

*На правах рукописи*



КОНЮХОВ ИВАН ВЛАДИМИРОВИЧ

**ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ  
ТЕПЛОМАССОПЕРЕНОСА В КОМПЛЕКСЕ  
«НЕФТЯНОЙ ПЛАСТ – СИСТЕМА СКВАЖИН –  
УСТАНОВКИ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ ЭЛЕКТРОНАСОСОВ»**

05.13.18 – Математическое моделирование,  
численные методы и комплексы программ

**А в т о р е ф е р а т**

диссертации на соискание ученой степени  
кандидата физико-математических наук

Казань – 2015

**Работа выполнена** на кафедре прикладной математики института вычислительной математики и информационных технологий федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего профессионального образования «Казанский (Приволжский) федеральный университет»

**Научный руководитель:** доктор физико-математических наук,  
профессор кафедры прикладной  
математики ИВМиИТ ФГАОУ ВО КФУ  
*Конюхов Владимир Михайлович*

**Официальные оппоненты:** заведующий лабораторией математического  
моделирования процессов фильтрации  
ФГБУН «Институт механики и  
машиностроения КазНЦ РАН»,  
доктор физико-математических наук,  
профессор *Никифоров Анатолий Иванович*  
начальник научно-исследовательского  
отдела института теоретической и  
математической физики  
ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ»,  
доктор физико-математических наук,  
профессор *Дерюгин Юрий Николаевич*

**Ведущая организация:** Федеральное государственное бюджетное  
образовательное учреждение высшего  
профессионального образования  
*«Башкирский государственный  
университет»*

Защита состоится 25 февраля 2016 года в 15 час. 30 мин. на заседании диссертационного совета Д 212.081.21 при ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет» по адресу: 420008, г. Казань, ул. Кремлевская, дом 18, корп. 2, ауд. 217.

С диссертацией можно ознакомиться в Научной библиотеке им. Н.И. Лобачевского ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет» по адресу: 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 35. Электронная версия опубликована на официальном сайте ФГАОУ ВО КФУ <http://www.kpfu.ru>.

Автореферат разослан 22 января 2016 г.

Ученый секретарь  
диссертационного совета  
д.ф.-м.н., профессор



Задворнов О.А.

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

**Актуальность темы.** Нефтяное месторождение и система вскрывающих его нагнетательных и добывающих скважин представляют собой единый объект, работа всех элементов которого тесно взаимосвязана и сопровождается сложными процессами тепломассопереноса. Для подъема пластовой продукции на поверхность земли часто используются установки погружных многоступенчатых электроцентробежных насосов (УЭЦН), в состав которых входят насосы, погружные электродвигатели (ПЭД) и газосепараторы (ГС). Работа элементов УЭЦН зависит от свойств перекачиваемой продукции и может контролироваться наземной станцией управления (СУ), которая имеет не только прямую связь с установкой, принимая и обрабатывая различные энергетические параметры и показания телеметрических датчиков, но и осуществляет обратные управляющие воздействия на УЭЦН, вплоть до ее отключения.

Математические модели процессов тепломассопереноса в отдельных элементах комплекса «пласт – система скважин – УЭЦН – СУ» представляют собой сложные системы нелинейных дифференциальных уравнений, которые существенно отличаются как по типу, так и по методам их решения.

Развитию моделей двухфазной фильтрации и решению различных задач посвящены работы Г.И. Баренблатта, В.М. Ентова, В.М. Рыжика, А.В. Костерина, Э.В. Скворцова, А.Н. Чекалина, Р.Н. Дияшева, А.Г. Егорова, В.М. Колюхова, А.И. Никифорова, Ю.Н. Дерюгина, Г.Т. Булгаковой и др.

Теоретическому и экспериментальному изучению работы УЭЦН на водо-нефтегазовых смесях при отсутствии или наличии ГС посвящены классические труды П.Д. Ляпкина, И.Т. Мищенко, И.М. Муравьева, А.Н. Дроздова, В.И. Игровского, В.С. Вербицкого, А.Л. Каплана и др. Исследования характеристик УЭЦН в промысловых условиях представлены в статьях М.Г. Минигаимова, А.Г. Шарипова, Ф.Л. Минхайрова, А.Ю. Холодняка и др.

Разработке методов инженерных расчетов и построению математических моделей многофазных потоков в скважинах посвящены труды многих российских и зарубежных авторов, среди которых В.А. Архангельский, К.В. Виноградов, Г.З. Ибрагимов, Н.И. Хисамутдинов, С.В. Муравленко, В.А. Мамаев, Г.З. Одишария, И.Т. Мищенко, И.М. Муравьев, А.Н. Саламатин, В.М. Колюхов, В.А. Ведерников, Н.В. Мальцев, А.Ш. Рамазанов, В. Alkaya, А.М. Ansari, J.P. Brill, O. Bratland, G.B. Wallis, N. Zuber, J. Findley.

Изучение эксплуатационных и переходных режимов работы всего комплекса как единого целого подразумевает совместное решение соответствующих систем уравнений численными методами, что сопряжено с определен-

ными трудностями и требует больших затрат машинного времени для проведения расчетов, поэтому большинство публикаций посвящено исследованию характеристик отдельных элементов комплекса. Таким образом, математические постановки задач с учетом взаимосвязанности многофазных течений во всех его элементах: пластах сложной структуры, трубах скважин и проточных каналах многоступенчатых ЭЦН, разработка эффективных численных методов их решения с применением современных технологий параллельных вычислений и комплексные исследования, направленные на выявление оптимальных условий работы таких объектов, являются **актуальными**.

**Цель работы** – развитие сопряженных математических моделей и разработка эффективных численных методов расчета взаимосвязанных нестационарных и квазистационарных процессов при движении многофазных смесей в едином комплексе «нефтяной пласт сложной структуры – система нагнетательных скважин и добывающих скважин, оборудованных электроцентробежными насосами», реализация разработанных вычислительных алгоритмов в виде пакета программ и анализ особенностей таких процессов методом вычислительного эксперимента на ПЭВМ.

### **Основные задачи и методы исследования**

1. Построить сопряженную математическую модель эксплуатационных термогидродинамических процессов при движении водонефтяных и водонефтегазовых потоков в едином комплексе «нефтяной пласт – нагнетательные скважины и добывающие скважины, оборудованные УЭЦН».

2. Обобщить математическую модель пусковых термогидродинамических процессов в системе «нефтяной пласт – одиночная добывающая скважина – УЭЦН» на случай коллектора трещиновато-пористой структуры с учетом нестационарного характера замещения воды в скважине и ЭЦН трехфазной водонефтегазовой смесью.

3. Разработать эффективные вычислительные методы решения нелинейных комбинированных задач сопряженного тепломассопереноса с подвижными границами в исследуемых системах нефтедобычи.

4. Реализовать разработанные алгоритмы в виде пакета программ, предназначенного для расчета и оптимизации технологических режимов пуска и эксплуатации единого комплекса «нефтяной пласт – нагнетательные скважины и добывающие скважины, оборудованные погружными насосными установками и наземными станциями управления».

5. Провести комплексное исследование взаимодействия и особенностей процессов в системах нефтедобычи и дать оценку влияния различных факторов

на показатели разработки пласта, работы скважин и установок ЭЦН на основе многовариантных вычислительных экспериментов.

### **Научная новизна**

#### *1. В области математического моделирования*

- Построена сопряженная математическая модель квазистационарных процессов тепломассопереноса в едином комплексе «нефтяной пласт – система нагнетательных скважин и добывающих скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов и наземными станциями управления».

- Выполнено обобщение математической модели переходных термогидродинамических процессов в системе «нефтяной пласт – одиночная добывающая скважина, оборудованная УЭЦН и станцией управления» при ее выводе на эксплуатационный режим для случая слоисто-неоднородного коллектора трещиновато-пористой структуры, содержащего подошвенную воду.

- Дана математическая постановка задачи расчета переходных процессов тепломассопереноса с фазовыми переходами в каналах многоступенчатого ЭЦН при замещении воды водонефтегазовой смесью. Выполнена модификация методики П.Д. Ляпкина, позволившая осуществлять безытерационный пересчет характеристик ступеней с воды на неоднородные смеси. Получено численно-аналитическое решение задачи оптимальной компоновки насосного узла разнотипными ступенями различной производительности с целью обеспечения работы каждой из них на газожидкостной смеси с максимальным кпд.

#### *2. В области численных методов*

- Выполнена модификация алгоритмов расчета процессов двумерной изотермической фильтрации в нефтяных пластах различной структуры, ориентированная на применение технологий параллельных вычислений.

- Построены неявные разностные схемы для решения нестационарных задач тепломассопереноса с неизвестными подвижными границами и нелинейными краевыми условиями на границах различных областей движения многофазных потоков в трубах скважины и каналах ЭЦН. Разработаны итерационные методы решения соответствующих нелинейных систем алгебраических уравнений.

