

*На правах рукописи*

БОРОДИН Станислав Леонидович

**ЧИСЛЕННОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ  
ВОСХОДЯЩЕГО НЕФТЕГАЗОВОГО ПОТОКА  
В ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЕ  
С УСТАНОВКОЙ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ**

01.02.05 – механика жидкости, газа и плазмы

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание учёной степени  
кандидата 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 руководитель: кандидат физико-математических наук,  
доцент **Мусакаев Наиль Габсалямич**

Официальные оппоненты: доктор физико-математических наук,  
профессор  
**Кислицын Анатолий Александрович**  
(Тюменский государственный университет,  
заведующий кафедрой микро- и  
нанотехнологий)

кандидат технических наук  
**Черемисин Николай Алексеевич**  
(ООО «Тюменский нефтяной научный  
центр», старший эксперт)

Ведущая организация: Институт механики Уфимского научного  
центра РАН

Защита состоится 17 мая 2012 года в 11<sup>00</sup> на заседании  
диссертационного совета ДМ 212.274.09 в Тюменском  
государственном университете по адресу: 625003, г. Тюмень,  
ул. Перекопская, д. 15а, ауд. 410.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Тюменского  
государственного университета по адресу: 625003, г. Тюмень,  
ул. Семакова, д. 10.

Автореферат разослан « 16 » апреля 2012 года.

И.о. учёного секретаря  
диссертационного совета  
доктор физ.-мат. наук



Татосов А.В.

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

**Актуальность.** В настоящее время на многих нефтяных месторождениях России из-за ухудшения эксплуатационных условий рентабельная добыча нефти возможна лишь при модернизации процесса добычи. Распространенным методом модернизации является применение установок погружных электроцентробежных насосов (УЭЦН). Однако эффективность работы УЭЦН может быть снижена при наличии осложняющих факторов. Основными из них являются факторы, обязанные своим происхождением условиям формирования залежи (наличие газа и механических примесей в добываемой из пласта жидкости, отложения твёрдой фазы и т.п.). В связи с этим становятся актуальными исследования процессов, происходящих при восходящем течении нефтегазовой смеси в вертикальной скважине с УЭЦН. Установленные в ходе такого исследования закономерности и рассчитанные с их учётом параметры могут служить основой для выбора наиболее эффективного режима эксплуатации скважин путем принятия соответствующих технологических и инженерных решений.

Кроме того, ряд нефтяных месторождений находится в районах вечной мерзлоты, где тепловое взаимодействие продукта скважины с окружающей мёрзлой породой сопровождается протаиванием мёрзлого грунта. Также требует внимания то обстоятельство, что многие нефтяные месторождения характеризуются высоким содержанием в нефти тяжёлых высокомолекулярных углеводородов (нефтяных парафинов) и при движении такой нефти от продуктивного пласта до нефтесборных систем может происходить образование в трубах твёрдых отложений.

При проведении теоретического исследования следует в комплексе учитывать отмеченные выше условия эксплуатации скважин. Это и определяет **цель работы:** разработать и обосновать математическую модель восходящего течения нефтегазовой смеси в вертикальной скважине, которая эксплуатируется установкой электроцентробежных насосов и проходит через толщу многолетних мёрзлых пород и провести численное исследование особенностей гидродинамических и теплообменников процессов, возникающих при таком течении.

### **Научная новизна.**

1. Построена оригинальная математическая модель работы добывающей скважины, которая в комплексе учитывает структуру потока; фазовые переходы, изменение параметров потока вследствие эксплуатации скважины УЭЦН, теплообмен скважины с окружающими породами с учётом протаивания в зоне многолетнемёрзлых пород.

2. В ходе численного исследования определены способы, которые позволяют сохранять в скважине благоприятную температурную обстановку (температуры в скважине должны быть выше температуры начала кристаллизации парафинов) и тем самым предотвратить или существенно снизить рост парафиновых отложений.

3. Установлено, что радиус протаявшей зоны в многолетних мерзлых породах немонотонно зависит от коэффициента теплопроводности вещества в межтрубном пространстве скважины.

**Достоверность** полученных результатов подтверждается корректным использованием основных положений механики многофазных сред, теплофизики, современного математического аппарата, а также сопоставлением результатов расчётов с промысловыми данными и расчётами других исследователей.

**Практическая и теоретическая ценность.** В диссертационную работу вошли результаты исследований, выполненных в соответствии с планами фундаментальных исследований РАН, а также в рамках государственного контракта № 02.516.11.0004 по ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2007-2012 годы», государственного контракта № 119-ДОН по Тюменской областной целевой научно-технической программе и подержанных грантом РФФИ № 08-01-90300-Вьет\_а, грантами Президента РФ для государственной поддержки ведущих научных школ РФ (руководитель научной школы – академик РАН Р.И. Нигматулин), грантом Губернатора Тюменской области на реализацию проекта по фундаментальным и прикладным научным исследованиям.

