

На правах рукописи

Говорков Денис Александрович

**Алгоритмы и программы решения обратных задач
гидродинамики скважины с погружным электронасосом**

05.13.18 – Математическое
моделирование, численные методы и
комплексы программ

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Тюмень – 2010

Работа выполнена на кафедре «Автоматизации и вычислительной техники» ГОУ ВПО Тюменский государственный нефтегазовый университет

Научный руководитель: кандидат технических наук, доцент
Соловьев Илья Георгиевич

Официальные оппоненты: доктор физико-математических наук,
профессор
Федоров Константин Михайлович
кандидат технических наук, доцент
Козодоев Леонид Васильевич

Ведущая организация: Тюменское отделение Сургутского
научно – исследовательского и
проектного института нефти (ТО
«СургутНИПИНефть»)

Защита состоится 28 октября 2010 г. в 13⁰⁰ часов на заседании диссертационного совета Д 212.274.14 при Тюменском государственном университете по адресу: 625003, г. Тюмень, ул. Перекопская, 15А., ауд. 410.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Тюменского государственного университета.

Автореферат разослан _____ сентября 2010 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета

Бутакова Н.Н.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы. Анализ современных научно-технических публикаций по нефтегазовым технологиям (SPE, JPSE, «Нефтяное Хозяйство» и др.) свидетельствует о масштабном распространении идей и методов «интеллектуализации» процессов нефтедобычи на скважинах и пластах на основе:

- разработки и применения алгоритмов автоматизированного регулирования в режиме реального времени,
- использования средств постоянного глубинного контроля и управления.

Новые модели и методы, а также соответствующие технологические решения получили название интеллектуальных скважин (Smart Wells). Ведущие организации в этой области: Schulmberger, Well Dynamics (Halliburton), BP, Baker Hughes и т.д. Создание технологий замкнутого управления предполагает применение адекватной модели скважинной системы, описывающей основные гидродинамические процессы.

Существующие подходы в области моделирования процессов в скважине можно разделить на две основные группы:

1. Модели и методы описания гидродинамики притоков для прискважинных зон, используемые в обратных задачах по оценке фильтрационно-емкостных параметров призабойных зон (ПЗ) скважин, т.н. задачи гидродинамических исследований (ГДИС). Традиционные методики ГДИС основаны на обработке формулы радиального притока упругой модели ПЗ пласта со строго стационарными краевыми условиями на пусках или остановах из равновесных состояний по данным глубинных измерений, что ограничивает их применимость в условиях нормальной эксплуатации.
2. Модели численного анализа гидравлики подъемников, включая напорные характеристики насосов, ориентированны на расчет равновесных режимов работы подъемника и плохо приспособленные для анализа переходных процессов.

Растущее число публикаций по развиваемым в настоящее время алгоритмам настройки постоянно-действующих геолого-технологических моделей по данным истории разработки свидетельствует, что указанная задача применительно к моделям фильтрационных полей также далека от завершения.

Решение задачи создания новых высокоэффективных технологий проектирования и эксплуатации скважин на основе применения систем и средств глубинного контроля и оперативного регулирования требуют разработки новых форм представления моделей гидродинамики скважинных систем, объединяющих процессы в пласте, скважине и насосе. Создание подобных схем по уровню детальности описания лимитируется двум обстоятельствами:

- доступностью контроля глубинных состояний скважиной системы
- возможностью решения обратной задачи по оценке параметров моделей на основе данных натуральных измерений процессов.

Решение указанной проблемы во многом связано с созданием объединенной гидродинамической модели «пласт – скважина – насос» и инструментов ее восстановления в режиме реального времени.

Цель исследования. Совершенствование механизмов (алгоритмов) решения обратных задачи по оцениванию гидродинамических характеристик скважины в условиях нормальной эксплуатации.

Основные задачи исследования.

1. Разработка структурно-упорядоченных форм представления гидродинамических моделей скважинной системы, ориентированных на задачи оперативного параметрического оценивания
2. Разработка алгоритмов и программ идентификации параметров скважины по данным натуральных наблюдений входо-выходных состояний в режиме нормальной эксплуатации
3. Анализ и обеспечение устойчивости результатов оценивания в условиях действия помех измерений

Объект и предмет исследования. Объект исследования – технологии нефтедобычи для скважины, оборудованной погружным электроцентробежным насосом с частотно-регулируемым приводом.

Предмет исследования – математические модели гидродинамики системы «пласт – скважина – насос» и алгоритмы устойчивого оценивания параметров модели по данным текущего контроля состояния системы.

На защиту выносятся следующие положения:

1. Алгоритмы оценивания гидродинамических характеристик математических моделей скважинных систем, приведенных к кусочно-линейному виду, включая

параметры пласта:

- среднезональное пластовое давление,
- гидропроводности зональных переходов «пласт – призабойная зона» «призабойная зона – забой», в условиях линейного притока,
- параметр гидроупругого объема призабойной зоны коллектора,

параметры подъемника:

- коэффициенты уравнения напорной характеристики насоса,
- параметры сопротивлений гидравлического тракта «насос – НКТ¹» во включенном и выключенном состояниях системы,

на основе метода наименьших квадратов (МНК).

2. Методы повышения устойчивости оценок параметров моделей, за счет:

- развития приемов локальной непараметрической аппроксимации в задачах фильтрации помех измерений,
- интегро-дифференциальных преобразований модели притока в схеме итеративного последовательного оценивания параметров насоса и призабойной зоны пласта
- отдельной идентификации разнотемповых процессов, характерных для скважин с гидроразрывом пласта (ГРП) по схеме последовательных приближений

¹ НКТ – насосно-компрессорная труба

Достоверность результатов исследований подтверждается логикой математических выводов алгоритмов оценивания, использованием фундаментальных законов упругой фильтрации, законов сохранения объемов и масс, сходимостью процессов вычислительного анализа с данными протоколов испытаний скважин на «Приобском» месторождении и опытной скважины на месторождении «Комсомольское» ООО «РН–Пурнефтегаз», результатами тестирования устойчивости оценок по серии многократных вычислительных экспериментов.