- Разработан итерационный алгоритм расчета квазистационарных процессов в едином комплексе «нефтяной пласт – система скважин – УЭЦН», предусматривающий одновременные параллельные вычисления в отдельных скважинах в разных потоках на многопроцессорных компьютерах.

*3. В области проблемно-ориентированного программирования.* Разработан пакет программ **OilRWP** для компьютерного моделирования и численного исследования квазистационарных и нестационарных процессов тепломассопе-

реноса как во всем комплексе «нефтяной пласт – скважины – УЭЦН» в целом, так и в отдельных его элементах. Важной отличительной особенностью пакета является наличие в его составе специального программного модуля, который имитирует работу контроллера наземной системы управления по сбору и анализу телеметрических данных, поступающих от системы нефтедобычи, моделируемой функциональным наполнением пакета **OilRWP**, и генерирует управляющие воздействия, передаваемые обратно в пакет для изменения характеристик пусковых или эксплуатационных режимов работы комплекса.

**Достоверность** результатов диссертационной работы обеспечивается применением общих законов и уравнений механики сплошных сред к описанию процессов, использованием апробированных численных методов решения задач, сравнением результатов расчетов с экспериментальными данными, а также с результатами работ других авторов.

**Практическая значимость.** Разработанные математические модели переходных термогидродинамических процессов в системе «пласт – одиночная скважина – УЭЦН», происходящих при ее выводе на эксплуатационный режим после ремонта подземного оборудования, и квазистационарных процессов тепломассопереноса в едином комплексе «пласт – система скважин – УЭЦН» могут быть использованы в нефтедобывающих организациях для прогноза процессов добычи нефти, оценки эффективности и выбора рациональных режимов разработки конкретных месторождений.

**Апробация работы.** Основные результаты диссертации докладывались на ежегодных студенческих научных конференциях Казанского федерального университета (2010 – 2012); на XIII, XIV и XV Международных семинарах «Супервычисления и математическое моделирование» (Саров, 2011, 2012, 2014); на XII и XIII Всероссийских молодежных школах-конференциях «Лобачевские чтения» (Казань, 2013, 2014); на X (Юбилейной) международной научно-практической конференции «Ашировские чтения» (п. Агой, Туапсинский р-н, 2013); на Всероссийской научной конференции «Обратные краевые задачи и их приложения» (Казань, 2014); на Всероссийской школке-конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Материалы и технологии XXI века» (Казань, 2014); на II международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы естественных и математических наук в России и за рубежом» (Новосибирск, 2015); на итоговых научных конференциях Казанского федерального университета (2013 – 2015).

**Публикации.** Основное содержание диссертации опубликовано в 18 научных статьях, из них – 3 статьи в рецензируемых журналах из перечня ВАК и 1 авторское свидетельство о регистрации программы для ЭВМ.

**Личный вклад.** Направления работ, выполненных совместно с А.Н. Чекалиным и В.М. Конюховым, были инициированы соавторами. Постановка соответствующих задач и анализ результатов их решения проводились вместе с ними. В работах [3, 9, 10] автору принадлежат численная реализация, разработка модулей пакета программ **OilRWP** с применением технологий параллельных вычислений и результаты компьютерного моделирования.

**Структура и объем работы.** Диссертация состоит из введения, трех глав, заключения и списка литературы из 115 наименований, содержит 181 страницу машинописного текста, в том числе 11 таблиц и 47 рисунков.

## КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

**Во введении** отмечается актуальность темы, приводится обзор научной литературы по данной тематике, формулируются цель и положения, выносимые на защиту, их научная новизна и практическая значимость. Дается краткий анализ структуры и содержания диссертации.

**Первая глава** посвящена математическому моделированию установившихся и нестационарных процессов в едином комплексе «пласт – система скважин – УЭЦН». В **разделе 1.1** дано физическое описание двух основных задач, рассматриваемых в диссертационной работе:

А) расчет взаимосвязанных квазистационарных процессов при эксплуатационном режиме работы осредненного по толщине неоднородного нефтяного пласта, вскрытого системой нагнетательных и добывающих скважин, оборудованных УЭЦН;

Б) исследование переходных процессов при выводе на рабочий режим одиночной добывающей скважины, вскрывающей радиально-симметричный слоисто-неоднородный коллектор трещиновато-пористого строения при наличии подошвенной воды в водоносном слое.

В **разделе 1.2** дана постановка задачи А, которая включает в себя уравнения двухфазной фильтрации в осредненном по толщине пласте, уравнения квазистационарного тепломассопереноса в каждой  $m$ -ой вскрывающей его добывающей скважине и уравнения установившихся трехфазных течений в каналах насосной установки, которой оборудована данная скважина:

а) *двухфазная фильтрация в пласте*  $D_n = \{x \in [0, L_x], y \in [0, L_y]\}$ :

$$\frac{\partial v_x}{\partial x} + \frac{\partial v_y}{\partial y} = 0, \quad mH \frac{\partial S}{\partial \tau} + \frac{\partial v_{B,x}}{\partial x} + \frac{\partial v_{B,y}}{\partial y} = 0, \quad (1)$$

$$v_x = -HKK^* \frac{\partial P}{\partial x}, \quad v_y = -HKK^* \frac{\partial P}{\partial y}, \quad v_{B,x} = f v_x, \quad v_{B,y} = f v_y,$$

б) трехфазные водонефтегазовые потоки в трубах  $m$ -ой добывающей скважины  $D_{c,m} = \{0 < z \leq H_{c,m}\}$ ,  $m = 1, 2, \dots, M_d$ , где  $M_d$  – количество скважин:

$$\frac{dP}{dz} + \frac{1}{f_T} \frac{d}{dz} \sum_{l=\text{H},\Gamma,\text{B}} G_l \bar{w}_l = -\frac{2\tau_{cm}}{r_T} + \rho g \cdot \cos \phi, \quad (2)$$

$$C_p^\beta w \frac{dT}{dz} = T \alpha_p^\beta w \frac{dP}{dz} - \frac{L}{f_T} \frac{G_H}{1 - C_H F} \frac{d(C_H F)}{dz} + Q_v + \frac{2}{r_T} (\tau_{ct} w - q_{ct});$$

в) трехфазный поток в каналах  $m$ -го ЭЦН  $D_{э,m} = \{0 < \xi \leq 1\}$ :

$$\frac{\partial P}{\partial \xi} = g \rho M H, \quad C_p^\varphi \frac{\partial T}{\partial \xi} = \left( T \alpha_p^\varphi + \frac{1 - \eta}{\eta} \right) \frac{\partial P}{\partial \xi} - \frac{L G_H}{1 - C_H F} \frac{d(C_H F)}{d\xi}. \quad (3)$$

Уравнения (1) описывают двухфазную изотермическую фильтрацию, подчиняющуюся закону Дарси без учета капиллярных эффектов, силы тяжести, сжимаемости фаз и пористой среды. В них  $P$  – давление;  $S$  – водонасыщенность;  $\tau$ ,  $x$  и  $y$  – временная и пространственные координаты;  $v_x$ ,  $v_y$ ,  $v_{B,x}$ ,  $v_{B,y}$  – проекции векторов скоростей  $\mathbf{v}$ ,  $\mathbf{v}_B$  фильтрации смеси и воды на оси  $Ox$  и  $Oy$ ;  $K(x, y)$  и  $m(x, y)$  – абсолютная проницаемость и динамическая пористость коллектора;  $\mu_B$ ,  $\mu_H$  – вязкости воды и нефти (нижние индексы «H, Г, В» относятся к нефтяной, газовой и водяной фазам соответственно);  $K^* = K_B^*/\mu_B + K_H^*/\mu_H$ ;  $f = K_B^*/(\mu_B K^*)$  – доля воды в суммарном потоке (функция Баклея-Левретта);  $K_B^*$ ,  $K_H^*$  – относительные фазовые проницаемости, которые как функции  $S$  определяются степенными зависимостями.

