – число Шервуда,  $D$  – коэффициент диффузии.

При наличии метанола в составе капелек воды, орошающих стенки трубопровода, температура поверхности газогидрата будет снижаться. В работе предполагается, что температура образования газогидратов зависит от концентрации ингибитора  $k_{mi}$  в воде линейно, таким обра-

зом, для температуры разложения газогидрата справедливо выражение:

$$T_{ms} = T_s - T_m^* k_{ml}.$$

В работе получена система уравнений для расчета  $k_{ml}$  и формула для минимального расхода метанола  $m_{m0}^*$ , при котором не происходит образование газогидратных отложений на внутренней стенке трубопровода.

На рис. 6 представлено распределение давления, температуры, толщины гидратного слоя и влагосодержания в различные моменты времени.

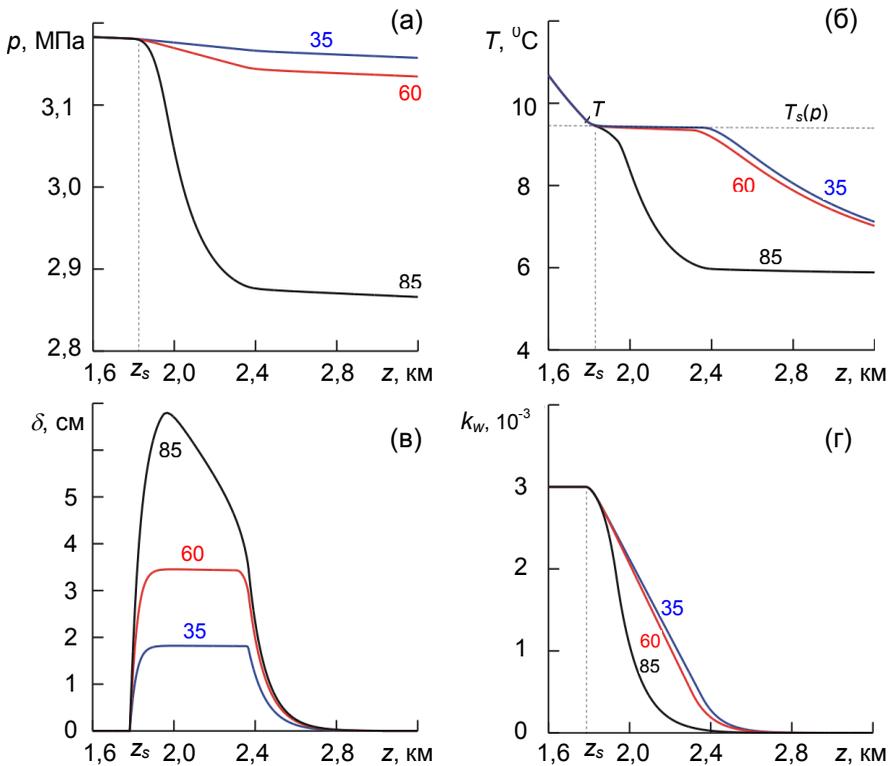


Рис. 6. Изменение по координате  $z$  давления (а), температуры (б), толщины газогидратного слоя (в) и влагосодержания (г) в различные моменты времени на участке с отложениями твердой фазы. Цифры на кривых – время в сутках с момента начала работы трубопровода.

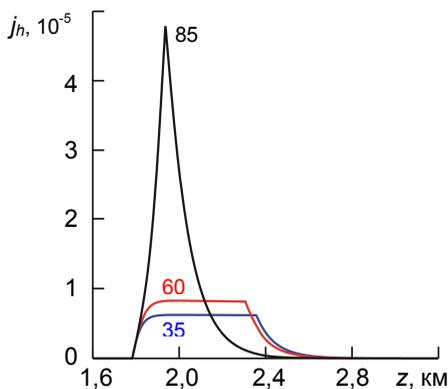


Рис. 7. Изменение во времени интенсивности гидратообразования.

величины  $j_h$  не наблюдается (рис. 7).

По видимому, это вызвано действием «конкурирующего» факта. Из-за сужения сечения трубопровода за счет образовавшихся отложений происходит снижение давления по длине трубопровода (рис. 6а), что приводит к снижению температуры потока. Это становится, в свою очередь, причиной более интенсивного роста скорости образования слоя газогидратных отложений вблизи минимального сечения трубопровода (рис. 7).

Как известно (Бондарев Э.А., 1979), интенсивность образования газогидратных отложений в основном лимитируется условиями теплового баланса между слоем твердых отложений и потоком углеводородных смесей в трубопроводах, а также окружающей трубопровод породой. В этой связи, было изучено влияние температуры грунта на процессы, протекающие в трубопроводе. Расчеты показали, что при более низкой температуре грунта остывание газового потока вдоль трубопровода происходит быстрее. В этом случае зона гидратообразования располагается ближе к входному сечению, но протяженность гидратных отложений снижается.

На рис. 8 представлены результаты расчета процесса разрушения слоя отложений газовых гидратов при подаче в газовый поток метанола. Из графиков видно, что при разложении газогидратного слоя прослеживаются две характерные особенности. Первая заключается в том, что на переднем участке происходит разрушение газогидратного слоя и вследствие этого смещение левой кромки отложений твердой фазы к правой границе трубопровода. Другая особенность заключается в том, что на участках расположенных ниже по трубопроводу со временем происходит увеличение толщины газогидратных отложений.