Полученные результаты могут быть использованы для выбора наиболее эффективных способов эксплуатации действующих скважин, оснащённых установками электроцентробежных насосов. В ходе исследования определены решения для повышения эффективности эксплуатации нефтяных скважин, в том числе, находящихся в районах вечной мерзлоты. Разработанный программный продукт позволяет проводить расчёты параметров для конкретной скважины. Так, например, результаты выполнения НИР послужили основой для выбора оптимального режима эксплуатации добывающей скважины при построении геолого-гидродинамической модели Западно-Таркосалинского месторождения Тюменской области.

#### **На защиту выносятся:**

1. Математическая модель восходящего газожидкостного потока в вертикальной скважине с установкой электроцентробежных насосов.

2. Результаты численных экспериментов по изучению влияния определяющих параметров на структуру потока в подъёмной колонне

скважины, температурную обстановку в скважине, протаивание окружающих скважину мёрзлых пород.

**Апробация работы.** Результаты, приведённые в диссертации, докладывались и обсуждались на следующих конференциях:

- Всероссийская научно-техническая конференция «Нефть и газ Западной Сибири», Тюмень, 2007;
- VI и VII Международная научная школа-конференция «Актуальные вопросы теплофизики и физической гидрогазодинамики», Украина, Алушта, 2008, 2009;
- International Workshop on «Thermal Hydrodynamics of Multiphase Flows and Applications», Hanoi-Vietnam, 2009;
- VII Международная конференция «Химия нефти и газа», Томск, 2009;
- Российская конференция «Многофазные системы: природа, человек, общество, технологии», посвящённая 70-летию академика Р.И. Нигматулина, Уфа, 2010;
- XV Международная конференция по методам аэрофизических исследований, Новосибирск, 2010;
- X Всероссийский съезд по фундаментальным проблемам теоретической и прикладной механики, Нижний Новгород, 2011.

Результаты работы докладывались автором на семинарах ТюмФ ИТПМ СО РАН под руководством профессора А.А. Губайдуллина.

**Публикации.** Основные результаты диссертации опубликованы в 13 работах, в том числе 3 статьи в изданиях из перечня российских рецензируемых научных журналов, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание учёной степени кандидата наук.

**Объём и структура работы.** Диссертация состоит из введения, трёх глав, заключения, списка литературы и двух приложений. Работа изложена на 94 страницах, включает 27 рисунков и 1 таблицу. Список литературы содержит 99 наименований.

#### **Благодарности.**

Автор выражает глубокую признательность научному руководителю Наилу Габсалямовичу Мусакаеву за понимание, терпение и поддержку в науке и жизни.

Автор выражает благодарность Амиру Анваровичу Губайдуллину за полезные советы, постоянное внимание и поддержку его работы, Сергею Николаевичу Романюку за совместные исследования и помощь в решении задачи теплообмена скважины с окружающими породами.

## КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

**Во введении** показана актуальность темы, рассмотренной в диссертации, сформулирована цель, отмечены научная новизна, а также практическая и теоретическая ценность работы, кратко изложена структура диссертации.

**В первой главе** выполнен краткий обзор литературы, посвящённой исследованиям в следующих областях: многофазный поток в скважине; эксплуатация скважин установками погружных электроцентробежных насосов; отложения нефтяных парафинов в нефтегазопромысловом оборудовании.

**Вторая глава** посвящена построению математической модели восходящего двухфазного потока в вертикальной скважине с установкой электроцентробежных насосов. При разработке модели использованы методы и уравнения механики многофазных сред.

При математическом моделировании восходящего двухфазного потока в вертикальной скважине приняты следующие основные допущения: температура для каждого сечения канала одинакова для обеих фаз (газа и жидкости); фазовые переходы происходят в равновесном режиме; жидкость несжимаемая; течение квазиустановившееся. Ось  $z$  направлена вертикально вверх, её начало совпадает с забоем скважины.

Для наиболее полного учета межфазных массообменных процессов и связанных с ними теплофизических явлений примем, что нефтегазовая смесь в стволе скважины состоит из трёх компонент: тяжёлой ( $H$ ), средней ( $M$ ) и лёгкой ( $L$ ). Тяжёлая компонента содержится в жидкой фазе и является предшественницей твёрдых отложений. Средняя компонента может содержаться как в жидкой фазе, так и в газовой фазе, в виде паров жидкости. Парциальное давление средней компоненты в газовой фазе, её концентрация в жидкой фазе и текущая температура удовлетворяют условию фазового равновесия. Лёгкая компонента может присутствовать в жидкой и в газовой фазах.