Одномерные уравнения (2) сохранения импульса и энергии моделируют течение дисперсного водонефтегазового скважинного потока, в котором дискретные фазы присутствуют в виде пузырьков газа и капель нефти или воды. В этих уравнениях  $z$  – координата оси  $Oz$  с началом на кровле пласта, направленная вертикально вверх вдоль оси скважины глубиной  $H_{c,m}$ ;  $P$ ,  $T$  – давление и температура, одинаковые для всех фаз;  $\rho = \rho_H \varphi_H + \rho_\Gamma \varphi_\Gamma + \rho_B \varphi_B$ ,  $w = \varphi_H \bar{w}_H + \varphi_\Gamma \bar{w}_\Gamma + \varphi_B \bar{w}_B$  – плотность и объемная скорость смеси;  $\bar{w}_i = w \beta_i / \varphi_i$ ,  $G_i = f_T \rho_i \varphi_i \bar{w}_i$ ,  $\rho_i$ ,  $\varphi_i$  и  $\beta_i$  – средние по сечению  $f_T$  труб скважины радиусом  $r_T$  скорость, массовый расход, плотность, объемное истинное и расходное содержание  $i$ -ой фазы в потоке;  $G = G_H + G_\Gamma + G_B$  – массовый расход смеси;

$$\beta_\Gamma = \frac{G_\Gamma \rho_H \rho_B}{\rho_B [\rho_H G_\Gamma + \rho_\Gamma (G - G_\Gamma)] + G_B \rho_\Gamma (\rho_H - \rho_B)}, \quad \beta_B = \frac{G_B (\rho_H (1 - \beta_\Gamma) + \rho_\Gamma \beta_\Gamma)}{\rho_B (G - G_B) + \rho_H G_B};$$

$F(P, T)$  – обобщенный коэффициент растворимости газа в нефти;  $C_H$  – массовая концентрация газа, растворенного в нефти в пластовых условиях при давлении выше давления насыщения  $P_H$ ;  $L$  – скрытая теплота растворения газа в нефти;  $\tau_{ct}$ ,  $q_{ct}$  – средние по периметру труб скважины касательное напряжение и плотность теплового потока на ее стенке;  $Q_v$  – мощность

распределенных внешних источников тепла;  $g$  – ускорение силы тяжести;  $C_p^\beta = \rho_n \beta_n C_{pn} + \rho_r \beta_r C_{pr} + \rho_v \beta_v C_{pv}$ ,  $\alpha_p^\beta = \alpha_{pn} \beta_n + \alpha_{pr} \beta_r + \alpha_{pv} \beta_v$ ,  $\bar{w}_j = C_j^Z w + v_j$ ;  $\alpha_{pi}$  и  $C_{pi}$  – коэффициенты теплового расширения и удельной изобарной теплоемкости  $i$ -ой фазы;  $C_j^Z$  – аналоги коэффициента Зубера, учитывающие неравномерность распределения скорости смеси и объемных истинных концентраций  $j$ -ой дисперсной фазы по сечению труб: газа и воды ( $j = r, v$ ) или газа и нефти ( $j = r, n$ ) в потоке с непрерывной нефтяной или водяной фазами, соответственно);  $v_j$  – ее скорость дрейфа;  $\phi(z)$  – угол наклона профиля скважины относительно оси  $Oz$ .

Уравнения (3) служат для расчета термо- и гидродинамических процессов в многоступенчатом электронасосе. Они получены А.Н. Саламатиним и В.М. Конюховым в предположении, что из-за огромной скорости вращения лопаток ступеней ( $\sim 50$  об/сек) все фазы в ЭЦН сильно диспергированы и движутся без проскальзывания, так что в каналах насоса  $\varphi_i = \beta_i$ ,  $\bar{w}_i = w$ . В уравнениях (3)  $\xi$  – доля ступеней, пройденных потоком;  $M$  – общее число ступеней;  $H$ ,  $\eta = g\rho H Q / N$  и  $N$  – развиваемый ступенью напор, ее КПД и потребляемая мощность, которые зависят от объемного расхода  $Q = G/\rho$  и эффективной вязкости  $\mu$  смеси, уменьшающихся при движении вдоль ЭЦН вследствие сжатия всех фаз и растворения газа в нефти.

Для сопряжения решений на границах различных областей комплекса «пласт – система скважин – УЭЦН» поставлены соответствующие краевые условия. Приведены соотношения, которые учитывают изменение параметров работы ЭЦН и ПЭД в зависимости от частоты колебаний электрического тока. Влияние штуцера на характеристики потоков в скважине моделируется нелинейным краевым условием на ее устье с использованием коэффициента местных сопротивлений при сужении и расширении канала.

Даны математические формулировки двух типов задачи А.

*Задача I-го типа* – это задача, в которой на забое каждой скважины давление считается заданным. В этом случае расчет процессов во всем комплексе сводится к последовательному решению фильтрационных уравнений, позволяющих найти дебит и обводненность каждой добывающей скважины, а затем – уравнений течения смеси во всех механизированных подъемниках.

В *задаче II-го типа* считается заданным линейное давление на устье каждой скважины, которое в общем случае при наличии штуцера может быть значительно ниже неизвестной величины буферного давления. Решение задачи II должно определяться итерационным способом так, чтобы с заданной точностью удовлетворить нелинейному условию на устье каждой скважины.

В разделе 1.3 дана математическая постановка задачи  $B$  освоения одиночной добывающей скважины, вскрывающей трещиновато-пористый пласт, после ремонта погружной установки. Рассмотрен случай, когда перед проведением такого ремонта осуществляется замена столба водонефтегазовой смеси в скважине жидкостью глушения (пластовой водой). Для удобства описания выделены четыре этапа переходных процессов:

1) период работы системы «пласт – скважина – УЭЦН», в течение которого в трубах скважины и каналах насоса движется только вода, частично попавшая в пласт и начавшая постепенно уходить из него в скважину;

2) этап, характеризуемый началом притока двухфазной продукции из пласта и ее движением по обсадной колонне к приему ЭЦН, который продолжает откачивать воду как из затрубного пространства, так и из ОК;

3) этап замещения воды водонефтегазовой смесью в каналах насоса и насосно-компрессорных трубах с момента ее подхода к приему ЭЦН;

4) этап стабилизации процессов в всей системе и ее выхода на эксплуатационный режим, который начинается после полного вытеснения жидкости глушения в НКТ водонефтегазовым потоком.

Процесс освоения осложняется тем, что на каждом этапе в различных областях скважины и насосного узла возникают и исчезают подвижные границы: уровни воды в обсадной колонне (ОК) и насосно-компрессорных трубах (НКТ) радиусами  $r_0$  и  $r_1$ , границы  $\Gamma^0$ ,  $\Gamma^1$ ,  $\Gamma$  раздела водяного и трехфазного потоков в трубах и ступенях насосного узла, точки  $\Gamma_H^0$ ,  $\Gamma_H^1$ ,  $\Gamma_H$  разгазирования нефти в ОК и НКТ, а также растворения газа в нефти в каналах ЭЦН.

Сопряженная модель переходных процессов включает в себя уравнения многофазных течений в различных областях нефтедобывающей системы:

а) в трещиновато-пористом пласте  $D_n = \{z \in [0, H], r \in [r_0, R_n]\}$ :

$$\bar{\alpha}_T \frac{\partial P}{\partial \tau} + \frac{1}{r} \frac{\partial (r \bar{v}_r)}{\partial r} + \frac{\partial \bar{v}_z}{\partial z} = Q_\Sigma, \quad \alpha_T \frac{\partial P}{\partial \tau} + \frac{1}{r} \frac{\partial (r v_r)}{\partial r} + \frac{\partial v_z}{\partial z} = -Q_\Sigma, \quad (4)$$

$$\bar{m} \frac{\partial \bar{S}}{\partial \tau} + \bar{\alpha}_{TB}^* \bar{S} \frac{\partial P}{\partial \tau} + \frac{1}{r} \frac{\partial (r \bar{v}_{B,r})}{\partial r} + \frac{\partial \bar{v}_{B,z}}{\partial z} = \lambda Q_\Sigma, \quad \lambda = \begin{cases} f(S), & Q_\Sigma > 0, \\ \bar{f}(\bar{S}), & Q_\Sigma \leq 0, \end{cases}$$

$$m \frac{\partial S}{\partial \tau} + \alpha_{TB}^* S \frac{\partial P}{\partial \tau} + \frac{1}{r} \frac{\partial (r v_{B,r})}{\partial r} + \frac{\partial v_{B,z}}{\partial z} = -\lambda Q_\Sigma, \quad \bar{v}_{B,r} = \bar{f} \bar{v}_r; \quad v_{B,r} = f v_r;$$

$$\bar{v}_r = -\bar{K} \bar{K}^* \frac{\partial P}{\partial r}, \quad \bar{v}_z = -\bar{K} \bar{K}^* \left( \frac{\partial P}{\partial z} - \rho_{B-H} g \bar{f} \right), \quad \bar{\alpha}_T = \bar{\alpha}_{TB}^* \bar{S} + \bar{\alpha}_{TH}^* (1 - \bar{S}),$$

$$v_r = -K K^* \frac{\partial P}{\partial r}, \quad v_z = -K K^* \left( \frac{\partial P}{\partial z} - \rho_{B-H} g f \right), \quad \alpha_T = \alpha_{TB}^* S + \alpha_{TH}^* (1 - S);$$