Анализ рис. 6 приводит к одному интересному, на мой взгляд, факту. С одной стороны, образовавшийся гидратный слой играет роль дополнительной теплоизоляции, что приводит к уменьшению теплообмена между газовым потоком в трубопроводе и окружающим грунтом и, как следствие, должно привести к снижению интенсивности гидратообразования. Однако в проведенных расчетах уменьшения ве-

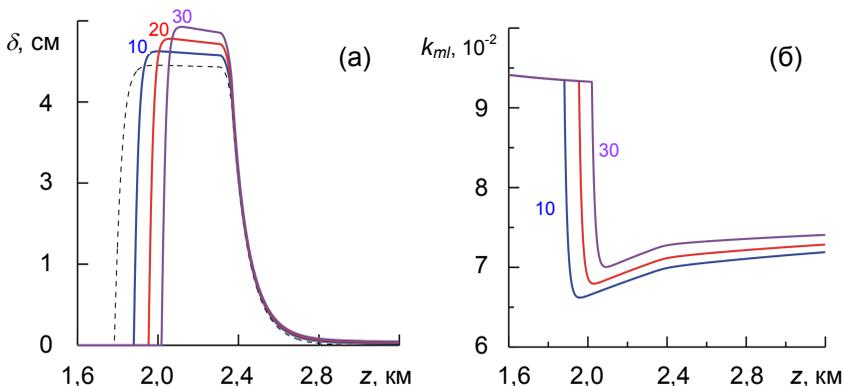


Рис. 8. Профилограмма отложений газовых гидратов на внутренних стенках трубопровода (а) и распределение по координате  $z$  массовой концентрации метанола в жидкой фазе (б) в различные моменты времени. Числа на сплошных линиях соответствуют времени (в сутках) с начала подачи в поток метанола с массовым расходом  $m_{m0} = 30$  кг/сут. Пунктирной линией представлен профиль газогидратных отложений в начальный момент времени (данный слой образовался за 60 суток).

Повторное образование отложений газовых гидратов вызвано, очевидно, тем, что взятое в расчетах значение массового расхода метанола  $m_{m0}$  не обеспечивает необходимой концентрации метанола в жидкой фазе. Поэтому необходимо взять большее значение  $m_{m0}$ , при котором весь газовый гидрат, образовавшийся на внутренней поверхности трубопровода, был бы разложен, и при этом не происходило бы повторное нарастание газогидратного слоя на нижних участках трубопровода. Проведенное численное исследование показывает, что данное условие для расчетного трубопровода выполняется при  $m_{m0} = 70$  кг/сут.

**Четвертая глава** посвящена теоретическому изучению процессов, происходящих в пористых структурах, насыщенных газом и водой, при закачке в них холодного (с температурой меньшей исходной температуры пласта) газа.

Пусть пористый пласт в начальный момент времени заполнен газом (метаном) и водой, давление и температура которых в исходном состоянии соответствуют термодинамическим условиям существования их в свободном состоянии. Через скважину, вскрывшую пласт на всю толщину, закачивается такой же газ с постоянным массовым расходом  $Q_g$  при постоянной температуре  $T_w$ . При нагнетании газа размер скважины  $r_w$  слабо сказывается на особенностях протекания процесса.

В результате закачки газа от границы скважины вглубь пласта начинает образовываться гидрат. При этом в пласте возникает три характерные области. В ближней области, находящейся вблизи скважи-

ны, вода полностью перешла в газогидратное состояние, поэтому в порах присутствуют только газ и гидрат. В дальней области поры пласта заполнены газом и водой. В промежуточной области происходит образование гидрата, в этой зоне газ, вода и гидрат находятся в состоянии термодинамического равновесия. Таким образом, в пористом пласте возникает две поверхности: между дальней и промежуточной областями, где начинается переход воды в гидрат, и между ближней и промежуточной областями, на которой заканчивается процесс гидратообразования.

Примем следующие допущения: температуры пористой среды и насыщающего вещества (газа, гидрата или воды) совпадают; гидрат является двухкомпонентной системой с массовой концентрацией газа  $G$ , пористость  $m$  постоянна, скелет пористой среды, вода, гидрат несжимаемы и неподвижны, газ калорически совершенный.

Система основных уравнений с учетом принятых допущений имеет вид:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} (\rho_g m S_g + G \rho_h m S_h) + \operatorname{div} (\rho_g m S_g \vec{v}_g) &= 0, \\ \frac{\partial}{\partial t} (\rho_l m S_l + (1-G) \rho_h m S_h) &= 0, \\ \frac{\partial}{\partial t} (\rho c T) + \rho_g c_g m S_g \vec{v}_g \operatorname{grad} T &= \operatorname{div} (\lambda \operatorname{grad} T) + \frac{\partial}{\partial t} (\rho_h L_h m S_h), \\ m S_g \vec{v}_g &= -(k_g / \mu_g) \operatorname{grad} p, \end{aligned}$$

где  $\rho_j$  и  $S_j$  ( $j = g, h, l$ ) – истинная плотность и насыщенность пор  $j$ -й фазы;  $v_g, k_g, c_g$  и  $\mu_g$  – скорость, проницаемость, удельная теплоемкость и динамическая вязкость газовой фазы; индексы  $h, l$  и  $g$  относятся к параметрам гидрата, воды и газа соответственно.

Для случая, когда исходная водонасыщенность пор менее половины (в работе рассмотрен именно такой случай) воду можно считать неподвижной, т.е. заменить двухфазную фильтрацию однофазной фильтрацией газа. Кроме того, при отмеченных допущениях можно пренебречь переменной удельной объемной теплоемкости  $\rho c$  и коэффициента теплопроводности системы  $\lambda$ .

Данная система уравнений дополняется зависимостью коэффициента проницаемости для газа от газонасыщенности, заданной на основе формулы Козени.

