

На правах рукописи



Нгуен Тхак Хоай Фьонг

**МОДЕЛИ И АЛГОРИТМЫ АДАПТИВНОЙ ИДЕНТИФИКАЦИИ
ГАЗОВЫХ ПЛАСТОВ В ПРОЦЕССЕ ГАЗОГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ
ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН**

Специальность 05.13.06 – Автоматизация и управление
технологическими процессами и производствами (промышленность)

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Томск – 2019

Работа выполнена в федеральном государственном автономном образовательном учреждении высшего образования «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»

Научный руководитель – доктор технических наук
профессор
Сергеев Виктор Леонидович

Официальные оппоненты: **Ганджа Тарас Викторович**
доктор технических наук, доцент,
профессор кафедры компьютерных систем
в управлении и проектировании
Томского государственного университета
систем управления и радиоэлектроники

Зебзеев Алексей Григорьевич,
кандидат технических наук,
начальник отдела АСУТП
ОАО «ТомскНИПИнефть»

Ведущая организация – ФГБОУ ВО «Новосибирский
государственный технический
университет»

Защита состоится «06» июня 2019 г. в 15 час. 15 мин. на заседании диссертационного совета Д 212.268.02, созданного на базе Томского государственного университета систем управления и радиоэлектроники (ТУСУР), по адресу: 634050, г. Томск, пр. Ленина, 40, ауд. 201.

С диссертацией можно ознакомиться в научной библиотеке ТУСУРа по адресу 634045, г. Томск, ул. Красноармейская, 146 и на сайте <https://postgraduate.tusur.ru/urls/rgqgp2j6>

Автореферат разослан «___» _____ 2019 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета



Зайченко Татьяна Николаевна

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы. Газогидродинамические исследования скважин являются в настоящее время одними из наиболее достоверных и востребованных методов получения информации о фильтрационных параметрах и энергетическом состоянии нефтяных и газовых пластов. На основе данных исследований создаются геолого-технологические модели разработки нефтяных и газовых месторождений, осуществляется анализ эффективности систем разработки, решаются задачи мониторинга и управления процессами нефтегазодобычи.

В настоящее время в нефтегазовых компаниях России используются, преимущественно, традиционные графоаналитические методы интерпретации результатов ГГДИС, реализованные в ряде отечественных и зарубежных программ (PanSystem, Saphir, Гидратест, Гидрозонд и т.п.). Графоаналитические методы обработки результатов ГГДИС требуют привлечения квалифицированных специалистов (интерпретаторов), что не позволяет решать задачи оперативной идентификации нефтяных и газовых пластов и управления работой скважин в процессе проведения исследований в режиме реального времени.

В этой связи применение графоаналитических методов и их модификаций при обработке результатов газогидродинамических исследований интеллектуальных скважин, оснащенных информационными телеметрическими системами, вызывает значительные трудности. Здесь необходимы новые технологии, примером которых является разработанный в Томском политехническом университете метод адаптивной идентификации нефтяных и газовых пластов, модели и алгоритмы интерпретации ГГДИС. Разработанный на основе современной технологии интегрированных моделей с учетом дополнительной информации, накопленного опыта и знаний, метод адаптивной идентификации и интерпретации результатов ГГДИС позволяет в процессе проведения газогидродинамических исследований в промышленных условиях определять не только параметры нефтяных и газовых пластов, но и время завершения исследований, что существенно сокращает простой скважин.

Однако остаются нерешенные вопросы, связанные с повышением точности ГГДИС на установившихся режимах фильтрации по индикаторной кривой (ИК) при малом объеме промысловых данных забойного давления и дебитов скважин в условиях неточно заданных значений пластового давления. К актуальным задачам относится проблема обработки коротких недовосстановленных, по разным техническим причинам, кривых восстановления забойного давления (КВД) в условиях неопределенности модели начального участка забойного давления. Важной является проблема

адаптивной интерпретации комбинированных ГГДИС (ИК-КВД) для увеличения точности определения параметров газовых пластов и сокращения вычислительных затрат, что вызывает необходимость разработки адаптивных рекуррентных процедур идентификации для обработки больших массивов промысловых данных забойного давления в режиме реального времени.

Для решения отмеченных выше задач в данной работе предлагается использовать интегрированные системы моделей с переменными параметрами, представленные неизвестными однозначными функциями времени с учетом и корректировкой дополнительной информации и экспертных оценок параметров газовых пластов.

Объект исследований: Газовые пласты и газогидродинамические параметры, полученные в процессе испытаний скважин.

Предметная область исследований: Идентификация и определение параметров газовых пластов во время технологического процесса испытаний скважин.

Цель работы - разработка и исследование моделей и алгоритмов адаптивной идентификации газовых пластов в процессе проведения газогидродинамических исследований, повышение точности определения фильтрационных параметров и энергетического состояния залежей, сокращение времени простоя скважин.