б) на участках трехфазного течения в скважине при  $z > \Gamma_n^\kappa$ ,  $\kappa = 0, 1$ :

$$\begin{aligned} \frac{\partial(\rho_H \varphi_H)}{\partial \tau} + \frac{\partial(\rho_H \varphi_H w)}{\partial z} &= -J, & \frac{\partial(\rho_\Gamma \varphi_\Gamma)}{\partial \tau} + \frac{\partial(\rho_\Gamma \varphi_\Gamma w)}{\partial z} &= J, & (5) \\ \frac{\partial(\rho_B \varphi_B)}{\partial \tau} + \frac{\partial(\rho_B \varphi_B w)}{\partial z} &= 0, & J &= \frac{\rho_H \varphi_H}{1 - C_H F} \left[ \frac{\partial(C_H F)}{\partial \tau} + \bar{w}_H \frac{\partial(C_H F)}{\partial z} \right], \\ \frac{\partial G}{\partial \tau} + \frac{\partial}{\partial z}(G_H \bar{w}_H + G_\Gamma \bar{w}_\Gamma + G_B \bar{w}_B) &= -f_\kappa \left( \frac{\partial P}{\partial z} + \frac{2\tau_{cm}}{r_\kappa} - \rho g \right), \\ C_p^\varphi \frac{\partial T}{\partial \tau} + C_p^\beta w \frac{\partial T}{\partial z} &= T \left( \alpha_p^\varphi \frac{\partial P}{\partial \tau} + \alpha_p^\beta w \frac{\partial P}{\partial z} \right) - JL + Q_v + \frac{2(\tau_{ct} w - q_{ct})}{r_\kappa}; \end{aligned}$$

в) на участке трехфазного течения в каналах ЭЦН  $D_\vartheta = \{0 < \xi \leq \Gamma\}$ .

В уравнениях (4) двумерной двухфазной изотермической фильтрации параметры трещин обозначаются чертой сверху, блоков – без черты;  $Q_\Sigma$  – величина суммарного (нефть + вода) перетока между блоками и трещинами;  $K^* = K_B^*/\mu_B + K_H^*/\mu_H$ ;  $f = K_B^*/(\mu_B K^*)$ ;  $\bar{K}^* = \bar{K}_B^*/\mu_B + \bar{K}_H^*/\mu_H$ ;  $\bar{f} = \bar{K}_B^*/(\mu_B \bar{K}^*)$ ;  $\bar{v}_{B,z} = \bar{f} \bar{v}_z - K \rho_{B-H} \bar{\Psi} g$ ,  $\bar{\Psi} = \bar{f} \bar{K}_H^*/\mu_H$ ;  $v_{B,z} = f v_z - K \rho_{B-H} \Psi g$ ,  $\Psi = f K_H^*/\mu_H$ ;  $\rho_{B-H} = \rho_B - \rho_H$ ;  $\alpha_{Ti}^* = \alpha_{TC} + m \alpha_{Ti}$  и  $\bar{\alpha}_{Ti}^* = \bar{\alpha}_{TC} + \bar{m} \alpha_{Ti}$  – коэффициенты упругости блоков и трещин с  $i$ -ой фазой ( $i = H, B$ );  $\alpha_{TC}$  и  $\bar{\alpha}_{TC}$  – упругоэластичность пористой среды блоков и трещин соответственно;  $R_H$  – контур питания.

Процесс фильтрации рассматривается в плоскорадиальном слоисто-неоднородном пласте с подошвенной водой, образованном пористыми блоками небольшого размера, отделенными друг от друга трещинами. Уравнения (4) записаны с учетом влияния силы тяжести, а также сжимаемости фаз и пористой среды трещин и блоков. Предполагается, что в каждом из блоков происходит мгновенное выравнивание насыщенности. Кроме того, выполняется локальное равновесие по давлению в блоках и трещинах. Интенсивность массообмена между ними определяется в зависимости от направления суммарного перетока и обусловлена работой упругих сил. При вытекании двухфазной смеси из трещин в блоки переток  $Q_\Sigma$  определяется подвижностями воды и нефти в трещинах, а при фильтрации из блоков в трещины – подвижностями фаз в блоках. Относительные фазовые проницаемости  $K_i^*$  – степенные, а  $\bar{K}_i^*$  – линейные. Последнее обусловлено неустойчивым характером фильтрационного течения в трещинах из-за снижения роли капиллярных сил и значительной разницы вязкостей фаз.

Для расчета нестационарных течений в трубах скважины используются одномерные уравнения (5) дисперсных водонефтегазовых потоков. Процессы теплопереноса в каналах ЭЦН описываются квазистационарными уравнениями (3) в рамках допущения о мгновенности замещения воды трехфаз-

ной смесью без учета нестационарности происходящих при этом переходных процессов в силу их кратковременности.

Уравнения однофазных или двухфазных потоков в областях их движения в скважине и ЭЦН являются частными случаями (3), (5).

Отличительной особенностью задачи освоения скважины является влияние наземной СУ на переходные процессы. Так, при возникновении аварийных ситуаций она отключает ПЭД. После этого обратный клапан на выкиде ЭЦН перекрывает НКТ, и движение жидкостей происходит только в ОК и кольцевом затрубном пространстве (КЗП). При последующем повторном включении ПЭД движение в НКТ возобновляется. Кроме того, СУ может автоматически менять частоту колебаний электрического тока в сети установки, что влечет за собой изменение рабочих характеристик насоса и двигателя. Модель (3) – (5) учитывает также возможность регулировки эксплуатационных параметров системы за счет штуцирования на устье скважины. На границах различных областей задаются условия сопряжения их решений.

При исследовании переходных процессов, вообще говоря, вместо квазистационарных уравнений (3) следует использовать нестационарные. Постановка задачи замещения воды водонефтегазовой смесью в каналах многоступенчатого насосного узла выполнена в **разделе 1.4** на основе новой математической модели переходных процессов, построенной на основе общих балансовых соотношений. Соответствующая система дифференциальных уравнений в области  $0 < \varsigma \leq \Gamma$  с подвижной границей  $\Gamma$ , в которой ступени ЭЦН перекачивают трехфазную смесь, имеет вид:

$$\begin{aligned} \frac{\partial(\rho_{\text{H}}\varphi_{\text{H}})}{\partial\tau} + \frac{\partial(\rho_{\text{H}}\varphi_{\text{H}}w)}{\partial\varsigma} &= -J, & \frac{\partial(\rho_{\text{Г}}\varphi_{\text{Г}})}{\partial\tau} + \frac{\partial(\rho_{\text{Г}}\varphi_{\text{Г}}w)}{\partial\varsigma} &= J, & (6) \\ J &= \frac{\rho_{\text{H}}(1 - \varphi_{\text{Г}} - \varphi_{\text{В}})}{1 - C_{\text{H}}F} \left[ \frac{\partial(C_{\text{H}}F)}{\partial\tau} + w \frac{\partial(C_{\text{H}}F)}{\partial\varsigma} \right], & \frac{\partial(\rho_{\text{В}}\varphi_{\text{В}})}{\partial\tau} + \frac{\partial(\rho_{\text{В}}\varphi_{\text{В}}w)}{\partial\varsigma} &= 0, \\ l_c \frac{\partial P}{\partial\varsigma} &= g\rho H, & C_p^\varphi \left( \frac{\partial T}{\partial\tau} + w \frac{\partial T}{\partial\varsigma} \right) &= T\alpha_p^\varphi \left( \frac{\partial P}{\partial\tau} + w \frac{\partial P}{\partial\varsigma} \right) - JL + \frac{Q}{f_3} \frac{1 - \eta}{\eta} \frac{\partial P}{\partial\varsigma}, \end{aligned}$$

где  $0 < \varsigma \leq L_3$ ;  $L_3 = l_c \cdot M$  – длина пакета ступеней;  $l_c$  и  $f_3$  – длина и эффективное сечение проточной части отдельной ступени. Уравнения (6) обобщают квазистационарную модель (3).

В **разделе 1.5** приведены уравнения состояния фаз, формулы для расчета касательных напряжений, теплового потока на стенке скважины, процесса разгазирования нефти, скоростей фаз с учетом изменения структурных форм течения дисперсного потока и пр., необходимые для замыкания моделей потоков в скважине и ЭЦН.

Для пересчета параметров работы ступеней с воды на неоднородные среды в результате модификации полуэмпирических зависимостей П.Д. Ляпкина в **разделе 1.6** получены формулы, вычисления по которым, в отличие от оригинального метода, не требуют выполнения итераций.

**Раздел 1.7** содержит соотношения, связывающие основные параметры работы насоса и ПЭД, а также учитывающие уменьшение массы свободного газа на входе в первую ступень ЭЦН за счет его отвода газосепаратором в КЗП. Приведены уравнения для расчета температуры смеси на входе ГС и температуры ПЭД. Сформулированы граничные условия на входе ЭЦН.

**Вторая глава** посвящена численному моделированию установившихся и переходных процессов, а также описанию программного комплекса **OilRWP**, в котором реализованы соответствующие вычислительные алгоритмы, построенные с применением технологий параллельных вычислений.