Научная новизна работы.

1. Разработаны структурно-упорядоченные формы представления математических моделей скважинной системы на основе дополнения базовой модели вертикальной скважины с линейным притоком новыми связями:

- нелинейной индикаторной характеристикой притока,
- обратным перетоком жидкости из НКТ,
- факторами разгазирования жидкости в подъемнике,

а также методы преобразования обновленных моделей к линейно-параметрическому (регрессионному) виду.

2. Разработаны методы конструирования алгоритмов идентификации и правила обеспечения устойчивости оценок параметров моделей скважин, отличающиеся от типовых решений ГДИС, фактом контроля состояния системы в реальном времени, включая пуско-остановочные и частотно-регулируемые режимы эксплуатации

Практическая значимость работы. Разработанные теоретические положения, численные схемы и алгоритмы предназначены для совершенствования методов расчета и эксплуатации скважин, оборудованных электронасосами, за счет оперативной диагностики функциональности погружного оборудования с контролем выхода в нерезжимные состояния работы, сопровождения и прогнозирования дрейфа гидродинамических характеристик прискважинной зоны коллектора,

необходимых для проведения адекватных геолого-технологических мероприятий в задачах управления разработкой участка.

Апробация работы. Результаты исследования докладывались на следующих всероссийских конференциях: «Вторая Российская мультikonференция по проблемам управления» (УИТ - 2008 г.С-Петербург), «Нефть и Газ Западной Сибири», (г. Тюмень – 2007, 2009), «Состояние, тенденция и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири» (г. Тюмень СЗС – 2008, 2009), итоговой конференции аспирантов Института нефти и газа ТюмГНГУ (Тюмень - 2009); обсуждались на научных семинарах НИИ СУАТ ТГНГУ; получили положительную оценку на НТС ООО «РН–Пурнефтегаз» в феврале 2010г.

Публикации. По теме диссертации опубликовано тринадцать печатных работ, в числе которых пять в журналах рекомендованных ВАК.

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, четырех разделов, заключения, списка использованных источников, включающего 112 наименований и 2-х приложений. Работа изложена на 163 страницах машинописного текста, содержит 54 рисунков и 20 таблиц

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность, сформулированы цели и задачи исследований, определена научная новизна и практическая значимость результатов данной работы.

Первый раздел посвящен анализу существующих направлений по комплексному моделированию процессов нефтедобычи на скважинах с погружным электронасосом.

Современные тенденции информатизации и интеллектуализации технологий нефтедобычи создают реальные предпосылки к реализации алгоритмов оптимальной разработки нефтяных месторождений. В условиях применения новейших информационных технологий контроля и управления процессами эксплуатации скважинных систем, основной задачей становится разработка адекватных моделей объектов управления

(скважин с УЭЦН). Решение этой задачи связано с объединением различных направления исследований, включая:

- теорию фильтрации и подземной гидромеханики, рассматриваемую в работах И.А. Чарного, В.Н. Щелкачева, и развиваемую в трудах Тюменских ученых: А.П. Телкова, М.Л. Карнаухова, К.М. Федорова, А.К. Ягофарова.
- методические основы подбора оборудования, проектирования и управления скважинных систем (А.А. Богданов, П.Д. Ляпков, И.Т. Мищенко, Ш.К. Гиматудинов, И.М. Муравьев),
- теорию и методы решения обратных задач для гидродинамических моделей скважин и пластов (С.Н. Бузинов, И.Д. Умрихин, Л.Г. Кульпин, Г.И. Барренблатт).

Подходы к обоснованию данной концепции представлены в работах В.И. Грайфера, В.В. Кульчицкого, С.Н. Закирова, А.Х. Мирзаджанадзе, И.Г. Соловьева, D.Davies (Herriot-Watt University), W.S. Going (SPE). Использование скважинных систем в качестве исполнительного звена в структуре оптимальной разработки месторождений предполагает:

- разработку математических моделей объединенного анализа гидродинамики переходных режимов в пласте, подъемнике скважины и насосе
- создание адекватных методов и алгоритмов оценивания параметров математических моделей по данным натуральных наблюдений в условиях нормальной эксплуатации.

В данной работе представлен один из вариантов конструирования подобного рода моделей и методов их оценивания на основе системных положений теории идентификации, рассмотренных в работах В.Я. Катковника, Я.З. Цыпкина, А.А. Первозванского, В.Н.Фомина, В.А.Терехова.

Второй раздел посвящен разработке системно-упорядоченных форм представления гидродинамических моделей скважинной системы характеризующихся:

- совместным учетом динамики взаимодействия процессов в пласте, скважине и насосе,
- осредненным описанием пространственно-распределенных состояний системы,
- переходом к кусочно-линейным аппроксимациям изначально нелинейных характеристик насоса и притока, что связано с реализацией алгоритма решения обратных задач.

Известные подходы в ГДИС не ориентированы на применение в режиме нормальной эксплуатации. Разрабатываемые подходы на основе объединенных гидродинамических моделях «пласт – скважина – насос», напротив, воспроизводят динамику поведения системы в нормальных производственных условиях (в т.ч. пусковые режимы с частотной регулировкой насоса) и направлены на решение обратных задач.