Задачи исследования:

1. Разработка и исследование моделей и алгоритмов адаптивной идентификации газовых пластов для определения коэффициентов фильтрационного сопротивления и пластового давления в процессе ГГДИС на установившихся режимах фильтрации по индикаторной кривой.

2. Разработка и исследование моделей и алгоритмов адаптивной идентификации газовых пластов в процессе ГГДИС на неустановившихся режимах фильтрации по коротким, невосстановленным кривым забойного давления.

3. Разработка и исследование моделей и алгоритмов адаптивной идентификации газовых пластов в процессе комбинированных ГГДИС для повышения точности определения фильтрационных параметров и состояния призабойной зоны скважины

Методы исследований. Используются теоретические и практические разработки в области газогидродинамических исследований скважин и пластов, идентификации систем, системного анализа, оптимизации функций, линейной алгебры.

Научная новизна.

1. Разработаны интегрированные системы моделей газогидродинамических параметров скважины на установившихся и неустановившихся режимах фильтрации (ИК, КВД) с переменными,

зависящими от времени, параметрами с учетом и корректировкой дополнительной информации.

2. Созданы алгоритмы адаптивной параметрической идентификации интегрированных систем моделей ИК, КВД позволяющие определять фильтрационные параметры, энергетическое состояние газовых залежей и время завершения газогидродинамических исследований в процессе их проведения в промысловых условиях, значительно сократить время простоя скважин.

3. Разработаны модели и алгоритмы адаптивной идентификации для определения фильтрационных параметров, энергетического состояния и типа газовых пластов в процессе проведения комбинированных ГГДИС (ИК-КВД), позволяющие сократить число режимов испытаний по ИК и время проведение исследований по КВД, повысить точность определения параметров газовых пластов и скважин.

Достоверность результатов. Обоснованность и достоверность подтверждается результатами моделирования, опытной эксплуатации с использованием промысловых данных, традиционными методами обработки результатов ГГДИС, реализованными в программном комплексе Saphir.

Практическая значимость исследований. Предложенные в диссертационной работе модели и алгоритмы адаптивной идентификации обеспечивают получение оценок газогидродинамических параметров газовых пластов в процессе проведения ГГДИС, повышают их точность, значительно сокращают время простоя скважин.

Разработанные алгоритмы и программные средства зарегистрированы в Реестре программ для ЭВМ и внедрены в Компании «ООО ГазИнформПласт». Документы, подтверждающие внедрение, приложены к диссертации.

Положения, выносимые на защиту.

1. Созданные модели забойного давления и дебитов скважин с переменными, зависящими от времени, параметрами с учетом и корректировкой дополнительной информации и алгоритмы адаптивной идентификации обеспечивают новые возможности автоматизации процесса обработки результатов ГГДИС на установившихся режимах фильтрации по индикаторной кривой и позволяют:

- определять оптимальные, в смысле заданных показателей качества, значения пластового давления, коэффициентов фильтрационных сопротивлений в процессе проведения исследований; количество режимов испытаний скважин, что значительно сокращает время газогидродинамических исследований;
- учитывать и корректировать дополнительную информацию о пластовом давлении и коэффициентах фильтрационных сопротивлений;

- проводить размножения исходных данных забойного давления и дебитов скважин с использованием степенного закона фильтрации, что обеспечивает повышение точности определения пластового давления и коэффициентов фильтрационных сопротивлений.

2. Разработанные модели забойного давления с переменными параметрами с учетом и корректировкой дополнительной информации и алгоритмы адаптивной идентификации для обработки результатов ГГДИС по кривой восстановления давления позволяют:

- определять оптимальные значения фильтрационных параметров и энергетическое состояние газовых пластов в процессе проведения газогидродинамических исследований, в условиях неопределенности модели начального участка кривой восстановления давления;
- определять время завершения газогидродинамических исследований в процессе их проведения, что в совокупности с идентификацией начального участка КВД значительно сокращает время простоя скважин;
- учитывать и корректировать дополнительную информацию, что повышает точность определения фильтрационных параметров и энергетическое состояние газовых пластов.

3. Разработанные модели и алгоритмы идентификации комбинированных ГГДИС (ИК-КВД) позволяют:

- сократить общее число режимов испытаний по ИК и время проведения исследований по КВД;
- повысить точность определения параметров газовых пластов и степени загрязнения призабойной зоны скважины.

Личный вклад автора. Основные результаты работы получены автором самостоятельно. К ним относятся: интегрированные системы модели ИК и КВД с учетом и корректировкой дополнительной информации; алгоритмы идентификации и обработки результатов ГГДИС в процессе их проведения; метод адаптивной идентификации и обработки ИК с размножением промысловых данных на основе двух законов фильтрации; рекуррентные алгоритмы для обработки большого объема данных при идентификации газогидродинамических исследований интеллектуальных скважин, оснащенных информационными телеметрическими системами; комплекс программ, реализующий алгоритмы адаптивной идентификации газовых пластов по ИК и КВД.