В §§2.1.1 и 2.1.2 приведены консервативные разностные схемы, предложенные А.Н. Чекалиным, В.М. Коноховым для расчета фильтрации в осредненном по толщине пористом пласте и трещиновато-пористом коллекторе. В этих схемах для повышения порядка аппроксимации уравнений переноса насыщенности используется сетка, сдвинутая на полшага относительно сетки для давления. При аппроксимации суммарных потоков в законе Дарси используются поправочные коэффициенты, учитывающие логарифмический характер давления в окрестности скважины. Уравнение переноса водонасыщенности в пористой среде пластов обоих типов аппроксимируется против потока явной схемой типа «уголок», учитывающей конечность скорости движения фронта вытеснения. Для установления связи между среднеинтегральными по элементарной ячейке величинами насыщенности и ее значениями в узлах сетки используется дробно-линейная либо параболическая интерполяция соответственно для трещиновато-пористого коллектора и осредненного по толщине пласта. Поскольку в трещинах скорость фильтрации значительно выше, чем в блоках, то для решения уравнения переноса в трещинах используется неявная схема «уголок».

В осредненном по толщине пласте давление определяется из уравнения эллиптического, а в трещиновато-пористом – параболического типа. В §2.1.3 приведено описание двухшагового итерационного метода их решения. Обсуждаются вопросы модификации расчетных алгоритмов с использованием технологий параллельных вычислений с целью сокращения времени счета.

Системы уравнений течения нестационарных дисперсных трехфазных смесей в скважине и каналах ЭЦН имеют одинаковую структуру. В **разделах**

**2.2, 2.3** они преобразованы к виду уравнения переноса и аппроксимируются неявными разностными схемами «против потока». Полученные системы нелинейных алгебраических уравнений решаются методом простой итерации. Квазистационарные процессы в этих областях описываются системами обыкновенных дифференциальных уравнений I-го порядка, для решения которых применяются схемы Эйлера второго порядка точности.

В разделах **2.4, 2.5** приведены численные модели квазистационарных процессов в едином комплексе «пласт – система нагнетательных и добывающих скважин – УЭЦН» и переходных процессов в системе «пласт – одиночная добывающая скважина – УЭЦН», которые представляют собой совокупность соответствующих сопряженных разностных схем.

В обоих случаях для численного решения задач II-го типа применяются итерационные методы. На первом этапе итерационного алгоритма осуществляется расчет водонасыщенности и давления в пласте при заданных значениях давления на забое нагнетательных и добывающих скважин в задаче *A* (одиночной скважины и контуре питания в задаче *B*), а затем вычисляются величины их дебитов и обводненности. Ускорение решения фильтрационных задач достигается за счет параллельных вычислений элементов матриц систем линейных алгебраических уравнений большой размерности на внутреннем двухшаговом итерационном процессе расчета давления. После определения состава смеси на забое каждой добывающей скважины формируются условия сопряжения, и на втором этапе решаются задачи тепломассопереноса в скважинах и каналах УЭЦН.

При штуцировании добывающей скважины и заданном линейном давлении величина устьевого давления неизвестна, так как зависит от скорости и плотности смеси на устье, а также коэффициента местных сопротивлений штуцера. Решение общей задачи на внешнем итерационном процессе находится так, чтобы с заданной точностью удовлетворить нелинейному условию на устье скважины. Поскольку количество скважин может достигать нескольких сотен, а общее число узлов в каждой скважине и насосном узле – нескольких тысяч, то расчеты процессов в отдельных скважинах осуществляются одновременно в разных параллельных потоках, что позволяет сократить время счета пропорционально числу ядер центрального процессора компьютера.

**Раздел 2.6** содержит описание структуры и возможностей пакета программ **OilRWP**, в котором реализованы разработанные численные модели. Представлены фрагменты программных модулей, иллюстрирующие применение методов параллельных вычислений при расчете характеристик квази-

стационарных и переходных процессов на центральных процессорах и при выполнении операций, связанных с визуализацией результатов расчетов на дисплее, на графических со-процессорах.

В третьей главе дан анализ результатов многовариантных вычислительных экспериментов, выполненных с помощью пакета OilRWP.

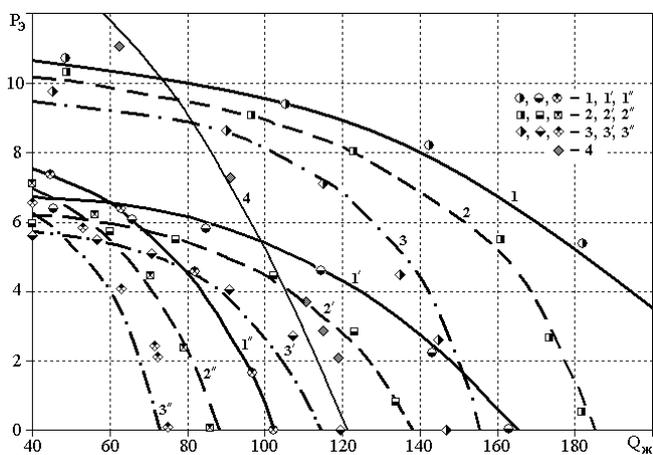


Рис. 1. Сравнение расчетных и экспериментальных характеристик работы насосов на газонефтяных смесях и водонефтяных эмульсиях. 1 – 3: ЭЦН6-160-1100, 1' – 3': ЭЦН5-130-600, 1'' – 3'': ЭЦН5-80-800, 4 – ЭЦН5-80-1200. Точки – эксперименты, линии – расчеты

(4 –  $P_{вх} \sim 10.5$  МПа,  $\varphi_{в,вх} = 33\%$ ,  $\varphi_{г,вх} = 0$ ), см. рис. 1. Аналогичное тестирование проведено для трехфазных водонефтегазовых смесей на экспериментах Холодняка А.Ю., Кошелева В.А., Кезя А.Н., Ростэ З.А. Показано, что расчетные характеристики насосов при работе на двух- и трехфазных смесях согласуются с опытными данными.

В §3.1.2 проведено сопоставление некоторых из этих расчетов с характеристиками, полученными с применением методики Саламатина А.Н., Конюхова В.М., в которой зависимости напора и КПД ступени в рабочем диапазоне  $0.6 \div 1.3$  относительных подач аппроксимируются полиномами второй и третьей степени в предположении постоянства потребляемой ею мощности. Показано, что для насосов с напорной характеристикой параболического типа в указанном диапазоне подач обе методики дают близкие результаты.

Параграф 3.1.3 содержит описание численно-аналитического метода решения задачи построения оптимальной «конической» сборки насосного узла, перекачивающего газожидкостную смесь, из ступеней различных типов с разными номинальными подачами. Показана возможность такой компоновки ЭЦН, в которой с уменьшением объемного расхода  $Q$  смеси вдоль ступеней

**Раздел 3.1** посвящен изучению работы электроцентробежных насосов. В § 3.1.1 выполнено сравнение рассчитанных по квазистационарной модели (3) интегральных характеристик разнотипных насосов, перекачивающих двухфазные газо- и водонефтяные смеси при различных значениях давления, водонасыщенности и газосодержания на входе ЭЦН, с известными промышленными данными Минигазимова М.Г., Шарипова М.Г., Минхайрова Ф.Л. (1, 2, 3 –  $P_{вх}=6, 4, 3$  МПа:  $\varphi_{г,вх} = 10, 25, 36\%$ ,  $\varphi_{в,вх}=0$ ), а также Игrevского В.И., Золова В.И.

все они работают в режиме, близком к оптимальному. При этом оптимальная подача  $Q_B^*$  каждой ступени по воде находится из нелинейного уравнения

$$\sqrt[3]{\omega} \left( 4.3 + A(Q_B^*)^{0.137} \right) (Q - Q_B^*) \cdot B + 150(\mu/\rho) \cdot (Q_B^*)^{0.62083} = 0, \quad (7)$$

в котором  $A = 0.816 \cdot w^{0.274}$ ;  $B = w^{-0.575}$ ;  $w = 193\omega(gH_{B,CP}^*)^{-0.75}$ ;  $\omega$  и  $\rho$ ,  $\mu$  – заданные значения частоты вращения вала ПЭД, плотности и эффективной вязкости смеси;  $H_{B,CP}^*$  – среднее значение напоров ступеней тех типоразмеров, которые предполагается использовать в конической сборке насосного узла.