В основе методики построения лежит математическая модель гидродинамики вертикальной скважины с электронасосом, структурная схема которой представлена на рисунке 1а, где введены следующие обозначения:

- конструкция скважины: H_z – глубина забоя, H_H – глубина подвески насоса, $S_{НКТ}$ – площадь НКТ, S_0 – площадь кольцевого сечения обсадной колонны, p_L – квазипостоянное давление в линии.
- пласт и ПЗ: $p_2(t)$ – среднее давление в ПЗ, $p_{пл}$ – среднепластовое давление, w_1, w_2 – коэффициенты гидропроводности зональных переходов «ПЗ – забой» и «пласт – ПЗ», τ_2 – коэффициент гидроупругого объема пласта;
- подъемник скважины: $p_1(t)$ – давление в забое, $q_1(t)$ – приток жидкости из забоя, $p_3(t)$ – давление у приема насоса, $p_4(t)$ – давление газовой фазы в верхней части затрубного пространства, $h_4(t)$ – динамическая высота столба жидкости в затрубном пространстве, $p_5(t)$ – давление на выходе насоса, $p_8(t)$ – давление в НКТ перед устьевым штуцером, $q(t)$ – дебит насоса.

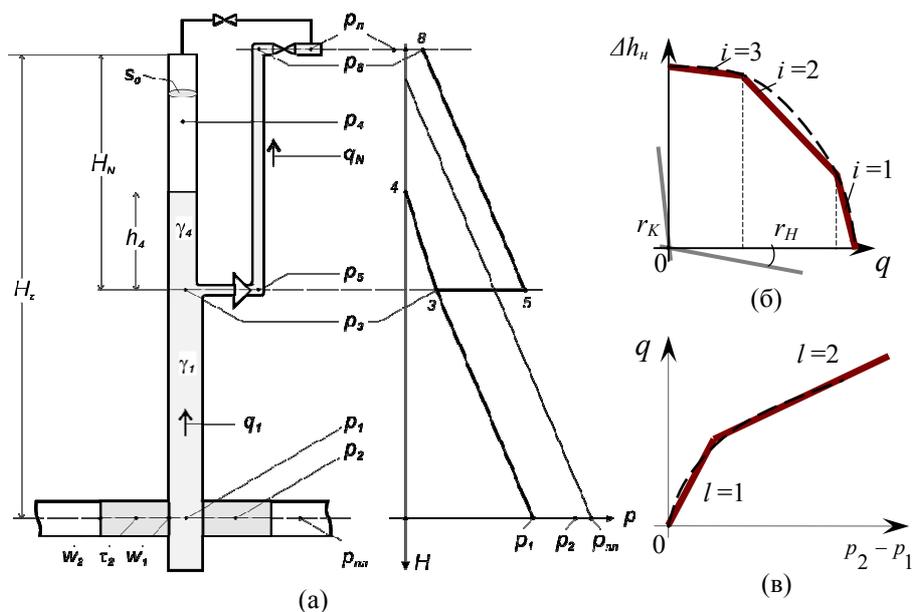


Рисунок 1. Структурная схема и профиль давления в скважине с УЭЦН, графики аппроксимации напорной характеристики насоса и индикаторной характеристики притока

Система уравнений гидродинамики скважины:

$$\begin{cases} \tau_2 \frac{dp_2(t)}{dt} = q_2(t) - q_1(t) \\ S_0 \frac{dh_4(t)}{dt} = q_1(t) - q(t) \end{cases} \quad (1)$$

включает уравнение динамики среднего давления в призабойной зоне в зависимости от объемных расходов притока: $q_2(t) = w_2 \cdot (p_{пл} - p_2(t))$ и оттока: $q_1(t) = w_1(p_2(t) - p_1(t))$ в зону. Уравнение динамики объемного баланса жидкости в затрубном пространстве, устанавливает взаимосвязь объемного расход притока в забой $q_1(t)$ и производительности насоса $q(t)$, с учетом гидростатических зависимостей давлений и столбов жидкости в подъемнике: $p_1(t) = p_4(t) + \gamma_4 \cdot h_4(t) + \gamma_1 \cdot \Delta H$, справедливых в условиях следующих допущений:

- линеаризации нелинейных эффектов, связанных с проявлением газового фактора и гидросопротивлением потоку жидкости в трубах,
- квазипостоянства удельных весов жидкости в выделенных секторах скважины: γ_1 - «насос – забой», γ_4 - устье – насос ЗТ», γ_N - «устье – насос

НКТ». Гидростатическая модель насоса, представленная в виде кусочно-линейной аппроксимации его напорной характеристики (рисунок 1б): $\Delta h_H(t) = v_w(t)^2 \lambda_0(i) - v_w(t) \lambda_1(i) q(t)$, ($\Delta h_H(t)$ – напор насоса) с учетом частотной регулировки: $v_w(t)$ и линеаризованного представления модели устьевого штуцера: $p_L(t) - p_8(t) = \gamma_N \cdot r_{ш} q(t)$, с коэффициентом гидросопротивления $r_{ш}$, позволяет строить зависимость для объемного расхода подъемника:

$$q(t) = \frac{u(t)}{v_w(t)[\lambda_1] + r_{ш}} \left(v_w(t)^2 [\lambda_0] - H_H + \frac{p_4(t) + \gamma_4 h_4(t) - p_L}{\gamma_N} \right), \quad (2)$$

где $u(t)$ – индикатор включенного ($u(t)=1$) и выключенного ($u(t)=0$) состояний системы.

Объединенная система уравнений (1) – (2) описывает гидродинамику скважины с УЭЦН. Внесенные структурные доуточнения модели связаны с учетом следующих факторов:

1. Нелинейности индикаторной характеристики притока, обуславливающей разнотемповость динамики давлений в забое и в призабойной зоне, что вводится кусочно-линейной моделью вида: $q_1(t) = w_0(l) + w_1(l) \cdot (p_2(t) - p_1(t))$ (рисунок 1в).