С учётом указанных допущений записаны уравнения, выражающие балансы массы, импульса и энергии, при одномерном восходящем безынерционном течении двухфазной смеси в вертикальной трубе круглого сечения. Проведены преобразования этих уравнений к виду, удобному для численного решения, в итоге получена система дифференциальных уравнений для нахождения распределения давления, температуры и других параметров двухфазного потока по высоте канала:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{dp}{dz} = -F_w - \rho g, \\ \frac{dT}{dz} = \frac{\left( \frac{m_g}{\rho_g^0} + \frac{A_l}{G_{(L)}} - \frac{A_g B}{B' p} \right) \frac{dp}{dz} - Q_w}{m_l c_l + m_g c_g + \frac{T_* P_{(M)}}{T^2} \left( \frac{A_l}{G_{(L)}} - \frac{A_g}{B' p} \right)}, \end{array} \right.$$

$$A_l = m_l (l_{(L)} - l_{(M)} + l_{(LM)}), \quad A_g = m_g l_{(LM)}, \quad l_{(LM)} = \frac{l_{(L)} k_{l(L)} + l_{(M)} (1 - k_{l(L)})}{k_{g(L)} - k_{l(L)}},$$

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

$$B = \frac{R_{(M)} (1 - k_{g(L)})}{R_{(M)} (1 - k_{g(L)}) + R_{(L)} k_{g(L)}}, \quad B' = - \frac{R_{(M)} R_{(L)}}{(R_{(M)} (1 - k_{g(L)}) + R_{(L)} k_{g(L)})^2},$$

$$p_{(M)} = p_* \exp(-T_* / T).$$

Здесь  $p$ ,  $T$  и  $\rho$  – давление, температура и плотность двухфазной смеси;  $F_w$  – сила трения между двухфазным потоком и стенками канала, отнесённая к единице длины канала;  $g$  – ускорение свободного падения;  $m_i$  ( $i = l, g$ ) – массовый расход  $i$ -ой фазы;  $\rho_i^0$  ( $i = l, g$ ) – истинная плотность  $i$ -ой фазы;  $l_{(j)}$  ( $j = M, L$ ) – удельная теплота перехода  $j$ -ой компоненты из жидкой фазы в газовую;  $k_{i(j)}$  ( $i = l, g$ ;  $j = M, L$ ) – массовая концентрация в  $i$ -ой фазе  $j$ -ой компоненты;  $G_{(L)}$  – постоянная Генри;  $R_{(j)}$  ( $j = M, L$ ) – газовая «постоянная»  $j$ -ой компоненты в газовой фазе;  $Q_w$  – интенсивность отвода тепла, отнесенная к единице длины канала;  $c_i$  ( $i = l, g$ ) – удельная теплоёмкость  $i$ -ой фазы;  $p_*$  и  $T_*$  – эмпирические аппроксимационные параметры. То, к какой фазе относится соответствующий параметр, указывается нижним индексом  $l$  или  $g$ ;  $l$  – жидкая фаза,  $g$  – газовая фаза.

Для замыкания вышеприведенной системы уравнений необходимо задание интенсивности теплоотвода  $Q_w$ , скачка давления и температуры газожидкостного потока в результате работы УЭЦН и, при необходимости, роста твёрдых отложений на внутренних стенках подъёмной колонны скважины.

Примем, что радиальные температурные поля в системе «скважина – окружающая порода» являются квазистационарными. Тогда для интенсивности отвода тепла, отнесённой к единице длины канала, можно записать следующее выражение:

$$Q_w = 2\pi(T - T_N) \left/ \left( \frac{1}{R_1 \beta_w} + \frac{1}{R_N \beta} \right) \right.,$$

где  $T_N$  – температура на внешней границе скважины;  $R_1$  – радиус поперечного сечения канала;  $\beta_w$  – коэффициент теплопередачи, зависящий от режима течения двухфазной смеси в канале, а также от особенностей течения в приповерхностном слое вблизи стенки канала;  $R_N$  – радиус скважины;  $\beta$  – коэффициент теплопередачи через систему труб скважины.

При математическом описании процессов, происходящих в многолетних мёрзлых породах, сквозь которые проходит скважина, приняты следующие допущения: породы, однородны и изотропны; поток тепла в них в осевом направлении скважины пренебрежительно мал по сравнению с потоком тепла в радиальном направлении; при движении фронта фазовых переходов в мёрзлых породах не происходит массопереноса жидких флюидов; фазовые переходы происходят в равновесном режиме.

При сделанных допущениях уравнения, описывающие внешнюю тепловую задачу в мёрзлых породах, начальные и граничные условия могут быть записаны в виде:

$$\frac{\partial T_{ext(2)}}{\partial t} = \chi_{ext(2)} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial T_{ext(2)}}{\partial r} \right), \quad (R_N < r < \theta)$$

$$\frac{\partial T_{ext(1)}}{\partial t} = \chi_{ext(1)} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial T_{ext(1)}}{\partial r} \right), \quad (\theta < r < \infty)$$

$$T_{ext(1)} = T_{ext(2)} = T_{geo}, \quad (t = 0)$$

$$-\lambda_{ext(2)} \frac{\partial T_{ext(2)}}{\partial r} = \beta(T_1 - T_N), \quad (r = R_N)$$