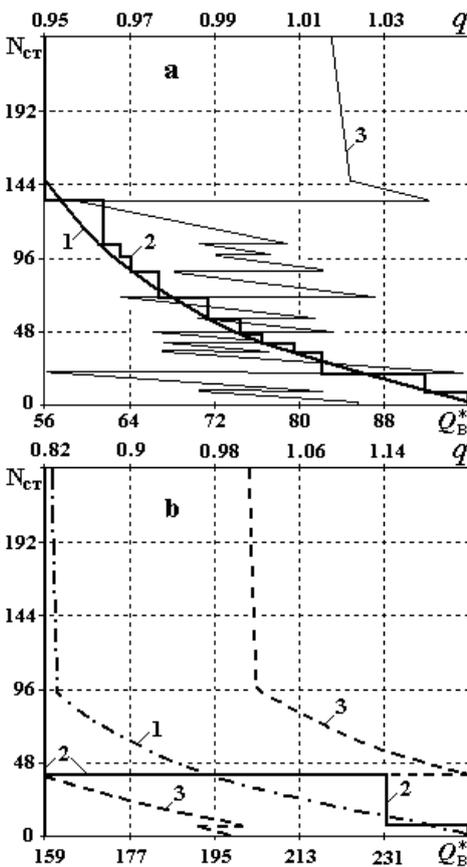


Рис. 2. Параметры работы конического ЭЦН на газожидкостной смеси

изменения подачи  $Q_{B,БД}^*$  составляет  $\sim 3 \text{ м}^3/\text{сут}$ . До точки полного растворения газа в ЭЦН при  $N_{ст} \approx 145$  количество ступеней каждого типа в оптимальной сборке примерно одинаково, см. рис. 2а. При  $N_{ст} > 145$  расход смеси практически постоянен, поэтому оптимальная подача  $Q_{B,БД}^*$  ступеней, перекачивающих слабосжимаемую водонефтяную эмульсию, не меняется. В варианте (b) расчетная сборка содержит только три пакета ступеней 400P18, 400P16, 400P12 фирмы CENTRILIFT с подачами  $Q_{B,БД}^* = 250, 233$  и  $159 \text{ м}^3/\text{сут}$ , т.к. высокопроизводительные насосы выпускаются заводами с достаточно большим шагом по подаче ( $H_{B,CP}^* = 5.5 \text{ м}$ ).

В качестве примера на рис. 2 приведены результаты решения задачи оптимизации насоса, содержащего 240 ступеней, при следующих условиях на его входе:  $P_{BХ} = 3.1 \text{ МПа}$ ,  $T_{BХ} = 40 \text{ }^\circ\text{C}$ ,  $\beta_{Г,БХ} = 30\%$ ;  $\beta_{B,БХ} = 5\%$ ,  $Q_{BХ} = 70 \text{ м}^3/\text{сут}$  (вариант а) и  $Q_{BХ} = 210 \text{ м}^3/\text{сут}$  (вариант b). Кривые 1 и 2 на рис. 2а иллюстрируют зависимости «теоретической» непрерывной и «реальной» дискретной подач  $Q_B^*$  и  $Q_{B,БД}^*$  от номера  $N_{ст}$  ступени, полученные соответственно из решения уравнения (7) при  $H_{B,CP}^* = 4.75 \text{ м}$  и в результате поиска в базе данных (БД) ступеней с наиболее близкими параметрами. В варианте (а) построенная расчетная коническая сборка ЭЦН оптимальной конструкции включает двенадцать пакетов ступеней различных марок от ЭЦНДИ5-80 с максимальной ( $96 \text{ м}^3/\text{сут}$ ) до ЭЦНД5-50 с минимальной ( $57 \text{ м}^3/\text{сут}$ ) подачей  $Q_{B,БД}^*$ . В этом случае спектр ступеней, выпускаемых заводами-изготовителями, достаточно плотен: шаг изменения

Графики 3 на рис. 2а, б изменения относительной подачи  $q = Q/Q^*$  смеси вдоль конических насосных узлов показывают, что в обоих вариантах все ступени работают в оптимальном режиме, при этом  $0.95 \leq q \leq 1.05$  в варианте (а) и  $0.82 \leq q \leq 1.22$  в варианте (б).

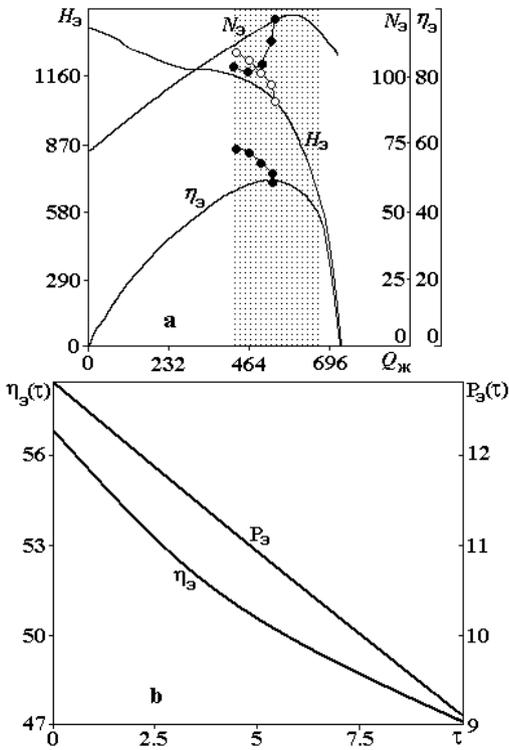


Рис. 3. Зависимости параметров работы ЭЦНМИК5А-600-1150 при замещении воды смесью от времени  $\tau$ . Точки – значения  $N_э$ ,  $H_э$ ,  $\eta_э$  при  $\tau = 0, 2.6, 4.5, 6.6, 9$  сек

§3.1.4 посвящен анализу переходных процессов в каналах ЭЦН, возникающих при замещении воды трехфазной смесью. Рассмотрены случаи неизменных и периодических условий на входе ЭЦН для давления, температуры и массовых расходов фаз. Рис. 3 демонстрирует изменение интегральных параметров работы насоса ЭЦНМИК5А-600-1150 при неизменных условиях. Точки на рис. 3а соответствуют значениям мощности  $N_э$ , кпд  $\eta_э$  и напора  $H_э$  насоса в различные моменты времени, когда часть ступеней со стороны входа уже перекачивает смесь, а оставшиеся ступени – воду. Графики зависимостей  $N_э$ ,  $H_э$ ,  $\eta_э$  от подачи  $Q_ж$  насоса по жидкости построены для стационарного режима его работы на водонефтегазовой смеси при тех же граничных условиях, что и в нестационарной задаче. Заштрихованной полосой показана область оптимальных подач  $0.7 \leq q \leq 1.3$  насоса.

По мере продвижения водонефтегазовой смеси вдоль ступеней ЭЦН рабочие точки постепенно приближаются к стационарным характеристикам. После завершения замещения воды смесью насос выходит именно на этот режим работы, см. рис. 3а. В течение переходного процесса приращение давления  $P_э$ , создаваемое насосом, снижается почти на 4 МПа, а его кпд  $\eta_э$  – более чем на 10 пунктов по сравнению с работой ЭЦН на воде, рис. 3б.

На основе анализа результатов многовариантных вычислительных экспериментов показано, что характерное время замещения воды смесью в ЭЦН составляет порядка 20 сек и определяется как конструктивными параметрами насоса, так и условиями на его приеме. Во время переходного процесса мощность на валу ПЭД непрерывно меняется, причем двигатель работает с повышенной нагрузкой. Это следует учитывать при задании уставок контроллера СУ при выводе скважины, оборудованной ЭЦН, на рабочий режим.

В разделе 3.2 изучены особенности квазистационарных режимов работы комплекса «пласт – система скважин – УЭЦН». §3.2.1 содержит оценки эффективности параллельных вычислений в пакете **OilRWP** на примере неоднородного по абсолютной проницаемости, пористости и толщине нефтяного месторождения, вскрытого рядной системой добывающих (51 шт.) и нагнетательных (15 шт.) скважин. Показано, что в зависимости от типа процессора и видеокарты время параллельного счета на центральных процессорах при решении задачи фильтрации сокращается в 2÷3 раза, процессов в системе скважин – пропорционально количеству процессоров, а визуализация двумерных характеристик пласта на дисплее при обработке данных на графических со-процессорах ускоряется в 4÷7 раз.

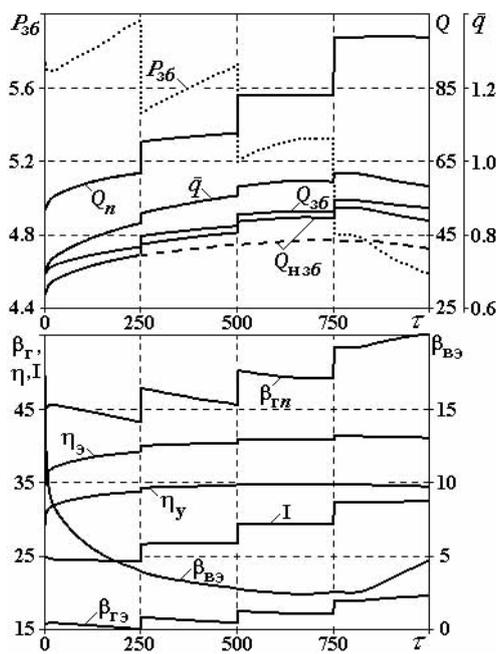


Рис. 4. Характеристики работы различных элементов механизированного подъемника с насосом, собранным из ступеней ЭЦНД5-45, при наличии газосепаратора

В §3.2.2 рассматриваются задачи регулировки текущих режимов работы добывающих скважин с УЭЦН за счет изменения частоты электрического тока при наличии ГС и при его отсутствии. Рис. 4 демонстрирует историю скважины, оборудованной насосом из 210 ступеней ЭЦНД5-45; коэффициент сепарации  $k_c$  равен 0.65. Изменение режима работы УЭЦН осуществляется за счет трехкратного увеличения частоты  $\omega$  тока на 100 об/мин от 2900 до 3200 об/мин в моменты времени 250, 500 и 750 сут. В этом примере с момента  $\tau=0$  сут происходит снижение обводненности  $\beta_{в,36}$  продукции скважины из-за подхода к ее забою целика нефти. Регулировка работы УЭЦН сопровождается ростом расходного газосодержания  $\beta_{г,п}$ ,  $\beta_{г,э}$  на приеме ГС и на входе ЭЦН в диапазонах 45 – 60% и 15 – 20% соответственно.