Апробация и публикации. Основное содержание диссертации отражено в 18 печатных работах, из них: 4 статьи в изданиях, рекомендованных ВАК (3 статьи из них индексируются в базе WoS и Scopus): 12 в трудах конференций (3 их них индексируются в базе WoS и Scopus), 2 свидетельства о регистрации программ на ЭВМ.

Основные результаты работы доложены на следующих научных конференциях и семинарах: Проблемы геологии и освоения недр: труды XIX, XX, XXI, XXII Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых (Томск 2015, 2016, 2017, 2018); IV Международная конференция «Информационные технологии в промышленности и производстве» (Томск 2016); III Международная научная конференция «Информационные технологии в науке, управлении, социальной сфере и медицине» (Томск 2016); XII, XIV Международная научно-практическая конференция «Электронные средства и системы управления» (Томск 2016, 2018); Международная научно-практическая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых «Природные процессы в нефтегазовой отрасли. Geonature 2017» (Тюмень 2017); SPE Conference: SPE Russian Petroleum Technology Conference (Москва 2017); VII Конгресс молодых ученых университета ИТМО (Санкт-Петербург 2018).

Структура и объем работы.

Содержание диссертации состоит из введения, трех глав, заключения, списка литературы из 115 названий. Содержание работы изложено на 117 страницах основного текста, иллюстрировано 51 рисунками и 11 таблицами. В приложениях 2, 3 приведены документы, свидетельствующие об использовании результатов исследований и свидетельства о регистрации разработанных программных средств.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обосновывается актуальность темы, формулируются цель и задачи исследования, научная новизна, защищаемые положения, апробация и практическая ценность работы, приводится общая характеристика полученных результатов.

В первой главе отмечаются проблемы традиционных графоаналитических методов при решении основных задач планирования и обработки результатов ГГДИС, которые вызывают значительные трудности при использовании их в автоматизированных системах мониторинга и управления работой скважин без участия квалифицированного интерпретатора в режиме реального времени. Отмечается, что значительные трудности возникают уже на этапе планирования ГГДИС при определении необходимого числа режимов исследований по ИК и времени завершения исследований по КВД, что приводит к продолжительным простоям скважин.

Приводятся методические основы технологии адаптивной идентификации газовых пластов в процессе ГГДИС с использованием интегрированной системы моделей (ИСМ) с переменными параметрами $\alpha(t_i)$ вида:

$$\begin{cases} y^*(t_n) = f_0(t_n, \mathbf{\alpha}(t_n), x^*(t_n)) + \xi_n, n = \overline{1, n_k}, \\ h_{k,l,n} \cdot \bar{z}_l = f_{a,l}(t_n, \mathbf{\alpha}(t_n), y(t_n), x(t_n)) + v_l, l = \overline{1, p}, \end{cases} \quad (1)$$

где $y^*(t_n), x^*(t_n)$ – значения газогидродинамических параметров (забойное давление, дебит, динамический уровень скважины и т.д.); $f_0(\bullet), f_{a,l}(\bullet)$ – модели газогидродинамических параметров и дополнительных данных \bar{z}_l ; $\mathbf{\alpha}(t_n) = (\alpha_1(t_n), \alpha_2(t_n), \dots, \alpha_m(t_n))$ – неизвестные однозначные функции дискретного времени; $h_{k,l,n}$ – параметры корректировки; ξ_n, v_l – случайные величины.

Отличительная особенность модели (1) заключается в том, что время завершения исследований t_k является неизвестной величиной и подлежит определению наряду с параметрами $\mathbf{\alpha}(t_n)$.

Процесс адаптивной параметрической идентификации (1) заключается в решении двух оптимизационных задач

$$\mathbf{\alpha}_n^*(\omega_n) = \arg \min_{\mathbf{\alpha}_n} \Phi(t_n, \mathbf{\alpha}_n, \omega_n), \quad (2)$$

$$\omega_n^* = \arg \min_{\omega_n} J_0(t_n, \mathbf{\alpha}_n^*(\omega_n)), n = \overline{1, n_k}, \quad (3)$$

где $\Phi(t_n, \mathbf{\alpha}_n, \omega_n) = J_0(t_n, \mathbf{\alpha}_n, h_{3,n}) + J_a(\mathbf{\alpha}_n, \omega_n)$ – общий показатель качества ИСМ (1), зависящий от частных критериев качества модели газогидродинамических параметров

$$J_0(t_n, \mathbf{\alpha}_n, h_{3,n}) = \sum_{i=1}^{n_k} w_n((t_n - t_i) / h_{3,n}) \psi_0(y^*(t_n) - f_0(t_n, \mathbf{\alpha}(t_n), x^*(t_n)))$$