$$\lambda_{ext(1)} \frac{\partial T_{ext(1)}}{\partial r} \Big|_{r=\theta} - \lambda_{ext(2)} \frac{\partial T_{ext(2)}}{\partial r} \Big|_{r=\theta} = \rho_{ext(1)} L_{(1,2)} \frac{d\theta}{dt},$$

$$T_{ext(1)} = T_{geo}, \quad (r = \infty)$$

Здесь  $T_{ext(1)}$  и  $T_{ext(2)}$  – температуры окружающей скважину мёрзлой породы и протаявшей породы, соответственно;  $T_{geo}$  – геотермальная температура;  $t$  – время;  $\chi_{ext(1)}$  и  $\chi_{ext(2)}$  – коэффициенты температуропроводности окружающей скважину мёрзлой породы и



протаявшей породы, соответственно;  $r$  – радиальная координата;  $\lambda_{ext(1)}$  и  $\lambda_{ext(2)}$  – коэффициенты теплопроводности окружающей скважину мёрзлой породы и протаявшей породы, соответственно;  $\theta$  – радиус протаявшей зоны;  $T_{ext(1,2)}$  – температура фазового перехода в мёрзлых породах (температура таяния льда);  $\rho_{ext(1)}$  – плотность мёрзлой породы;  $L_{(1,2)}$  – удельная теплота протаивания мёрзлой породы.

Для расчёта скачков давления ( $\Delta p$ ) и температуры ( $\Delta T$ ) газожидкостного потока в результате работы УЭЦН получены следующие выражения:

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

$$\Delta T = \frac{N - \Delta P \cdot m / \rho}{m_1 c_1 + m_g c_g},$$

где  $A_0$ ,  $A_1$ ,  $A_2$  – коэффициенты полинома, рассчитываемые из характеристики центробежного насоса,  $m$  – массовый расход смеси,  $N$  – мощность погружного двигателя УЭЦН.

При необходимости в модели можно учесть рост парафиновых отложений на внутренних стенках скважины. В работе приведён вывод соотношения для интенсивности такого роста (Шагапов В.Ш., Мусакаев Н.Г., 1998):

$$\frac{d\delta_s}{dt} = \frac{-\beta_w(T - T_e) + \beta_s(T_e - T_w)}{\rho_s^0 [L_s + (\beta_w + \beta_s)/K_m]}, \quad \left( K_m = \frac{\rho_l^0 D \cdot Sh}{2R} \left( \frac{dk_{l(H)e}}{dT_\sigma} \right)_{T_e} \right)$$

где  $\delta_s$  – толщина твёрдых отложений;  $T_e$  – температура начала кристаллизации тяжёлого компонента;  $\beta_s$  – коэффициент теплопередачи между твёрдыми отложениями и стенкой скважины;  $T_w$  – температура внутренней стенки подъёмной колонны скважины;  $\rho_s^0$  – истинная плотность твёрдой фазы;  $L_s$  – удельная теплота парафинообразования;  $D$  – коэффициент диффузии;  $Sh$  – число Шервуда;  $R$  – радиус поперечного сечения канала;  $k_{l(H)e}$  – равновесная концентрация тяжёлой компоненты;  $T_\sigma$  – температура на поверхности твёрдой фазы.

**Третья глава** посвящена численному исследованию процессов, происходящих в вертикальной добывающей скважине с установкой электроцентробежных насосов.

На основе представленной в работе математической модели разработан программный продукт, с помощью которого проведены численные эксперименты по изучению влияния различных параметров на структуру потока в подъёмной колонне скважины, способов сохранения в скважине благоприятной температурной обстановки, влияния различных факторов на радиус протаивания окружающих скважину мёрзлых пород.

Для стабильной работы УЭЦН необходимо, чтобы на глубине подвески электронасосного агрегата структура потока была пузырьковой, в этой связи изучено влияние различных параметров на структуру потока в подъёмной колонне скважины (рис. 1).

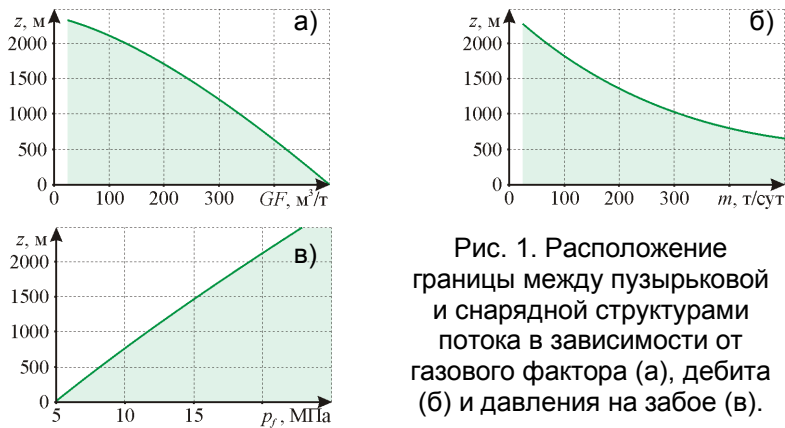


Рис. 1. Расположение границы между пузырьковой и снарядной структурами потока в зависимости от газового фактора (а), дебита (б) и давления на забое (в).