Изменение частоты  $\omega$  приводит к уменьшению забойного давления  $P_{36}$  и увеличению объемных дебитов  $Q_{36}$  и  $Q_{н,36}$  смеси и нефти (сплошные кривые на рис. 4а), а также росту среднеинтегральной подачи  $\bar{q}(\tau)$  от 0.75 до 0.95. В данном случае с ростом объемного расхода смеси на приеме ЭЦН рабочая точка насоса смещается вправо вдоль его характеристики к оптимальным значениям подачи, напора и кпд. При этом увеличение кпд  $\eta_y$  установки связано не только с ростом кпд  $\eta_э$  ЭЦН, но и с повышением кпд  $\eta_д$  ПЭД, обусловленным снижением эффективной вязкости водонефтегазовой смеси.

Для сравнения на рис. 4а пунктирной линией показан график расхода  $Q_{н,зб}$  нефтяной фазы при отсутствии частотного регулирования. Нетрудно видеть, что в результате изменения частоты тока в данной скважине дебит нефти возрос почти на  $10 \text{ м}^3/\text{сут}$  (в процентном отношении – примерно на 20%).

Как показал анализ результатов многовариантных расчетов, в зависимости от условий эксплуатации скважины с ГС эффект частотного воздействия может привести не только к росту ее суммарного дебита, но и нефтедобычи.

В §3.2.3 исследована другая ситуация, в которой на забое добывающей скважины из-за роста обводненности происходит снижение дебита наряду с увеличением забойного давления. Без внешнего воздействия на этот процесс рабочая точка ЭЦН могла бы сместиться за пределы допустимого диапазона подач с последующим отключением ПЭД контроллером наземной СУ. В данном случае была применена штуцерная регулировка, которая, конечно, не способствует росту нефтедобычи (с увеличением устьевого давления дебит скважины сокращается), но позволяет не только продолжить эксплуатацию скважины, но и вернуть установку в оптимальный режим работы.

В разделе 3.3 методом вычислительного эксперимента изучаются особенности переходных процессов при выводе системы «слоисто-неоднородный пласт – одиночная скважина – УЭЦН» на эксплуатационный режим.

В параграфе 3.3.1 рассмотрен случай, когда пласт имеет пористую структуру при таких значениях обводненности  $\theta$  дебита на забое скважины, когда несущей фазой в потоке является вода либо нефть. В §3.3.2 аналогичные процессы изучаются в трещиновато-пористом пласте со сформировавшимся конусом подошвенной воды, когда обводненность  $\theta = 56\%$  близка к ее критическому значению  $\beta_{в,кр}$ , при котором происходит инверсия фаз в потоке. Показано, что качественно этапы освоения скважин для пластов обеих структур имеют много общего. Сначала в течение *I*-го непродолжительного этапа ЭЦН работает с минимальными давлением  $P_э$  и КПД  $\eta_y = \eta_э\eta_д$  при максимальной подаче воды, откачиваемой из кольцевого затрубного пространства. Затем начинается *II*-й этап замещения воды пластовой продукцией в обсадной колонне. На этих этапах происходит повышение уровня воды в НКТ наряду со снижением динамического уровня  $h_д$  в КЗП, забойного давления  $P_{зб}$  и давления  $P_{пр}$  на приеме ЭЦН наряду с ростом притока  $Q_{зб}$  жидкости из пласта, см. рис. 5. При снижении давления  $P$  ниже давления  $P_н$  в обсадной колонне начинается выделение газа из нефти и формирование трехфазного водонефтегазового потока. До момента  $\tau_1 = 3$  часа подхода смеси к приему насоса все его ступени работают на воде, поступающей из КЗП и ОК.

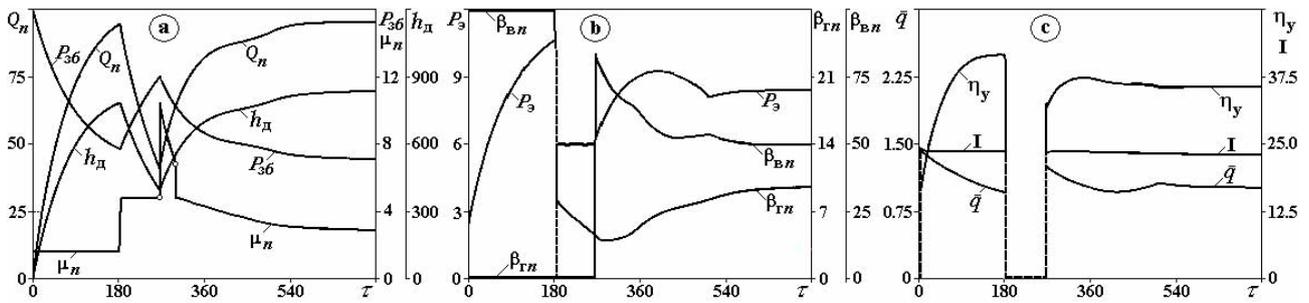


Рис. 5. Временные характеристики переходных процессов в системе «трещиновато-пористый пласт – скважина – ЭЦНД5–100–1030» при выводе на рабочий режим ( $\theta = 56\%$ )

С появлением эмульсии эффективная динамическая вязкость смеси, перекачиваемой ЭЦН, становится почти в три раза выше вязкости воды (см. график временной зависимости  $\mu_{\text{п}}(\tau)$  вязкости на приеме УЭЦН на рис. 5а): насос переходит в режим нулевой подачи и максимального напора при силе тока  $I$  холостого хода. Во избежание аварии станция управления отключает ПЭД и переводит всю систему в *стадию временного простоя*. К моменту ее завершения ( $\tau_2 = 250$  мин) давление  $P_{\text{пр}}$  поднимается до 10 МПа. До включения ПЭД несущей фазой в потоке остается маловязкая водянная фаза.

*III-й этап* – этап вытеснения жидкости глушения из НКТ с момента  $\tau_2$  до момента  $\tau_3 = 8.5$  часов подхода водонефтегазовой смеси к устью скважины. В данном примере вскоре после включения ПЭД из-за инверсии жидких фаз нефть становится несущей составляющей смеси, а ее эффективная вязкость  $\mu_{\text{п}}$  увеличивается в два раза. Значения  $\mu_{\text{п}}$  перед инверсией фаз показаны на рис. 5а точками. В дальнейшем с изменением состава эмульсии на приеме УЭЦН вязкость  $\mu_{\text{п}}$  постепенно снижается. При  $\beta_{\text{в,п}} > \beta_{\text{в,кр}}$  опять происходит инверсия фаз и непрерывной фазой становится вода. С увеличением давления в каналах ЭЦН происходит уменьшение содержания свободного газа вплоть до его полного растворения в нефти, поэтому на вход НКТ насос подает водонефтяную эмульсию. Ее водосодержание из-за дополнительного притока воды в насос из КЗП значительно выше, чем на забое.

*IV-й этап* – это стабилизация работы системы «пласт – добывающая скважина – УЭЦН» и ее выход на квазистационарный режим с оптимальными условиями эксплуатации насоса ( $\bar{q} \approx 1$ ) к моменту  $\tau_4 = 12$  час, см. рис. 5с.

В количественном отношении переходные процессы отличаются продолжительностью, числом стадий простоя, значениями частоты тока при регулировке режимов работы ПЭД и т.д., зависящими от конкретных условий эксплуатации механизированных подъемников.

Важно отметить, что характеристики системы после ее вывода на рабочий режим хорошо согласуются с соответствующими характеристиками, получен-

ными при решении квазистационарной задачи II-го типа при одном и том же значении устьевого давления и одинаковом распределении фаз в пласте. Это позволяет проводить предварительный экспресс-анализ существования такого режима с помощью программного комплекса **OilRWP**, а в противном случае – подобрать требуемое насосное оборудование, глубину его спуска в скважину, частоту напряжения ПЭД, при необходимости – установить штуцер на фонтанной арматуре и т.д.