На границах между областями выполняются условия баланса массы и тепла:

$$\left[ m \left( S_g \rho_g \left( v_g - \dot{r}_{(i)} \right) - S_h \rho_h G \dot{r}_{(i)} \right) \right] = 0,$$

$$\left[ m(S_h \rho_h (1-G) + S_l \rho_l) \dot{r}_{(i)} \right] = 0, \quad \left[ \lambda \text{ grad} T \right] = \left[ mL_h \rho_h S_h \dot{r}_{(i)} \right].$$

Здесь  $[\psi]$  – скачок параметра  $\psi$  на границе  $r_{(i)}$  ( $i = s, m$ );  $r_{(s)}$  – граница между ближней и промежуточной областями,  $r_{(m)}$  – граница между промежуточной и дальней областями; точка над  $r_{(i)}$  означает скорость движения границы. Температура и давление на этих границах полагаются непрерывными.

Значения температуры и давления в области образования гидрата связаны условием фазового равновесия (\*).

Сформулированная таким образом задача является автомодельной, т.е. параметры, описывающие процесс, могут быть выражены как функция автомодельной координаты:  $\xi = r/\sqrt{\chi t}$  ( $\chi = \lambda/\rho c$  – температуропроводность пласта).

В автомодельных переменных построены (с использованием метода линеаризации Лейбензона) аналитические решения, описывающие распределения температуры и давления в пласте.

Опираясь на результаты проведенных расчетов, можно говорить о том, что при нагнетании в пласт газа с постоянным массовым расходом существуют два режима образования гидрата: с фронтальной поверхностью и объемной зоной образования гидрата.

Условие возникновения в осесимметричном случае объемной области фазовых переходов записывается следующим образом:

$$\frac{(T_{(s)} - T_w) \exp\left(-\frac{\xi_{(s)}^2}{4} - \frac{Pe_{(1)}}{2p_0^2} p_{(s)}^2\right)}{\int_0^{\xi_{(s)}} \xi^{-1} \exp\left(-\frac{\xi^2}{4} - \frac{Pe_{(1)}}{2p_0^2} p_{(1)}^2\right) d\xi} - \frac{\Delta T \cdot S_{h(1)} \xi_{(s)}^2}{2} <$$

$$< \frac{T_*}{2k_{(2)} p_{(s)}^2} \left( KS_{h(1)} \xi_{(s)}^2 - \frac{Q_g \mu_g R_g T_w}{\pi} \exp\left(-\frac{\xi_{(s)}^2}{4\eta_{(1)}}\right) \right),$$

где  $Pe_{(1)} = \rho_g c_g k_{(1)} p_0 / \lambda \mu_g$ ,  $\eta_{(1)} = k_{(1)} p_0 / \chi m S_{g(1)} \mu_g$ ,  $p_{(s)}$  – давление на границе  $\xi_{(s)}$ . Здесь  $\xi_{(s)}$  – граница между ближней (первой) областью, где в порах присутствуют только газ и гидрат, и дальней областью пласта, поры которой заполнены газом и водой (промежуточная область отсутствует).

Проведенные расчеты показывают, что проницаемость  $k_0$  и исходная температура пласта  $T_0$  являются основными параметрами, влияющими на величину массового расхода нагнетаемого газа  $Q_*$ , при

которой фронтальная поверхность гидратообразования переходит в объемную зону.

Так из рис.9 видно, что при нагнетании газа с температурой ниже исходной температуры пласта с повышением  $T_0$  величина  $Q_*$  увеличивается. Если же закачивать теплый газ ( $T_w > T_0$ ), то величина  $Q_*$  равна нулю, что означает возникновение объемной области образования гидрата при любом массовом расходе.

Величина массового расхода  $Q_*$  повышается с увеличением проницаемости (рис. 10 и 11). Это обусловлено тем, для возникновения

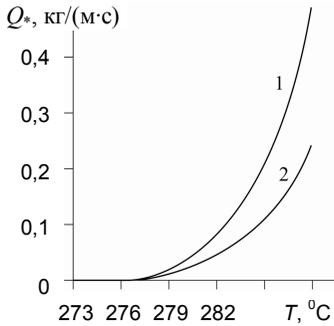


Рис. 9. Зависимость величины массового расхода нагнетаемого газа  $Q_*$  от исходной температуры пласта  $T_0$  при разных значениях абсолютной проницаемости пласта  $k_0$ . Линии 1 и 2 соответствуют  $k_0 = 10^{-14}$  и  $5 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ .  $T_w = 278 \text{ К}$ , исходная водонасыщенность  $S_{i0} = 0,2$ .

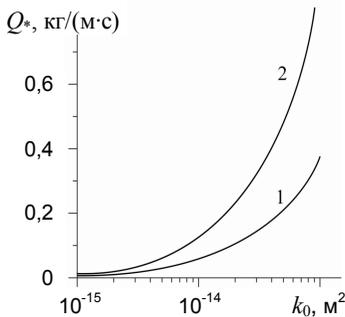


Рис. 10. Зависимость величины массового расхода нагнетаемого газа  $Q_*$  от абсолютной проницаемости пласта при разных значениях начальной температуры пласта  $T_0$ . Линии 1 и 2 соответствуют  $T_0 = 280$  и  $282 \text{ К}$ .  $T_w = 278 \text{ К}$ ,  $S_{i0} = 0,2$ .

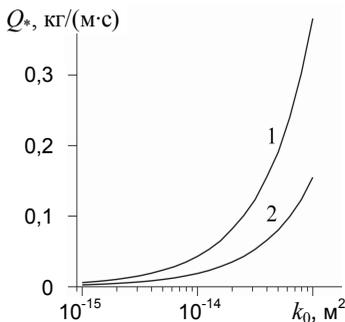


Рис. 11. Зависимость величины массового расхода нагнетаемого газа  $Q_*$  от абсолютной проницаемости пласта при разных значениях исходной водонасыщенности пласта  $S_{i0}$ . Линии 1 и 2 соответствуют  $S_{i0} = 0,2$  и  $0,4$ .