2. Наличие перетоков жидкости из НКТ, что учитывается введением параметров гидросопротивлений выключенного насоса восходящему – r_H и нисходящему – r_K потоку жидкости (см. рисунок 1б) и соответствующим уравнением динамики уровня в НКТ:

$$S_{НКТ} \frac{dh_{НКТ}(t)}{dt} = -1_H(t) q(t), \quad 1_H(t) = \begin{cases} 1, & \text{при } h_{НКТ}(t) = 0 \cap q(t) > 0 \\ 0, & \text{при } h_{НКТ}(t) > 0 \cup (h_{НКТ}(t) = 0 \cap q(t) \leq 0) \end{cases}$$

3. Разгазирования жидкости и связанных с этим эффектов изменения плотностей газожидкостной смеси (ГЖС) в подъемнике, что учитываются введением эквивалентных газовых пустот в обозначенных секторах скважины: $h_r(i, k) = v_i \cdot \Delta h(i) \cdot \varphi(\alpha_r, q_r(i, k))$, зависящих от величины преодолеваемого газом столба жидкости – $\Delta h(i)$ и притока газа в сектор – $q_r(i, k) = m_r(i, k) / (\mu \cdot p(i, k))$.

Проведенный вычислительный эксперимент по построению переходных процессов обновленных моделей скважины (рисунок 2), показал, что наличие разнотемповости динамики притока или перетоков жидкости в НКТ искажает динамику процессов в системе (пунктирные линии на рис. 2) по сравнению с базовой моделью скважины (сплошные линии на рис. 2). Следовательно, действие осложняющих факторов необходимо учитывать при решении обратных задач ГДИС.

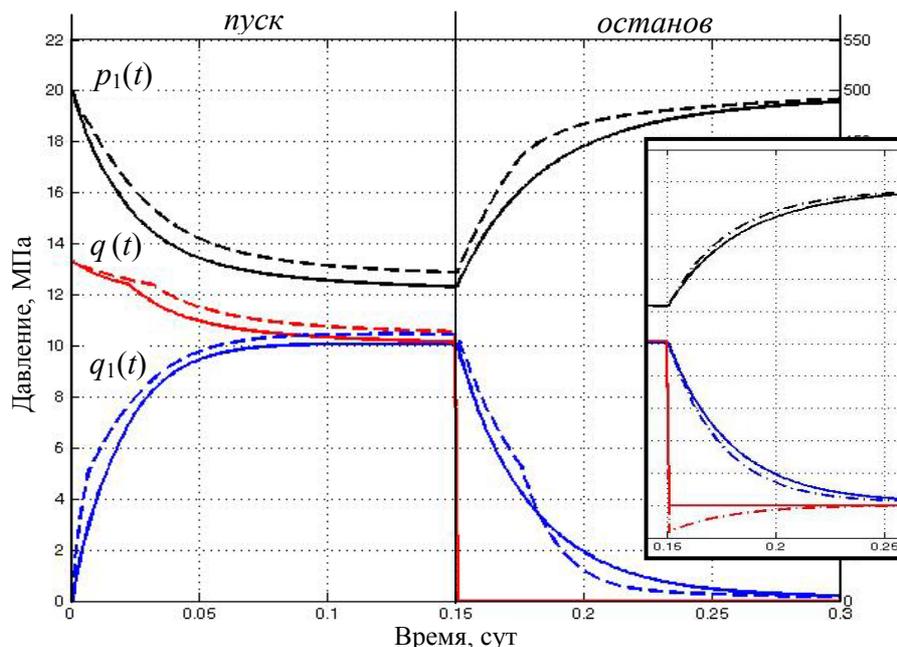


Рисунок 2. Графики переходных процессов базовой модели скважины и модели с нелинейным притоком; отдельно вынесен фрагмент сравнения переходных процессов базовой модели и модели с перетоками в НКТ

Третий раздел посвящен разработке методов конструирования алгоритмов параметрического оценивания гидродинамических характеристик математических моделей скважинных систем на основе системных положений МНК. В условиях приведения модели системы к линейно-регрессионному виду (ЛРВ):

$$y(t) = \mathbf{c}^T \cdot \mathbf{v}(t) \quad (3)$$

где $\mathbf{c}^T = [c_0 \ c_1 \ \dots \ c_m]$ – вектор постоянных параметров, $\mathbf{v}(t) = [v_1(t) \ v_2(t) \ \dots \ v_m(t)]^T$ – вектор регрессионных переменных, решающее правило идентификации будет формироваться согласно выражению:

$$\hat{\mathbf{c}} = \left(\sum_{k=1}^{m_1} \mu(k) \mathbf{v}(k)^T \mathbf{v}(k) \right)^{-1} \sum_{k=1}^{m_1} \mu(k) \mathbf{v}(k)^T y(k), \text{ где } \mu(k) \text{ – весовые (доверительные)}$$

коэффициенты. Использование схем МНК – идентификации при построении алгоритмов оценивания гидродинамики скважинной системы предполагает учет особенностей, связанных с точностью и устойчивостью генерируемых оценок $\hat{\mathbf{c}}$, а именно:

– приведение математической модели объекта, в частности, модели скважины (1), к линейно-регрессионному виду (3) неоднозначно, т.к. видоизменяет структуру данных: регрессионные переменные $\mathbf{v}(t)$ и вектор параметров $\hat{\mathbf{c}}$ в общем случае нелинейно зависят от измеряемых входо/выходных состояний и известных параметров системы

– обеспечением необходимого уровня информативности и полноты контролируемых данных, соответствующего заданной сложности модели (размерности вектора параметров): преимущественное использование информации о переходных режимах, измеренных на устье скважины в режиме нормальной эксплуатации – $I = \langle u(k), v_w(k), h_4(k), p_4(k), p_8(k), u(k), k \in N \rangle$ и возможное использование «редких» измерений дебита насоса – $I_q = \langle q(k_j), k_j \in N_j \rangle$.