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 электронасосный агрегат на большей глубине. После достижения газовым фактором некоторого значения пузырьковая структура потока перестаёт существовать по всей высоте скважины и использование УЭЦН в подобных обстоятельствах без дополнительного оборудования (газосепаратор) приведёт к неисправностям электронасосного агрегата. Как видно из рис. 1б и 1в, увеличение дебита и снижение давления на забое скважины приводят к сужению интервала, в котором существует пузырьковая структура потока. Поэтому при установке насоса необходимо учитывать зависимость глубины его погружения от массового расхода насоса.

Снижение температуры стенки подъёмной колонны скважины ниже температуры начала кристаллизации парафинов является основной причиной парафиноотложений (Тронов В.П., 1969). Поэтому в работе проведён анализ влияния различных факторов на температурную обстановку в скважине с УЭЦН. Были рассмотрены ситуации, когда в межтрубном пространстве находится вода, нефть или газ; газ в состоянии термогравитационной конвекции; подъёмная колонна может быть покрыта теплоизолирующим материалом различной толщины (рис. 2).

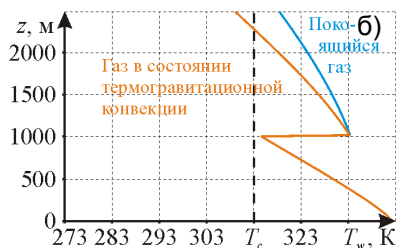
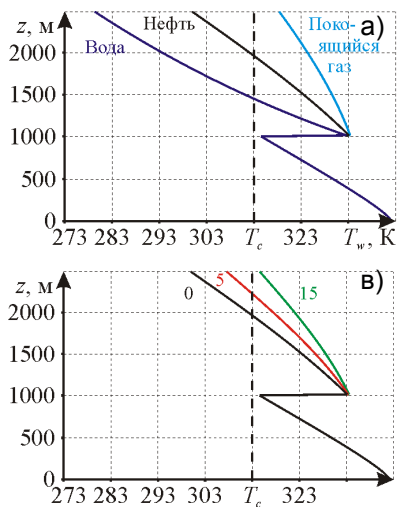
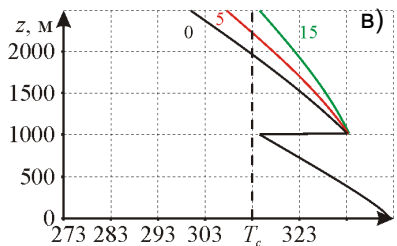


Рис. 2. Профили температуры внутренней стенки подъёмной колонны скважины  $T_w$  для различных флюидов в межтрубном пространстве (а), различного поведения газа (б) и различной толщины теплоизолирующего слоя  $dh$  (в)



Из рис. 2а видно, что использование в межтрубном пространстве флюида с меньшим коэффициентом теплопроводности увеличивает температуру стенки подъёмной колонны по всей высоте скважины. Это приводит к уменьшению глубины начала отложения парафинов и к уменьшению толщины парафинового слоя. В случае неподвижного газа выпадение парафинов вообще не происходит. Рис. 2б иллюстрирует, что при конвективном течении газа в межтрубном пространстве температура стенки подъёмной 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. Из рис. 2в видно, что теплоизоляция ведёт к существенному повышению температуры стенки подъёмной колонны по высоте скважины и, при достаточной толщине, позволяет предотвратить образование парафиновых отложений.

При откачке погружным электроцентробежным насосом температура нефтегазовой смеси увеличивается в результате теплообмена с погружным электродвигателем, это может привести к улучшению температурной обстановки в скважине. В этой связи было проведено численное исследование влияния глубины погружения электронасосного агрегата и массового расхода УЭЦН на температуру внутренней стенки подъёмной колонны скважины (рис. 3).

Результаты расчётов, представленные на рис. 3а, показывают, что подвеска электронасосного агрегата 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 насосно-компрессорных трубах после электронасосного агрегата. Увеличение расходной характеристики УЭЦН уменьшает скачок температуры газожидкостной смеси при переходе через насос (рис. 3б). Однако при дальнейшем движении смеси к устью скважины температура внутренней 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 породы. Таким образом можно заключить, что путем варьирования глубины погружения электронасосного агрегата и расходной характеристики УЭЦН можно добиться улучшения температурной обстановки в скважине (повышения температуры стенки подъёмной колонны  $T_w$ ) и тем самым сократить либо предотвратить отложение твёрдой фазы.