объемной области образования гидрата давление на поверхности фазовых переходов должно превысить равновесное давление  $p_{s0}$ , а с увеличением проницаемости пласта давление в ближней области пласта уменьшается. Результаты проведенных в работе расчетов показали, что для значений проницаемости  $k_0 = 10^{-12} \div 10^{-15} \text{ м}^2$  (характерных для реальных пластов) с погрешностью порядка 1-2% в качестве условия существования фронтального решения можно принять соотношение:  $p_{(s)} < p_{s0}$ .

Действительно, в случае  $p_{(s)} > p_{s0}$  температура на фронте превышает величину начальной температуры и, как следствие, ведет к снижению температуры пласта за фронтом гидратообразования. А так как коэффициент пьезопроводности при рассматриваемых значениях проницаемости значительно выше коэффициента температуропроводности, то температура пласта снижается быстрее, чем давление и однозначно связанная с ним равновесная температура. Это приводит к возникновению в рамках фронтальной модели ситуации переохлаждения воды за фронтом.

Численное исследование показало, что при превышении критического значения массового расхода  $Q^*$  возникает промежуточная область, протяженность которой при дальнейшем увеличении расхода газа возрастает. При высоких расходах газа при его нагнетании в пласт температура в области гидратообразования поднимается значительно выше начальной температуры пласта. Это обусловлено тем, что в этом случае давление в промежуточной области значительно превышает равновесное давление  $p_{s0}$ , соответствующее исходной температуре  $T_0$ . Подача в этом случае в пористую среду холодного ( $T_w < T_0$ ) газа приводит к нагреву пласта, величина которого возрастает с увеличением массового расхода закачиваемого газа.

**В пятой главе** диссертации проведено изучение механизма снижения проницаемости зоны вблизи забоя скважины при взаимодействии пластовых и закачиваемых флюидов. Для решения проблемы разработана математическая модель процессов, происходящих в призабойной зоне при смешении вод с различным химическим составом.

При постановке задачи о закачке воды в пористую структуру полагают, что имеется однородный горизонтальный пористый пласт постоянной толщины; кровля и подошва пласта непроницаемы. При рассмотрении обозначенной задачи пренебрегается вкладом диффузионных процессов, т.к. развитие этих процессов в пласте происходит за значительно большие времена, нежели время нагнетания воды. Полагается, что задача является осесимметричной, т.е. распределение реагентов, скорости потока зависят только от радиуса. В общем случае, течение из-за неоднородности призабойной зоны может быть и нерадиальным, но и тогда интегральные распределения реагентов и

баланс масс остаются прежними, т.е. упрощенный осесимметричный подход является вполне оправданным.

Типичная химическая реакция, которая возможна в пористой среде при смешении вод с различным химическим составом, может быть записана следующим образом:



Будем считать, что остаточная или «реликтовая» вода защемлена в пористой среде за счет капиллярных сил и не вытесняется закачиваемой водой. Эта вода со своим минеральным составом остается неподвижной, смешиваясь с подаваемой в пласт водой.

С учетом сделанных предположений записаны уравнения неразрывности для каждого компонента приведенной реакции:

$$\rho_w S_{wr} \frac{\partial c_1 m}{\partial t} = J ,$$

$$\rho_w (1 - S_{wr}) \frac{\partial c_2 m}{\partial t} + \rho_w (1 - S_{wr}) \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r m v c_2) = \chi_2 J ,$$

$$\rho_w S_{wr} \frac{\partial c_3 m}{\partial t} = -\chi_3 J ,$$

$$\rho_w (1 - S_{wr}) \frac{\partial c_4 m}{\partial t} + \rho_w (1 - S_{wr}) \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r m v c_4) = -\chi_4 J ,$$

$$\rho_w (1 - S_{wr}) \frac{\partial c_5 m}{\partial t} + \rho_w (1 - S_{wr}) \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r m v c_5) = -\chi_5 J ,$$

где  $\chi_i = M_i / M_1$  ( $i = 2, 3, 4, 5$ ),  $\rho_w = \text{const}$  – истинная плотность флюида;  $c_i$  ( $i = 1, 2, 3, 4, 5$ ) – концентрация  $i$ -го реагента в потоке и пористой среде;  $J$  – интенсивность массообмена за счет химической реакции,  $S_{wr} = \text{const}$  – остаточная водонасыщенность;  $v$  – скорость жидкости;  $M_i$  – суммарный молекулярный вес  $i$ -го вещества, участвующего в реакции. Нижний индекс 1 – катионы кальция, содержащиеся в пластовой воде; 2 – анионы угольной кислоты в подаваемой в пласт воде; 3 – кальцит, плохо растворимый в воде; 4 – вода; 5 – углекислый газ.

Из-за достаточно высокого пластового давления углекислый газ, который выделяется в ходе реакции, будет полностью растворен в воде. В этой связи можно объединить последние два уравнения:

$$\rho_w (1 - S_{wr}) \frac{\partial \tilde{c}_4 m}{\partial t} + \rho_w (1 - S_{wr}) \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r m v \tilde{c}_4) = -\tilde{\chi}_4 J ,$$

где  $\tilde{c}_4 = c_4 + c_5$ ,  $\tilde{\chi}_4 = \chi_4 + \chi_5$ .

Для условий рассматриваемой задачи можно положить, что изменение пористости пласта  $\Delta m = (m - m_0)$  является малой величиной. Учитывая данное допущение, в работе проведена линеаризация системы

уравнений, пренебрегая при этом величинами порядка  $\Delta m^2$ ,  $c_i \Delta m$  и выше. Далее система уравнений приведена к безразмерному виду.