С учетом данных особенностей, в работе были реализованы следующие формы представления модели скважины в линейно-регрессионном виде при решении задачи идентификации параметров модели притока: $[p_{пл} \quad [w_1] \quad [w_0] \quad w_2 \quad \tau_2]$:

– дифференциальная форма модели притока:

$$p_3(k) = [\mathbf{c}_{пл}]^T \mathbf{v}_{пл}(k), \quad \begin{cases} [\mathbf{c}_{пл}]^T = [p_{пл}(3) \quad T_2 \quad [r_1] + r_2 \quad r_1 T_2], \\ \mathbf{v}_{пл}(k)^T = [1 \quad -Dp_3(k) \quad -q_1(k) \quad -Dq_1(k)]. \end{cases} \quad (4)$$

где, $[p_{пл}(3)] = p_{пл} - \gamma_1 \Delta H + \frac{[w_0]}{[w_1]}$, $T_2 = \frac{\tau_2}{w_2}$; $[r_1] = \frac{1}{[w_1]}$, $r_2 = \frac{1}{w_2}$ – параметры фильтрационных сопротивлений переходов «ПЗ – забой» и «пласт – ПЗ».

В условиях численного восстановления производной второго порядка от измеряемой величины $h_4(k)$ (при формировании регрессионной

переменной $Dq_1(k)$ с учетом зависимости $S_0q_1(k) = Dh_4(k) + q(k)$, устойчивость результатов решения обратных задач существенно снижается, особенно при действии помехи измерений. Снижение порядка старшей производной возможно с использованием интегро-дифференциальной формы преобразования модели притока, соответствующая ей форма записи в линейно-регрессионном виде имеет следующее представление:

– *интегральная форма модели притока:*

$$p_3(k) = [\mathbf{c}_{III}]^T \mathbf{v}_{III}(k), \quad \begin{cases} [\mathbf{c}_{III}(j)]^T = \left[[p_{III}(3)] \quad [r_1] \quad r_2 \quad r_2 \frac{\Delta T(j)}{T_2(j)} \right], \\ \mathbf{v}_{III}(j, k)^T = \left[1 \quad -q_1(k) \quad -q_T(j, k) \quad q_{TT}(j, k) - q_T(j, k) \right] \end{cases}, \quad (5)$$

где $T_2(j)$ – итеративно настраиваемая оценка параметра $T_2(j)$, $q_T(j, k)$, $q_{TT}(j, k)$ – настраиваемые интегральные фильтры.

При решении задачи идентификации параметров насоса: $[[\lambda_0] \quad [\lambda_1] \quad r_K \quad r_H]$, модель насоса (2) преобразуется к следующему линейно-регрессионному виду:

$$q(k) = [\mathbf{c}_H]^T \mathbf{v}_H(k) = \begin{cases} [\mathbf{c}_H]^T = [[\lambda_5] \quad [\lambda_6]], \\ \mathbf{v}_H(k)^T = \left[1 \quad h_{HKT}(k) + \frac{p_4(k) + \gamma_4 h_4(k) - p_8(k)}{\gamma_N} \right]. \end{cases} \quad (6)$$

где $[\lambda_5] = [\lambda_6] \cdot (u v_w^2 [\lambda_0] - H_H)$, $[\lambda_6] = \frac{1}{u v_w [\lambda_1] + (1 - u) \cdot [r_*]}$, $r_* = \begin{cases} r_K, & \text{при } q(k) \geq 0 \\ r_H, & \text{иначе} \end{cases}$

Приведение моделей притока и насоса к линейно-регрессионному виду в схеме МНК – идентификации обуславливает необходимость в учете интервалов постоянства кусочных параметров аппроксимации моделей на анализируемых периодах измерений, как это представлено на рисунке 3а. На каждом из интервалов $K_i, i \in \{1;6\}$, векторы линейно-регрессионных моделей $[\mathbf{c}_{III}]$ и $[\mathbf{c}_H]$ принимают различные значения, при этом отдельные параметры (в частности – r_2 , $T_2(j)$) постоянны на некоторых или всех интервалах. Решение задачи идентификации по схеме МНК на каждом из выделенных интервалов постоянства малоэффективно, т.к. результаты

оценки одних и тех же параметров на разных периодах могут существенным образом отличаться между собой.

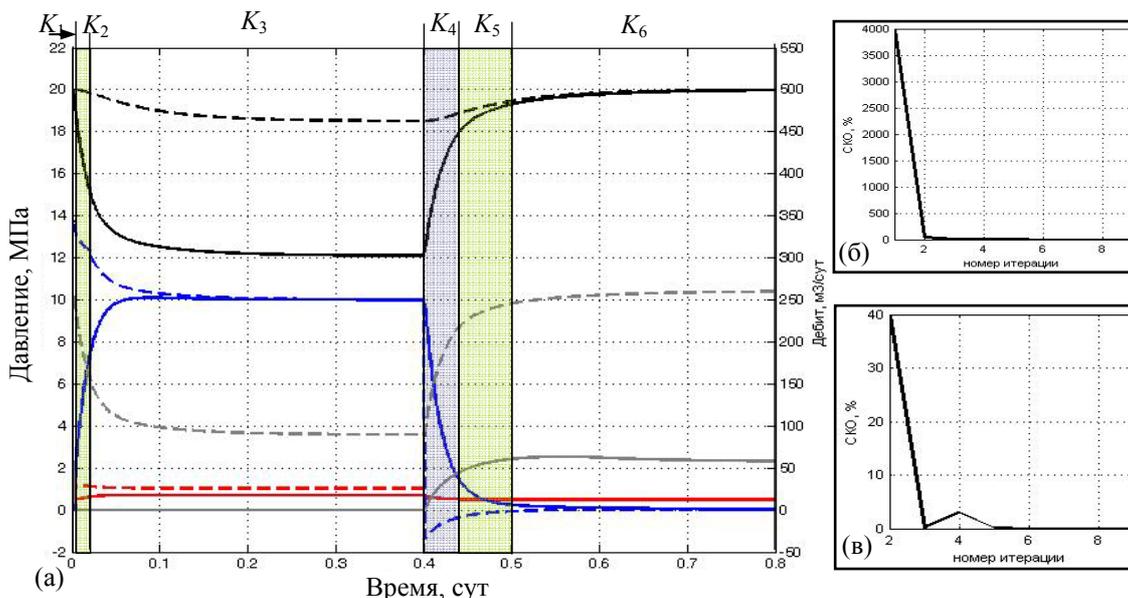


Рисунок 3. Графики переходных режимов модели скважинной системы с выделенными интервалами постоянства параметров, графики сходимости оценок схемы объединенной идентификации