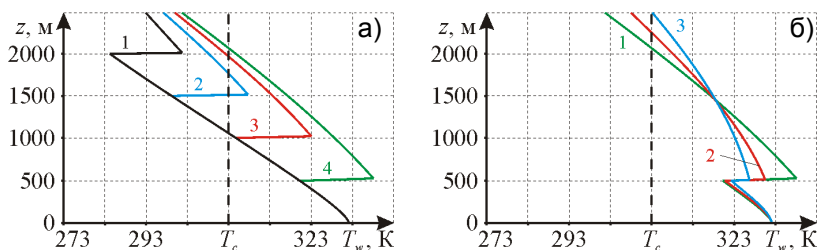


Рис. 3. Профили температуры внутренней стенки подъёмной колонны скважины  $T_w$  для различной глубины погружения электронасосного агрегата (а) и массового расхода насоса (б). Линии 1, 2, 3 и 4 (а) соответствуют глубине подвески  $H_p = 500, 1000, 1500$  и  $2000$  м;  $M_p = 50$  т/сут. Линии 1, 2 и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

Нормальная эксплуатация добывающих скважин в интервалах залегания многолетних мёрзлых пород может быть нарушена в силу ряда причин: низкая температура в зоне вечной мерзлоты, неустойчивость приустьевых площадок в период эксплуатации скважин, возникновение притока после остановки скважины, интенсификация процесса образования твёрдой фазы (парафинов и газовых гидратов) на стенках скважины. Данные проблемы характерны и для скважин, которые эксплуатируются установками погружных электроцентробежных насосов.

В связи с вышеизложенным, проведена серия расчётов движения фронта таяния мёрзлых пород окружающих скважину с УЭЦН.

При эксплуатации скважины происходит увеличение температуры мёрзлых пород вблизи скважины, вследствие чего лёд начинает переходить в жидкую фазу – образуется зона протаивания. На рис. 4 представлена динамика оттаивания, когда в межтрубном пространстве находится вода, нефть или газ, подъёмная колонна покрыта теплоизолирующим материалом различной природы и толщины.

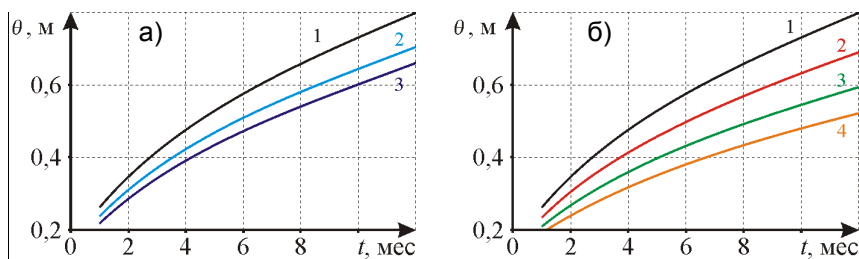


Рис. 4. Изменение во времени радиуса протаивания окружающих скважину мёрзлых пород. Зависимости построены для глубины 100 метров. Линии 1, 2 и 3 (а) соответствуют случаям, когда в межтрубном пространстве скважины находится нефть, газ и вода. Линии (б) соответствуют случаям: 1 – отсутствия теплоизоляции; 2 –  $\Delta h = 5$  мм, в качестве материала теплоизоляции в расчетах взят пенополиуретан с коэффициентом теплопроводности  $0,0067 \text{ Вт}/(\text{м}\cdot\text{К})$ ; 3 –  $\Delta h = 10$  мм, пенополиуретан; 4 –  $\Delta h = 2$  мм, Thermo Coat с коэффициентом теплопроводности  $0,001 \text{ Вт}/(\text{м}\cdot\text{К})$ .

Из рис. 4б видно, что при увеличении теплоизолирующего слоя или при использовании материала с меньшим коэффициентом теплопроводности радиус протаявшей зоны уменьшается. Как видно из рис. 4а, если в межтрубном пространстве находится нефть (коэффициент теплопроводности в расчётах равен  $0,13 \text{ Вт}/(\text{м}\cdot\text{К})$ ), то радиус протаивания максимален, если вода ( $0,68 \text{ Вт}/(\text{м}\cdot\text{К})$ ) – минимален, газ же с наименьшим коэффициентом теплопроводности занимает промежуточную позицию. Т.е. увеличение теплопроводности вещества в межтрубном пространстве скважины не ведет однозначным образом к повышению темпов роста радиуса протаявшей зоны. Для изучения этого интересного факта в работе была проведена серия расчётов с различными коэффициентами теплопроводности вещества  $\lambda_{\text{мтп}}$  в межтрубном пространстве (рис. 5а).