Из суммарного уравнения сохранения массы всего потока следует, что скорость движения жидкости  $v$  может изменяться лишь в зоне химической реакции, вне этой зоны  $\partial v / \partial X = 0$ . Решение полученной гиперболической системы уравнений в этом случае представляется в виде трех зон: I) зона вблизи скважины, где химическая реакция уже завершилась ( $0 < X < X_f$ ); II) зона, в которую вытеснены продукты реакции ( $X_f < X < X_v$ ); III) зона пласта, еще не затронутая реакцией ( $X > X_v$ ).

Условия баланса масс при переходе через скачок (разрыв), который отвечает фронту химической реакции (при  $X = X_f$ ), позволяют связать значения параметров перед и за скачком:

$$D[(1 - S_{wr})c_2 - \chi_2 S_{wr} c_1] = (1 - S_{wr})[\tilde{c}_2],$$

$$D[(c_3 + \chi_3 c_1)] = 0,$$

$$D[(1 - S_{wr})\tilde{c}_4 + \tilde{\chi}_4 S_{wr} c_1] = (1 - S_{wr})[\tilde{c}_4].$$

где  $D$  – скорость движения этого разрыва. Квадратными скобками обозначена разность величины до и после разрыва.

Из этой системы, учитывая начальные и граничные условия, находятся искомые величины:

$$D = \left( 1 + \frac{\chi_2 S_{wr} c_{10}}{(1 - S_{wr}) c_{20}} \right)^{-1}, \quad c_3 = \chi_3 c_{10}, \quad \tilde{c}_4 = \frac{\tilde{\chi}_4 S_{wr} c_{10} D}{(1 - S_{wr})(1 - D)}.$$

Аналитическое решение в работе было применено для анализа проведенных гидродинамических исследований скважины № 19 Сузунского месторождения на водонасыщенном пласте.

Из-за технологических сложностей опробование пласта не было выполнено. На скважине была проведена регистрация кривой восстановления давления (КВД), но в связи с малыми и неустойчивыми объемами отбора жидкости интерпретация КВД оказалась существенным образом затрудненной. По результатам интерпретации КВД проницаемость оценивалась весьма значительной величиной, равной 1745 мД. После этого было принято решение о проведении закачки воды в скважину и снятия кривой падения давления (КПД) после остановки закачки. Объем закачанной воды составил  $1000 \text{ м}^3$ , закачка осуществлялась в течение 50 часов, запись КПД проводилась глубинным прибором, спущенным на глубину 1030 м.

Результаты интерпретации с использованием специализированных программных продуктов позволили выделить две зоны вокруг скважины: ближнюю низкопроницаемую область (загрязненную зону) с проницаемостью равной 58 мД, и дальнюю высокопроницаемую область с проницаемостью  $k_0 = 1228 \text{ мД}$ , что соответствует аномальному значе-

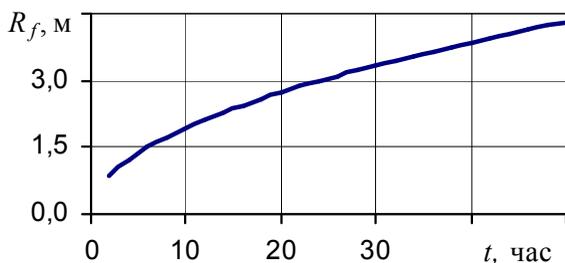


Рис.12. Изменение во времени радиуса загрязненной зоны.

нию скин-фактора  $S = 75,3$ . Радиус зоны пониженной проницаемости составил 4,6 м.

Одной из возможных причин формирования низкопроницаемой области в пласте вокруг исследуемой скважины может представляться образование скин зоны вследствие выпадения твердого осадка в зоне вблизи скважины из-за закачки воды с отличным от пластовой воды химическим составом. Осаждение твердого осадка приводит к существенному снижению проницаемости в призабойной зоне скважины, что зафиксировано в результате гидродинамических исследований.

Для подтверждения этой гипотезы были проведены расчеты с учетом полученного аналитического решения.

На рис. 12 представлено изменение во времени радиуса скин зоны  $R_f$ . Время закачки воды составило 50 часов, за это время радиус увеличился до 4,3 метров. Данная величина близка к значению, полученному по данным интерпретации КГД (4,6 метров).

По мере закачки воды в пласт (с течением времени) вследствие увеличения радиуса скин зоны происходит падение коэффициента приемистости скважины  $Q/\Delta p$  (рис. 13).

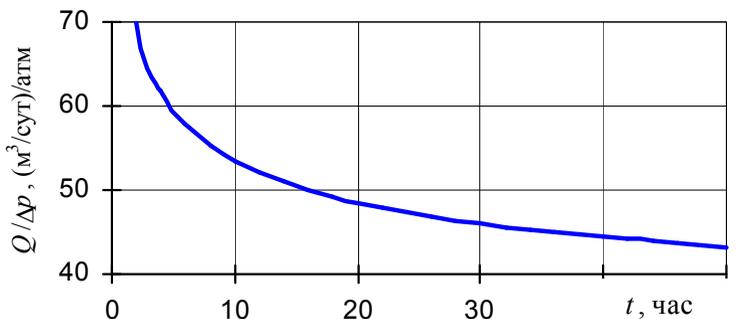


Рис.13. Изменение с течением времени коэффициента приемистости скважины.

По данным гидродинамических исследований скважины коэффициент приемистости скважины составил 37,71 (м<sup>3</sup>/сут)/атм. Из рис. 13 видно, что при  $t = 50$  часов величина  $Q/\Delta p$  принимает значение немного больше 40 (м<sup>3</sup>/сут)/атм, что в достаточной мере отражает данные интерпретации кривой падения давления.