Для улучшения качества оценивания была разработана схема совместной идентификации полного вектора параметров модели скважины:

$$[c_c] = \begin{bmatrix} [w'_0] & [r_1] & [r_1] \cdot [\lambda_6] & r_2 & r_2 & \frac{\Delta T(j)}{T_2(j)} \end{bmatrix}, \quad [w'_0] = p_{III} - \gamma_1 \Delta H + [r_1] \cdot ([w_0] - [\lambda_5])$$

по всей выборке измерений $\forall K_i, i \in \{1;6\}$ на основе объединенного критерия МНК вида:

$$J = \sum_{i=1}^6 \frac{1}{K_i} \sum_{\forall k \in K_i} (p_3(k) - c_c(i) v_c(k)^T)^2 \quad (7)$$

где $v_c(k) = [1 \quad -q_1(k) \quad -h_H(k) \quad -q_T(j,k) \quad q_{TT}(j,k) - q_T(j,k)]^T$. Реализация схемы идентификации на основе правила (7) позволяет решать задачу оценивания модели системы с учетом неизменных групп параметров на общих интервалах их постоянства (в частности – r_2 и $T_2(j)$ определяются на полном интервале $K_1 - K_6$). Необходимость в восстановлении сигналов притока в забой $q_1(k)$ и интегральных фильтров $q_T(j,k)$, $q_{TT}(j,k)$ по данным оценок параметров моделей насоса: $[[\lambda_0] \quad [\lambda_1] \quad r_K \quad r_H]$ и пласта: $T_2(j)$

обуславливает переход к схеме итеративной настройки объединенного алгоритма идентификации. Численный анализ подтвердил сходимость оценок модели скважины (по среднеквадратическому отклонению) для данной схемы в условиях наличия существенного отклонения в начальном оценивании итеративных параметров (рисунки 3б, 3в).

Дальнейшее развитие алгоритмов идентификации моделей скважинной системы связано с повышением устойчивости результатов оценивания в условиях действия помехи измерений на основе следующих подходов:

1. Применения схемы отдельной последовательной идентификации модели скважины, реализованной согласно следующему алгоритму:

- первичная оценка модели насоса по схеме (7) (возможно по данным редких измерений дебита, с использованием синхронизированных таблиц данных I, I_q)

- восстановление сигнала притока в забой на пуске и оценка модели пласта на всем интервале переходных процессов по схеме (6),

- идентификация параметра гидросопротивления насоса в выключенном состоянии по наблюдателю дебита жидкости в НКТ.

2. Фильтрации сигналов измерений, содержащих помеху, на основе приемов локальной непараметрической аппроксимации:

$$y(k) = \sum_{i=0}^r \hat{a}_i(0) \tau^i, \tau \in [-\Delta t \cdot l, \Delta t \cdot l], \hat{\alpha}(k) = \arg \min \sum_{i=-l}^l \lambda(i) (y(k+i) - \hat{\alpha}(k)^T \varphi(k+i))^2$$

основанных на восстановлении исходного сигнала в точке измерений k по данным аппроксимации зашумленных процессов $y(k+i)$ полиномом r -го порядка в окрестностях $i \in [-l, l]$ точки k , при этом коэффициенты полинома $\hat{\alpha}(k)$ определяются по методу наименьших квадратов. Особенности данной технологии является возможность аналитического восстановления производной фильтруемого сигнала и гибкая настройка параметров фильтров (параметры l, r , вид весовой функции $\lambda(i)$).

3. Применения специальных схем идентификации моделей с разнотемповой динамикой процессов, что актуально при решении обратных задач по оценке гидродинамических характеристик скважин с ГРП, для которых характерно быстрое изменение давления в забое и относительно медленное изменение давления в призабойной зоне.

Для проверки эффективности представленных решений, было проведено моделирование переходных процессов в скважине на режиме остановки, характеризующейся разнотемповой динамикой притока. В сигналы измерений динамического уровня жидкости – $h(k)$ и давления газовой фазы в ЗТ – $p_4(k)$, была введена помеха типа белый шум (некоррелированная, с нулевым средним) варьируемой интенсивности – ξ (в процентах от диапазона вариации) (см. рисунок 4а, при $\xi = 10\%$).