В §3.3.3 даны оценки эффективности параллельных вычислений процесса фильтрации неньютоновской нефти в слоисто-неоднородных пористых и трещиновато-пористых пластах. Показано, что на центральных процессорах время счета в таких вычислениях сокращается почти в 2 раза. При этом одновременное воспроизведение результатов расчетов на дисплее с помощью графических со-процессоров ускоряется более чем в 6 раз.

В **заключении** приведены основные результаты и выводы диссертации.

### **Основные результаты диссертации, выносимые на защиту**

1. Сопряженная математическая модель эксплуатационных термогидродинамических процессов при движении водонефтяных и водонефтегазовых потоков в едином комплексе «нефтяной пласт – нагнетательные скважины и добывающие скважины, оборудованные УЭЦН».

2. Обобщенная математическая модель пусковых термогидродинамических процессов в системе «нефтяной пласт трещиновато-пористой структуры – добывающая скважина – УЭЦН», учитывающая нестационарный характер замещения воды в скважине и насосе трехфазной водонефтегазовой смесью.

3. Обобщенная макроконтинуальная модель переходных процессов тепломассопереноса с фазовыми переходами при замещении воды трехфазной водонефтегазовой смесью в каналах многоступенчатого центробежного электронасоса и модифицированная безытерационная процедура пересчета характеристик ступеней с воды на неоднородные среды. Численно-аналитическое решение задачи оптимальной компоновки насосного узла ступенями различной производительности, обеспечивающими их работу на газожидкостной смеси с максимальным КПД.

4. Модифицированные параллельные алгоритмы расчета процессов двумерной двухфазной фильтрации в нефтяных пластах различной структуры. Неявные разностные схемы и итерационные методы решения нелинейных нестационарных задач тепломассопереноса с неизвестными подвижными границами областей движения водонефтяных и водонефтегазовых пото-

ков в трубах скважины и каналах ЭЦН. Итерационный алгоритм расчета квазистационарных режимов работы единого комплекса «нефтяной пласт – система скважин – УЭЦН» на многопроцессорных ПЭВМ, предусматривающий одновременные параллельные многопоточные вычисления по отдельным скважинам и пласту.

5. Пакет программ **OilRWP**, предназначенный для расчета и оптимизации технологических режимов пуска и эксплуатации как единого комплекса «нефтяной пласт – нагнетательные скважины и добывающие скважины, оборудованные погружными насосными установками и наземными станциями управления», так и для компьютерного моделирования и численного исследования процессов в отдельных его элементах.

### Публикации по теме диссертации

*В рецензируемых журналах из списка, рекомендованного ВАК*

1. *Конюхов В.М., Конюхов И.В., Краснов С.В.* Математическое обеспечение программно-технического комплекса ИСКЕНДЕР // Вопросы атомной пауки и техники. Сер. Матем. моделирование физ. процессов. – 2012. – Вып. 3. – С. 34 – 44.

2. *Конюхов В.М., Конюхов И.В.* Численное моделирование нестационарных процессов тепломассопереноса при движении газоводонефтяной смеси в каналах центробежного электронасоса // Вопросы атомной пауки и техники. Сер. Матем. моделирование физ. процессов. – 2012. – Вып. 4. – С. 60 – 69.

3. *Конюхов В.М., Конюхов И.В., Чекалин А.Н.* Математическое моделирование и параллельные вычисления процессов тепломассопереноса при эксплуатации единого комплекса «нефтяной пласт – система скважин – электроцентробежные насосы» // Вестник Казанского технологического университета. – 2014. – Т.17, №10. – С. 195 – 203.

*Свидетельство о гос. регистрации программы для ЭВМ*

4. *Конюхов В.М., Конюхов И.В.* Программа расчета переходных процессов тепломассопереноса в каналах погружного центробежного электронасоса при замещении воды трехфазной водонефтегазовой смесью // РОСПАТЕНТ. Свид-во о гос. регистрации программы для ЭВМ № 2014613303 от 24.03.2014.

*В других изданиях*

5. *Конюхов В.М., Конюхов И.В., Краснов С.В.* Программно-технической комплекс ИСКЕНДЕР // Супервычисления и математическое моделирование. Тр. XIII Междунар. семинара (Саров, 3 – 7 октября 2011 г.) – Саров, 2012. – С. 284 – 294.

6. *Конюхов В.М., Конюхов И.В., Краснов С.В.* Численное моделирование переходных процессов тепломассопереноса при освоении скважины, оборудованной электроцентробежным насосом // Супервычисления и математическое моделирование. Тр. XIV Междунар. конф. (Саров, 1–5 октября 2012 г.) – Саров, 2013. – С. 353 – 362.

7. *Конюхов В.М., Конюхов И.В., Краснов С.В.* Моделирование и расчет в ПТК «Искендер» переходных процессов в системе «скважина – пласт – УЭЦН» при ее выводе на рабочий режим // Ашировские чтения: Сб. тр. Международ. научно-практ. конф. Том II. / Отв. редактор В.В.Живаева – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2014. – С. 17 – 26.

8. *Конюхов В.М., Конюхов И.В., Краснов С.Н.* Задача оптимизации конической сборки центробежного электронасоса при перекачке газожидкостной смеси // Супервычисления и математическое моделирование. Тр. XV Междунар. семинара (Саров, 13-17 октября 2014 г.) – Саров, 2014. – С. 260 – 268.

9. *Конюхов В.М., Конюхов И.В., Чекалин А.Н.* Параллельные вычисления при решении задач управления эксплуатационными режимами комплекса «нефтяной пласт – система скважин» // Там же. – С. 268 – 279.

10. *Конюхов В.М., Конюхов И.В., Чекалин А.Н.* Параллельные вычисления переходных процессов тепло-и массопереноса при пуске системы «добывающая скважина – погружной центробежный электронасос – трещиновато-пористый нефтяной пласт с подошвенной водой» // Междисциплинарные исследования в области математического моделирования и информатики. Материалы 6-й научно-практ. internet-конф. (Ульяновск, 14 – 15 мая 2015 г.) – Ульяновск: SIMJET, 2015. – С. 53 – 61.

11. *Конюхов В.М., Конюхов И.В.* Расчет характеристик работы центробежных электронасосов на газожидкостных смесях // Сб. научн. трудов по итогам междунар. научно-практ. конф. «Актуальные проблемы естественных и математических наук в России и за рубежом». – Новосибирск, 2015. – Вып. 2. – С. 17 – 19.

12. *Конюхов В.М., Конюхов И.В., Краснов С.В.* Расчет конической сборки электроцентробежного насоса при перекачке водонефтегазовых смесей // Путь науки. Междунар. научн. журнал. – Волгоград, 2015. – №2 (12). – С. 16–18.

13. *Конюхов И.В.* Процессы тепломассопереноса в электроцентробежном насосе при замещении воды трехфазной смесью // Итоговая научно-образовательная конф. студентов Казан. ун-та 2010 года: сб. тезисов. – Казань: Казан. ун-т, 2010. – С. 91.

14. *Конюхов И.В.* Конкретизация модели течения трехфазной смеси и анализ нестационарных тепловых процессов в электроцентробежном насосе // Итоговая научно-образовательная конф. студентов Казан. ун-та 2011 года: сб. тезисов. – Казань: Казан. ун-т, 2011. – С. 100 – 101.

15. *Конюхов И.В.* Численное моделирование процессов замещения воды трехфазной смесью в скважине при пуске электроцентробежного насоса // Итоговая научно-образовательная конф. студентов Казан. ун-та 2012 года: сб. тезисов. – Казань: Казан. ун-т, 2012. – Т. 1. – С. 111 – 112.

16. *Конюхов И.В.* Численное моделирование нестационарных процессов тепломассопереноса при пуске нефтяной добывающей скважины, оборудованной центробежным электронасосом // Тр. матем. центра им. Н.И. Лобачевского: материалы XII молодежной научн. шк.-конф. «Лобачевские чтения–2013» (Казань, 24–29 октября 2013 г.) – Казань: Казан. ун-т, 2013. – Т.47. – С.81–84.

17. *Конюхов И.В.* Численное моделирование нестационарных термогидродинамических процессов при пуске нефтяной добывающей насосной скважины, вскрывающей трещиновато-пористый пласт // Тр. математ. центра им. Н.И. Лобачевского: материалы XIII молодежной научн. школы-конф. «Лобачевские чтения – 2014» (Казань, 24 – 29 октября 2014). – Казань: Изд-во Казан. ун-та, 2014. – Т. 50. – С. 102 – 103.

18. *Конюхов И.В.* Расчет термогидродинамических характеристик и оптимальной конструкции электроцентробежного насоса при перекачке газожидкостных смесей в нефтяных скважинах [CD-ROM] // Сб. тезисов Всеросс. шк.-конф. студентов, аспирантов и молодых ученых «Материалы и технологии XXI века» – Казань: Изд-во КФУ, 2014. – С. 111.

---