В табл. 1 представлены вычисленные по предложенной математической модели значения проницаемости загрязненной зоны  $k$  (и соответствующие значение скин-фактора  $S$ ), радиуса скин зоны  $R_f$ , коэффициента приемистости скважины  $Q/\Delta p$ , а также эти же значения, полученные по данным интерпретации кривой падения давления.

Таблица 1.

	Вычисленные параметры	Параметры, полученные по данным интерпретации	Относительная погрешность, %
$k$ , мД	63	58	7,9
$S$	69,3	75,3	8,7
$R_f$ , м	4,3	4,6	7,0
$Q/\Delta p$ , (м <sup>3</sup> /сут)/атм	43,23	37,71	12,8

Сопоставление расчетных значений с данными испытаний скважины показывает, что изученный механизм загрязнения призабойной зоны, а именно, выпадение твердого осадка в зоне вблизи скважины из-за закачки воды с отличным от пластовой воды химическим составом, с большой вероятностью является причиной формирования аномального значения скин-фактора.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертационной работе с позиций механики многофазных сред проведено теоретическое исследование и установление закономерностей течения двухфазной смеси в каналах и насыщенных пористых средах при наличии тепломассообменных процессов и физико-химических превращений. Большое внимание уделено проблеме образования твердой фазы в пластах и системах нефтегазопромыслового оборудования. Основные результаты и выводы диссертационной работы могут быть сформулированы следующим образом.

1. Создан комплекс оригинальных математических моделей одномерного двухфазного течения в нефтегазопромысловом оборудовании и в насыщенных пористых средах, а именно:

- математическая модель восходящего двухфазного потока в добывающей скважине, оснащенной установкой электроцентробежных насосов;

- математическая модель процессов, происходящих при течении парожидкостной смеси в нагнетательной скважине;
- математическая модель течения влажного углеводородного газа в горизонтальном трубопроводе с учетом фазовых переходов, образования или диссоциации отложений газовых гидратов на внутренних стенках трубы и теплообмена трубопровода с окружающей породой.

Сопоставление с промышленными данными, а также с расчетами других авторов, показало адекватность описания исследуемых процессов.

2. Разработан программный продукт, который позволяет проводить численные эксперименты по нахождению основных параметров восходящего двухфазного потока по высоте скважины при работе различных типов погружных электроцентробежных насосов и их месторасположения. Выполнен численный анализ влияния определяющих параметров на структуру потока и температурную обстановку в скважине. Расчетами показано, что за счет использования установки электроцентробежных насосов и варьирования расходной характеристики насоса, глубины его расположения, снижения теплопередачи через систему труб скважины можно добиться необходимого температурного режима (температура стенки подъемной колонны становится выше температуры начала кристаллизации парафина) по всей высоте скважины и тем самым предотвратить или существенно снизить темпы роста парафиновых отложений на внутренних стенках подъемной колонны.

3. Установлено, что образование газогидратного слоя при течении влажного газа в горизонтальном трубопроводе происходит при «конкуренции» двух факторов. С одной стороны образовавшийся гидратный слой играет роль дополнительной теплоизоляции, которая приводит к снижению теплоотдачи от газового потока в окружающий грунт. С другой стороны снижение температуры потока из-за адиабатического расширения газа за минимальным сечением трубопровода способствует интенсификации склеротических процессов. Как показывают расчеты, рост газогидратного слоя приводит к тому, что влияние второго эффекта на интенсивность образования газовых гидратов в трубопроводе становится решающим. Установлено, что при снижении температуры окружающего грунта газогидратный слой располагается ближе к входному сечению, но протяженность твердых отложений снижается. Расчетами показана эффективность использования метанола как средства борьбы с уже образовавшейся пробкой при достаточном (для условий конкретного трубопровода) количестве данного ингибитора. При подаче в газовый поток метанола с недостаточным массовым расходом разрушается лишь передняя кромка отложений газовых

гидратов, а на участках трубопровода, располагающихся вниз по потоку, происходит повторное нарастание газогидратов.

4. Построены аналитические решения автомодельной задачи об образовании газового гидрата при закачке холодного (с температурой меньшей исходной температуры пласта) газа в пористый пласт, изначально насыщенный газом и водой. При этом образование гидрата может происходить как на фронтальной поверхности, так и в протяженной области. Получены условия, разделяющие разные режимы образования газогидрата. Расчетами показано, что для каждого значения проницаемости пласта существует критическое значение массового расхода газа, при превышении которого возникает объемная область образования гидрата; при этом основными параметрами, влияющими на величину массового расхода нагнетаемого газа, являются исходная температура и проницаемость пласта. В случае объемного образования гидрата более протяженная область реализуется в высокопроницаемых пористых средах с высоким исходным давлением и низкой начальной температурой, а также при большей интенсивности нагнетания газа в пласт. Возникновение объемной области образования гидрата сопровождается нагревом пласта выше исходной температуры даже при инъекции холодного газа; при этом величина нагрева увеличивается с повышением интенсивности нагнетания газа.

5. Получено аналитическое решение задачи о взаимодействии пластовой и закачиваемой вод. Сопоставлением расчетных значений с данными гидродинамических исследований скважины показано, что наиболее вероятной причиной наблюдаемого в промысловых испытаниях значительного снижения проницаемости в призабойной зоне скважины является образование в этой зоне из-за закачки воды с отличным от пластовой воды химическим составом твердого осадка, который, в свою очередь, приводит к формированию низкопроницаемой зоны вблизи забоя скважины.