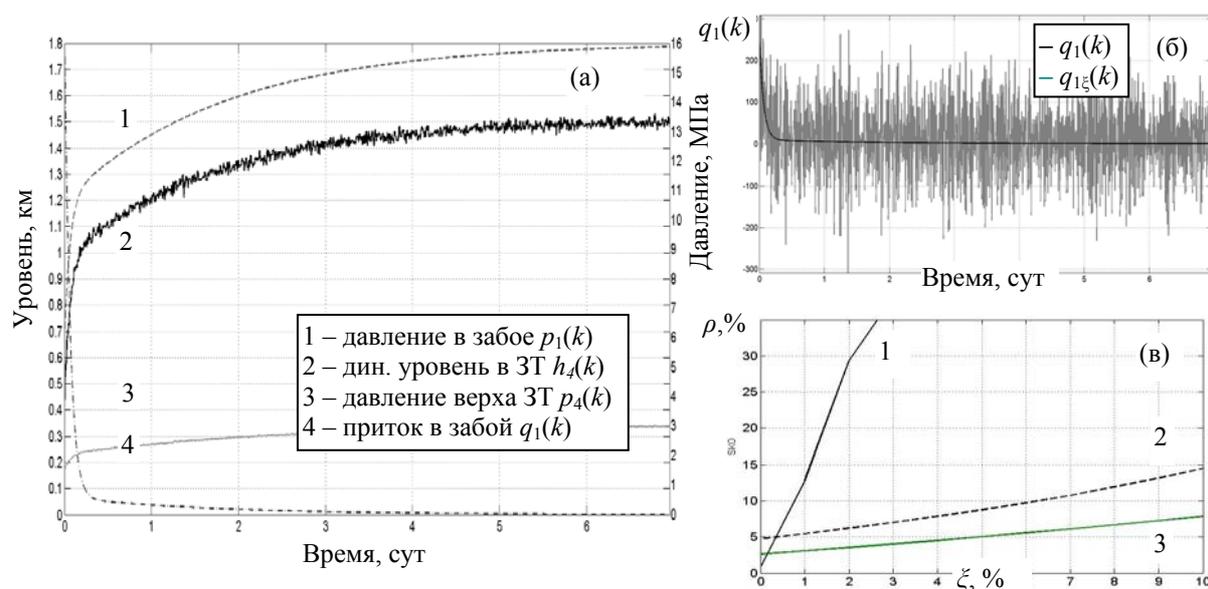


Рисунок 4. Графики «зашумленных» переходных процессов модели скважины на периоде останова, график устойчивости параметрического оценивания параметров притока

Рисунок 4б показывает, что сигнал притока в забой $q_{1\xi}(k)$, пропорциональный первой производной от переменной $h_4(k)$, рассчитанной разностным методом, восстанавливается крайне неточно. Соответственно, параметрическая точность результатов оценивания (в среднем по квадрату, ρ) параметров притока также мала (графики

зависимости ρ [%] от ξ на рисунке 4в, кривая 1). Использование технологий фильтрации на основе ЛНА и методов идентификации раздельной динамики позволяет качественно улучшить устойчивость оценок при возрастании интенсивности помехи (рисунок 4в, кривые 2 и 3).

Четвертый раздел посвящен исследованию применимости разработанных моделей и алгоритмов оценивания в технологиях нефтедобычи на скважинах с электронасосом в условиях нормальной эксплуатации. Непосредственно достоверность результатов разработанных методов идентификации проверялась на основе:

- анализа устойчивости результатов оценивания по серии вычислительных экспериментов с преднамеренно зашумленными выборками измерений
- сопоставления с другими методами, в частности с традиционными методиками ГДИС, рассматриваемого в данном разделе

На основании протоколов испытаний «N-й» скважины «Приобского» месторождения было проведено сопоставление методов МНК – идентификации гидродинамических параметров притока с методиками исследования скважины на неустановившийся приток: методы касательной и Хорнера. Результаты сопоставления обеих групп методов по устойчивости генерируемых оценок к условиям проведения исследований на нестационарном притоке показали, что единственно надежным критерием оценки адекватности алгоритмов МНК – оценивания является степень совпадения графиков исходных сигналов измерений и графиков, восстановленных по идентифицированным параметрам. На рисунке 5 представлены графики переходных процессов, измеренные на экспериментальной скважине «Комсомольского» месторождения и сопоставленные с графиками модели скважинной системы, параметры которой были получены в результате оценивания по схеме раздельной идентификации. Высокая степень совпадения кривых позволяет сделать вывод о состоятельности применения разработанных схем идентификации

при решении задач контроля и управления процессами эксплуатации скважинных систем в условиях нормальной эксплуатации.

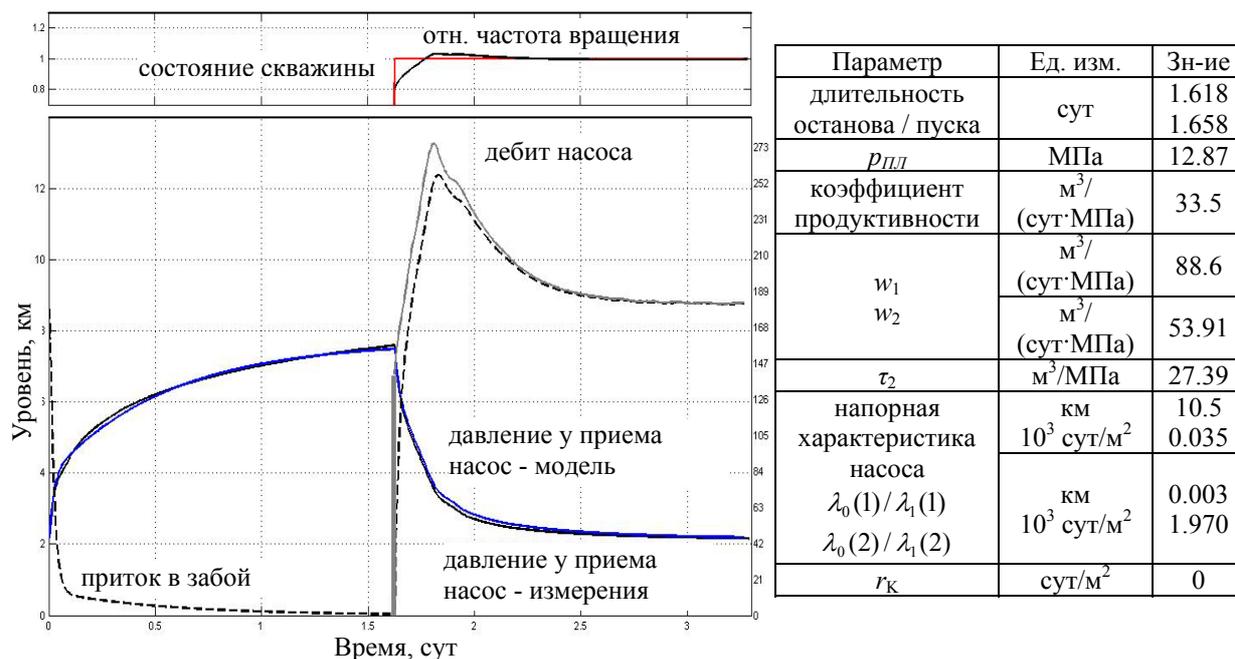


Рисунок 5. Графики переходных процессов и результаты идентификации параметров гидродинамики в скважине с частотной регулировкой производительности насоса

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

1. Дано обобщение базовой модели скважинной системы на основе конструирования дополнительных связей, учитывающих:

- нелинейность индикаторной характеристики притока, типичную для скважин с гидроразрывом пласта и обуславливающую разнотемповость динамик переходных режимов в забое и призабойной зоне,
- наличие утечек и перетоков жидкости из насосно-компрессорной трубы в затрубное пространство, приводящее к нерезимным состояниям работы погружного оборудования,
- факторы динамического разгазирования жидкости в подъемнике.