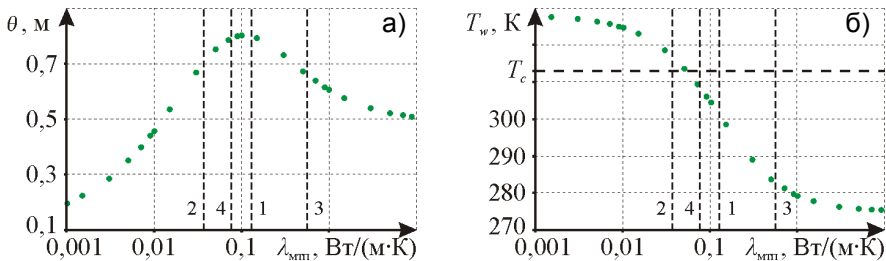


Рис. 5. Значения радиуса протаивания мёрзлых пород (а) и температуры внутренней стенки подъёмной колонны скважины (б) при различном коэффициенте теплопроводности вещества в межтрубном пространстве. Значения рассчитаны для глубины 100 метров. Вертикальные линии 1, 2, 3 и 4 – коэффициенты теплопроводности нефти, газа, воды и газа в состоянии термогравитационной конвекции, соответственно.

Из рис. 5а видно, что увеличение  $\lambda_{\text{мтп}}$  до определенного значения приводит к большим значениям зоны протаивания, затем же происходит обратное – радиус  $\theta$  имеет с ростом  $\lambda_{\text{мтп}}$  все меньшие значения. Причиной максимума  $\theta(\lambda_{\text{мтп}})$ , вероятно, является «конкуренция» двух факторов в величине теплоотдачи от скважины в окружающие породы, а именно, коэффициента теплопередачи  $\beta$  через систему труб скважины и разницы температур  $\Delta T$  в стволе скважины и в окружающих породах. С увеличением  $\lambda_{\text{мтп}}$  коэффициент теплопередачи  $\beta$  растет, однако величина  $\Delta T$  снижается вследствие больших потерь тепловой энергии скважинного потока до начала зоны многолетних мёрзлых пород. Таким образом, для уменьшения радиуса протаивания можно использовать в межтрубном пространстве вещество и с большим коэффициентом теплопроводности, однако для предотвращения выпадения парафина в стволе скважины необходимо поддержание температуры стенки подъёмной колонны скважины выше температуры начала кристаллизации парафина. Это достигается, если в межтрубном пространстве находится флюид с малым коэффициентом теплопроводности (рис. 5б).

При прохождении через УЭЦН температура нефтегазовой смеси увеличивается в результате теплообмена с погружным электродвигателем установки, это приводит к повышению температур в скважине. В этой связи было проведено численное исследование влияния массового расхода насоса  $M_p$  и глубины погружения электронасосного агрегата  $H_p$  на темпы продвижения фронта фазовых переходов в мёрзлых породах (рис. 6).

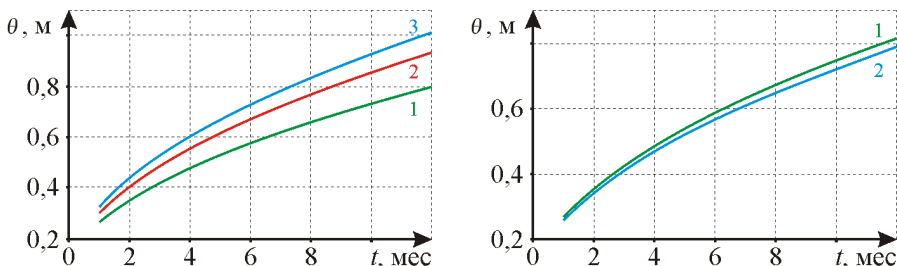


Рис. 6 Изменение со временем радиуса протаивания окружающих скважину мёрзлых пород. Зависимости построены для глубины 100 метров. Линии 1, 2 и 3 (а) соответствуют  $M_p = 50, 75$  и  $100$  т/сут;  $H_p = 2000$  м. Линии 1 и 2 (б) соответствуют  $H_p = 2000$  и  $1000$  м;  $M_p = 50$  т/сут.

Из рис. 6а видно, что увеличение массового расхода УЭЦН ведет к росту зоны протаивания. Данное обстоятельство можно объяснить тем, что увеличение массового расхода смеси приводит к повышению скорости движения фаз, и поток, двигаясь к многолетнемёрзлым породам, успевает отдать меньшее количество тепла в окружающие горные породы, т.е. подходит более тёплый. В результате большему значению  $M_p$  соответствует большая разница температур  $\Delta T$  в зоне многолетнемёрзлых пород и, следовательно, больший нагрев окружающих пород. Результаты расчетов, представленные на рис. 6б показывают, что подвеска насоса на большей глубине приводит к незначительному повышению темпов роста радиуса протаявшей зоны.

## ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ

В диссертации на основе методов и уравнений механики многофазных сред проведено теоретическое исследование восходящего течения нефтегазовой смеси в вертикальной скважине, оснащённой установкой электроцентробежных насосов. Изучены способы поддержания в стволе такой скважины оптимального температурного режима (температура стенки подъёмной колонны должна быть выше температуры начала кристаллизации парафина), а также проведено численное исследование теплового взаимодействия скважины с многолетнемёрзлыми породами с учётом образования протаявших зон. Основные результаты и выводы диссертационной работы могут быть сформулированы следующим образом:

1. Построена математическая модель работы добывающей скважины, в комплексе учитывающая такие взаимосвязанные факторы, как: гидродинамика и теплофизика газожидкостного потока в

стволе такой скважины; наличие установки центробежных электронасосов, скачкообразно изменяющей основные параметры потока; тепловое взаимодействие скважины с окружающей породой, сопровождающееся протаиванием многолетних мёрзлых пород.

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.

3. Расчётами показано, что за счет использования установки электроцентробежных насосов и варьирования расходной характеристики насоса, глубины его расположения, снижения теплопередачи через систему труб скважины можно добиться: улучшения температурного режима (температура стенки подъёмной колонны становится выше температуры начала кристаллизации парафина) в скважине и тем самым предотвратить или существенно снизить темпы роста парафиновых отложений; а также сократить возможные осложнения, связанные с протаиванием многолетних мёрзлых пород.

4. Радиус протаявшей зоны в многолетних мёрзлых породах немонотонно зависит от коэффициента теплопроводности вещества в межтрубном пространстве скважины. Причиной этого является «конкуренция» двух факторов в величине теплоотдачи от скважины в окружающие породы, а именно, коэффициента теплопередачи через систему труб скважины и разницы температур в стволе скважины и в окружающих породах. С увеличением коэффициента теплопроводности вещества в межтрубном пространстве коэффициент теплопередачи растёт, однако величина разницы температур снижается вследствие больших потерь тепловой энергии скважинного потока до начала зоны мёрзлых пород.

## **ПУБЛИКАЦИИ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ**

1. Мусакаев Н.Г., Бородин С.Л. Теоретическое исследование особенностей двухфазного течения в оснащённой электроцентробежным насосом скважине // Вестник Нижегородского университета им. Н.И. Лобачевского. 2011. № 4 (2). С. 502–504.

2. 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.



3. 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.

4. Мусакаев Н.Г., Романюк С.Н., Бородин С.Л. Теоретическое исследование закономерностей увеличения радиуса протаивания многолетних мёрзлых пород вокруг скважины с установкой электроцентробежных насосов // Вестник Кыргызского национального университета имени Жусупа Баласагына. 2011. Серия 3. Естественно-технические науки. С. 102-106.

5. Musakaev N.G., Borodin S.L. Computational investigation of preventive methods against formation of paraffin deposits in the vertical wells equipped with an installation of electric centrifugal pumps // Proceedings of 15th International Conference on the Methods of Aerophysical Research: Abstracts, Novosibirsk, Russia, November 01-06, 2010. Part I. Pp. 190-191.

6. 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. Pp. 211-221.

7. Н.Г. Мусакаев, С.Л. Бородин. Численное исследование процессов, происходящих в вертикальной скважине с установкой центробежных электронасосов // Тезисы докладов Российской конференции «Многофазные системы: природа, человек, общество, технологии», посвящённой 70-летию академика Р.И. Нигматулина. Уфа: Изд-во Нефтегазовое дело, 2010. С. 156.

8. Бородин С.Л., Мусакаев Н.Г. Программа «PVTWell», свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2010616663. 2010.

9. Мусакаев Н.Г., Бородин С.Л. Численное исследование восходящего газонефтяного потока в добывающей скважине, оснащенной УЭЦН // Материалы VII международной конференции «Химия нефти и газа», Томск, 21-26 сентября 2009. Томск: Изд-во Института оптики атмосферы СО РАН, 2009. С. 335-338.

10. Губайдуллин А.А., Мусакаев Н.Г., Бородин С.Л., Зьонг Нгок Хай. Численное исследование восходящего двухфазного течения с фазовыми переходами в вертикальной скважине // Сборник научных статей «Современная наука: исследования, идеи, результаты, технологии». 2009. № 1. С. 69-71, специальный выпуск по материалам VII научной конференции «Актуальные вопросы теплофизики и физической гидрогазодинамики», Алушта, Украина, 21-25 сентября 2009.

11. 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», May 5-6 2009, Hanoi-Vietnam, Pp. 161-172.

12. Мусакаев Н.Г., Губайдуллин А.А., Бородин С.Л., Зыонг Нгок Хай. Математическое моделирование восходящего двухфазного потока при наличии фазовых превращений и внешнего теплообмена // Материалы VI международной научной школы-конференции «Актуальные вопросы теплофизики и физической гидрогазодинамики», Алушта, Украина, 22-28 сентября 2008. Вып. 6, Ч.1. С. 52-55.

13. Бородин С.Л., Мусакаев Н.Г. Математическое моделирование восходящего газожидкостного потока в вертикальной скважине // Материалы Всероссийской научно-технической конференции «Нефть и газ Западной Сибири», Тюмень, 15-17 октября 2007. Т.1. С.105-106.