## **ОСНОВНЫЕ ПУБЛИКАЦИИ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ**

### *Статьи в рецензируемых научных журналах*

1. Шагапов В.Ш., Уразов Р.Р., Мусакаев Н.Г. Математическое моделирование течения углеводородного газа в трубопроводе с учетом гидратообразования на внутренних стенках трубы // Вестник УГАТУ. 2011. Т.15, №4 (44). С.164-168.
2. Мусакаев Н.Г., Бородин С.Л. Теоретическое исследование особенностей двухфазного течения в оснащенной электроцентробежным насосом скважине // Вестник Нижегородского университета им. Н.И.Лобачевского. 2011. №4(2). С.502-504.
3. Гималтдинов И.К., Мусакаев Н.Г., Хасанов М.К., Столповский М.В. Особенности разложения газовых гидратов при тепловом и де-

- прессионном воздействии в пластах конечной протяженности // Вестник Тюменского государственного университета. 2011. №7. С.6-23.
4. Губайдуллин А.А., Мусакаев Н.Г., Бородин С.Л. Компьютерное моделирование процессов в оснащенной УЭЦН нефтегазовой скважине // Известия вузов. Нефть и газ. 2010. №5. С.59-65.
  5. Федоров К.М., Мусакаев Н.Г., Терентьев В.Л., Григорьев К.С. Механизм формирования низкопроницаемой зоны вблизи забоя скважины за счет выпадения осадка // Вестник Тюменского государственного университета. 2010. №6. С.47-53.
  6. Мусакаев Н.Г. Математическое исследование температурной обстановки в скважине при наличии источника электрообогрева // Известия вузов. Нефть и газ. 2010. №6. С.43-47.
  7. Губайдуллин А.А., Мусакаев Н.Г., Бородин С.Л. Математическая модель восходящего газожидкостного потока в вертикальной скважине // Вестник Тюменского государственного университета. 2010. №6. С.68-75.
  8. Shagapov V.Sh., Borodin S.L., Gubaidullin A.A., Duong Ngoc Hai, Musakaev N.G. The theoretical research of an upward two-phase flow with phase's changes in a vertical well // Vietnam Journal of Mechanics. 2010. Vol.32, No.4. P.211-221.
  9. Шагапов В.Ш., Хасанов М.К., Мусакаев Н.Г. Образование газогидрата в пористом резервуаре, частично насыщенном водой, при инжекции холодного газа // Прикладная механика и техническая физика. 2008. Т.49, №3. С.137-150.
  10. Шагапов В.Ш., Мусакаев Н.Г., Уразов Р.Р. Математическая модель течения природного газа в трубопроводах с учетом диссоциации газогидратов // Инженерно-физический журнал. 2008. Т.81, №2. С.271-279. (Shagapov V.Sh., Musakaev N.G. and Urazov R.R. Mathematical model of natural gas flow in pipelines with allowance for the dissociation of gas hydrates // Journal of Engineering Physics and Thermophysics. 2008. Vol.81, No.2. P.287-296).
  11. Мусакаев Н.Г., Уразов Р.Р., Шагапов В.Ш. Динамика образования гидратов при транспортировке природного газа // Теплофизика и аэромеханика. 2006. Т.13, №2. С.295-302.
  12. Мусакаев Н.Г., Уразов Р.Р. Превентивные методы борьбы с гидратообразованием в трубопроводах // Известия вузов. Нефть и газ. 2006. №1. С.50-56.
  13. Шагапов В.Ш., Мусакаев Н.Г., Хасанов М.К. Нагнетание газа в пористый резервуар, насыщенный газом и водой // Теплофизика и аэромеханика. 2005. Т.12, №4. С.645-656.
  14. Shagapov V.Sh., Musakaev N.G., Khabeev N.S., Bailey S.S. Mathematical modelling of two-phase flow in a vertical well considering paraf-

fin deposits and external heat exchange // International Journal of Heat and Mass Transfer. 2004. Vol. 47, No.4. P.843-851.

15. Гизатуллин Р.Г., Мусакаев Н.Г., Шагапов В.Ш. Математическая модель работы скважины с установкой центробежных электронасосов // Известия вузов. Нефть и газ, 2004. № 2. С.23-28.
16. Мусакаев Н.Г., Гизатуллин Р.Г. Работа нефтяной скважины с использованием УЦЭН // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2003. № 62. С.107-117.
17. Мусакаев Н.Г. Математическое моделирование процессов, протекающих в нагнетательной скважине при закачке теплоносителя в пласт // Известия вузов. Нефть и газ. 2002. № 4. С.12-16.
18. Мусакаев Н.Г., Шагапов В.Ш. Моделирование процесса отложения парафина при течении газонефтяной смеси в трубах // Инженерно-физический журнал. 1999. Т. 72, №4. С.771-774. (Shagapov V.Sh., Musakaev N.G. Modeling of Paraffin Deposition in Flow of a Gas-Oil Mixture in Tubes // Journal of Engineering Physics and Thermophysics, 1999. Vol.72, No.4. P.744-747).
19. Шагапов В.Ш., Мусакаев Н.Г. Теплообмен скважины с окружающими породами // Инженерно-физический журнал. – 1998. Т. 71, №6. С.1134-1140. (Shagapov V.Sh., Musakaev N.G. Heat Exchange of a Borehole with Frozen Rock // Journal of Engineering Physics and Thermophysics, 1998. Vol.71, No.6. P.1131-1137).
20. Мусакаев Н.Г., Шагапов В.Ш. Теоретическое моделирование работы газонефтяной скважины в осложненных условиях // Прикладная механика и техническая физика, 1997. Т. 38, № 2. С.125-134.

#### *Монография*

21. Кучумов Р.Я., Кучумов Р.Р., Мусакаев Н.Г. Применение численных методов к решению задач нефтепромысловой механики. Тюмень: Изд-во «Вектор-бук», 2004. 184 с.