Новые формы представления математических моделей скважин ориентированы на решение обратных задач параметрического оценивания порождающих уравнений, что, в отличие от типовых методик ГДИС,

позволяет снять строгие ограничения на режимы возбуждения и стационарность краевых условий.

2. Разработанная методика преобразования объединенных кусочно-линейных моделей скважинных систем к регрессионному виду с минимальной размерностью вектора идентифицируемых параметров основана на:

- раздельном оценивании параметров притока и подъемника в схеме последовательных приближений,
- объединенном учете кусочно-постоянных параметров модели регрессии с неизменными значениями на полном периоде наблюдений.

3. Разработаны подходы к обеспечению устойчивости оценок параметров скважинной системы на основе:

- применения схем интегро-дифференциальных преобразований модели притока, обеспечивающего снижение порядка старшей производной до первого в переменных регрессора,
- использования методов локальной непараметрической аппроксимации в задачах фильтрации, позволяющего перейти от некорректной процедуры численной оценки производной к более устойчивой схеме ее аналитического расчета,
- раздельной идентификации параметров разнотемповой динамики притока в призабойную зону и в забой скважины с их взаимной коррекцией по схеме последовательных приближений.

Состоятельность предложенных решений подтвердилась при решении обратных задач для опытных скважин «Приобского» и «Комсомольского» месторождений ОАО «Роснефть». Сравнительный анализ устойчивости результатов оценивания по предложенным схемам и типовым методам ГДИС (методы касательной и Хорнера) свидетельствует о возможности реализации МНК – алгоритмов в автоматизированном режиме, как технологии сопровождения постоянно-действующих гидродинамических моделей скважинных систем.

Основные положения диссертации опубликованы в следующих работах:

1. Говорков Д.А. Технология адаптивного наблюдения глубинных состояний гидродинамики нефтяных скважин. / Соловьев И.Г., Говорков Д.А., Фомин В.В. // НТЖ Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – М: ОАО ВНИИОЭНГ, 2007. №8, стр 30-35.
2. Говорков Д.А. Влияние осложняющих факторов эксплуатации на динамику переходных процессов в скважине с погружным насосом. / Соловьев И.Г., Говорков Д.А. // НТЖ Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – М: ОАО ВНИИОЭНГ, 2007. №11, стр 18-24.
3. Говорков Д.А., Анализ устойчивости МНК оценивания параметров скважинной системы/ / Говорков Д.А., Соловьев И.Г., Фомин В.В. // Нефть и Газ Западной Сибири: Материалы всероссийской научно-технической конференции. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2007. – стр. 9-11
4. Говорков Д.А., Модель и динамика переходных режимов нефтяных скважин. / Соловьев И.Г., Говорков Д.А., Фомин В.В. // НТЖ автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГЭ», 2008. – №6. – с. 11-17.
5. Говорков Д.А. Технология идентификации гидродинамики скважинной системы. / Соловьев И.Г., Говорков Д.А. // Вторая Российская мультиконференция по проблемам управления: Материалы конференции. – Л.: Изд-во ЛЭТИ, 2008. – с. 123-127.
6. Говорков Д.А. Алгоритм параметрического оценивания гидродинамики скважины с использованием наблюдателя динамики газа / Соловьев И.Г., Говорков Д.А. // Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири: Материалы всероссийской научно-технической конференции. – Тюмень: ФГУП «ЗапСибНИИГГ», 2009. – стр. 426-430

7. Говорков Д.А. Анализ методов исследования гидродинамических состояний скважин и пластов // Вестник Кибернетики. – Тюмень: ИПОС СО РАН, 2008. – №7. – с. 33-42.
8. Говорков Идентификация гидродинамических параметров скважины оборудованной погружным насосом с наблюдателем процесса разгазирования нефти в подъемнике. Основы методики I. / Д.А. Соловьев И.Г., Говорков Д.А. // НТЖ автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГЭ», 2009. – №3. – с. 28-34.
9. Говорков Д.А. Факторы устойчивости МНК-оценок параметров модели притока вертикальной скважины / Соловьев И.Г., Говорков Д.А. // НТЖ автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГЭ», 2009. – №9. – с. 31-36.
10. Говорков Д.А. Анализ устойчивости идентификации разнотемповой динамики процессов в скважинной системе // Нефть и Газ Западной Сибири: Материалы всероссийской научно-технической конференции. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2009– стр.39-42
11. Говорков Д.А. Анализ устойчивости алгоритма итеративной идентификации гидродинамических параметров скважинной системы в условиях действия помехи измерений // Вестник Кибернетики. – Тюмень: ИПОС СО РАН, 2009. – №8. – с. 12-19.
12. Говорков Д.А. Анализ точности и устойчивости работы схемы МНК - идентификации гидродинамики скважинной системы. // Материалы итоговой конференции аспирантов Института нефти и газа ТюмГНГУ. – Тюмень: 2009 – стр.14-17
13. Говорков Д.А. Технология визуально-графического анализа гидродинамики скважинной системы. / Фомин В.В., Власов Д.А., Говорков Д.А. // Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири: Материалы всероссийской научно-технической конференции. – Тюмень: ФГУП «ЗапСибНИИГГ», 2009 – стр. 356-360