#### *Статьи в других изданиях*

22. Мусакаев Н.Г., Хасанов М.К. Условия возникновения объемной области образования гидрата при инжекции газа в пористую среду, в исходном состоянии заполненную газом и водой // Сборник материалов всероссийской научно-практической конференции «Теоретические и практические аспекты исследований природных и искусственных газовых гидратов». Якутск: Ахсаан, 2011. С. 126-131.
23. Шагапов В.Ш., Мусакаев Н.Г., Уразов Р.Р. Численное исследование процессов образования и разложения газогидратного слоя в горизонтальном канале // Сборник материалов всероссийской научно-практической конференции «Теоретические и практические аспекты исследований природных и искусственных газовых гидратов». Якутск: Ахсаан, 2011. С. 86-191.

24. Шагапов В.Ш., Уразов Р.Р., Мусакаев Н.Г. Теоретическое исследование эволюции газогидратных отложений в трубопроводе при различных режимах транспортировки газа // Сборник трудов российской научно-технической конференции «Мавлютовские чтения». Уфа: Изд-во УГАТУ, 2011. Т.4. С.249-253.
25. Федоров К.М., Им П.С., Терентьев В.Л., Мусакаев Н.Г., Романов Д.В. Физико-химические аспекты взаимодействия пластовых и закачиваемых флюидов // Материалы V всероссийской научно-практической конференции «Добыча, подготовка, транспорт нефти и газа». Томск, 2010. С.25-29.
26. Мусакаев Н.Г., Гималтдинов И.К., Столповский М.В., Хасанов М.К. Численная модель образования газогидрата в пористой среде при инъекции газа // Материалы межд. конференции «Перспективы освоения газогидратных месторождений». Москва, 2009. 11 с.
27. Уразов Р.Р., Мусакаев Н.Г. Моделирование образования газовых гидратов в трубопроводе // Материалы межд. конференции «Перспективы освоения газогидратных месторождений», Москва, 2009. 13 с.
28. Мусакаев Н.Г., Бородин С.Л. Численное исследование восходящего газонефтяного потока в добывающей скважине, оснащенной УЭЦН // Материалы VII межд. конференции «Химия нефти и газа». Томск: Изд-во Института оптики атмосферы СО РАН, 2009. С.335-338.
29. Shagapov V.Sh., Borodin S.L., Gubaidullin A.A., Duong Ngoc Hai, Musakaev N.G. Mathematical Modeling of Upward Flow of a Liquid-Gas Mixture in a Vertical Well // Proceedings of International Workshop on «Thermal Hydrodynamics of Multiphase Flows and Applications». Hanoi, Vietnam, 2009. P.161-172.
30. Мусакаев Н.Г., Хасанов М.К. Математическая модель диссоциации газогидрата в пористой среде при инъекции и отборе газа // Труды межд. научной конференции «Дифференциальные уравнения и смежные проблемы». Уфа: Гилем, 2008. Т.III. С.133-138.
31. Мусакаев Н.Г., Мусакаева М.Ф. Математическое моделирование нисходящего двухфазного течения при наличии фазовых превращений и внешнего теплообмена // Сборник трудов «Моделирование технологических процессов нефтедобычи». Вып.8. Тюмень: Изд-во ТюмГНГУ, 2008. С.70-74.
32. Мусакаев Н.Г., Хасанов М.К. Динамика образования газогидрата в пористой среде при инъекции газа // Труды Института механики УНЦ РАН по материалам российской научной конференции «Механика и химическая физика сплошных сред». Уфа: Изд-во «Нефтегазовое дело». 2008. Вып.6. С.178-183.
33. Мусакаев Н.Г., Хасанов М.К. Численное моделирование образования газовых гидратов при инъекции газа в пласт // Материалы VI

- межд. конференции «Химия нефти и газа». Томск, 2006. Т.1. С.364-367.
34. Мусакаев Н.Г., Уразов Р.Р. Математическое моделирование процесса разложения газогидратного слоя в трубопроводе под воздействием метанола // Сборник трудов «Моделирование технологических процессов нефтедобычи». Тюмень: Изд-во «Вектор-бук», 2005. Вып.5. С.119-125.
  35. Мусакаев Н.Г., Уразов Р.Р. Процесс разложения газогидратного слоя в трубопроводе при снижении давления перекачки // Сборник трудов «Алгоритмизация и моделирование процессов разработки нефтегазовых месторождений». Тюмень: Изд-во «Вектор-бук», 2005. С.144-149.
  36. Мусакаев Н.Г., Гизатуллин Р.Г. Расчет параметров газожидкостного потока в добывающей скважине при наличии установки электрического центробежного насоса // Труды межд. научной конференции «Спектральная теория дифференциальных операторов и родственные проблемы», Стерлитамак, 2003. Уфа: Изд-во «Гилем». Т.3. С.63-67.
  37. Мусакаев Н.Г. Математическая модель течения горячей парогазовой смеси в нагнетательной скважине // Совместный выпуск журналов «Вычислительные технологии» и «Региональный вестник Востока» по материалам межд. научной конференции «Вычислительные и информационные технологии в науке, технике и образовании». Усть-Каменогорск, Казахстан, 2003. Ч.2. С.247-254.
  38. Мусакаев Н.Г. О математических схемах, описывающих процесс кристаллизации парафина в газонефтяных скважинах // Труды межд. конференции RDAMM-2001. Новосибирск, 2001. Т.6, Ч.2. С.318-322 (CD).
  39. Musakaev N.G., Shagapov V.Sh. Heat Transfer in a Well with Eccentrically Located Radiant // Proceedings of International Conference on Multiphase Systems. Ufa, 2000. P.459-462.