и моделей объектов аналогов

$$J_a(\mathbf{\alpha}_n, \omega_n) = \sum_{l=1}^p h_{p,l,n} \psi_a(h_{k,l,n} \bar{z}_l - f_{a,l}(t_n, \mathbf{\alpha}(t_n), y, x))$$

где ψ_0, ψ_a – известные функции; $\omega_n^* = (h_{3,n}^*, h_{p,l,n}^*, h_{k,l,n}^*, l = \overline{1, p})$ – объединенный вектор оценок управляющих параметров, состоящий из оценок параметров забывания $h_{3,n}^*$, регуляризации $h_{p,l,n}^*, l = \overline{1, p}$ и корректировки экспертных оценок $h_{k,l,n}^*, l = \overline{1, p}$; где $w_n((t_n - t_i) / h_{3,n}), i = \overline{1, n}$ – значения весовой функции $w(x)$, введенной для организации процесса адаптивной идентификации, $w(0) = 1, w(x_1) \leq w(x_2)$ при $|x_1| < |x_2|$.

Момент завершения газогидродинамических исследований t_k^* определяется по критерию стабилизации оценок параметров $\mathbf{\alpha}_n^*(\omega_n^*)$. При

этом, за момент завершения исследований принимается, например, то значение времени t_n^* , при котором выполняется неравенство вида

$$\left| \frac{(\alpha_{j,n}^*(\omega_n^*) - \alpha_{j,n-i}^*(\omega_n^*))}{\alpha_{j,n}^*(\omega_n^*)} \right| \leq \varepsilon_j, i = 1, 2, 3; j = \overline{1, m} \quad (4)$$

где ε_j – заданная точность.

Особенности технологии адаптивной идентификации газовых пластов рассматриваются на примере обработки результатов ГГДИС по КВД скважины Уренгойского газоконденсатного месторождения с использованием интегрированной системы моделей с учетом и корректировкой дополнительной информации о гидропроводности пласта $\bar{\sigma}$

$$\begin{cases} y_n^* = p_{3,n}^{*2} - p_{3,0}^{*2} = \frac{42,4q_0 z_{nl} p_{cm} T_{nl}}{\sigma_n T_{cm}} \lg \left(\frac{2,25 \chi_n t_n}{r_{np,n}^2} \right) + bq_0^2 + \xi_n, \\ h_{k,n} \cdot \bar{\sigma} = \sigma_n + \eta_n, \quad n = \overline{1, n_k} \end{cases} \quad (5)$$

где $p_{3,n}^*, p_{3,0}^*$ – промысловые значения забойного давления в текущий момент времени t_n и в момент остановки скважины t_0 ; σ_n, χ_n – гидропроводность и пьезопроводность пласта; q_0 – дебит скважины до остановки; z_{nl} – коэффициент сверхсжимаемости газа; p_{cm}, T_{cm} – давление и температура при стандартном условии; T_{nl} – пластовая температура; $r_{np,n}$ – приведенный радиус скважины; b – коэффициент фильтрационного сопротивления; ξ_n, η_n – случайные величины.

На рисунке 1 приведены значения y_n^* (5) и ее производной (в масштабе $\lg(t)$ по оси x) после остановки скважины за 48 часов газогидродинамических исследований с участком радиального режима фильтрации в интервале (24÷48 час.). На рисунках 2, 3 приведены оценки гидропроводности и пьезопроводности пласта, полученные на основе адаптивного метода идентификации (2), (3) при $\psi_0(x) = \psi_a(x) = x^2$ за разные периоды исследований (линия 1), адаптивным методом (АМ) наименьших квадратов (НК) (линия 2), АМ НК с регуляризацией по А.Н. Тихонову (линия 3). Лучший результат показывает адаптивный метод идентификации с учетом и корректировкой дополнительной информации о гидропроводности пласта (см. рисунки 2, 3 линия 1), что позволяет принимать решение о завершении исследований уже за 16 часов их проведения. Следует отметить, что традиционные графоаналитические методы интерпретации, реализованные, например, в программных комплексах PanSystem, Saphir,

требуют присутствие на КВД радиального режима течения, который наступает только через 24 часа газогидродинамических исследований (см. рисунок 1).

Приведенные в первой главе результаты показывают, что метод адаптивной идентификации дает возможность определять параметры нефтяных и газовых пластов, а также время завершения газогидродинамических исследований в процессе их проведения, что позволяет использовать модели и алгоритмы адаптивной идентификации в автоматизированных системах обработки результатов ГГДИС без участия квалифицированного интерпретатора.

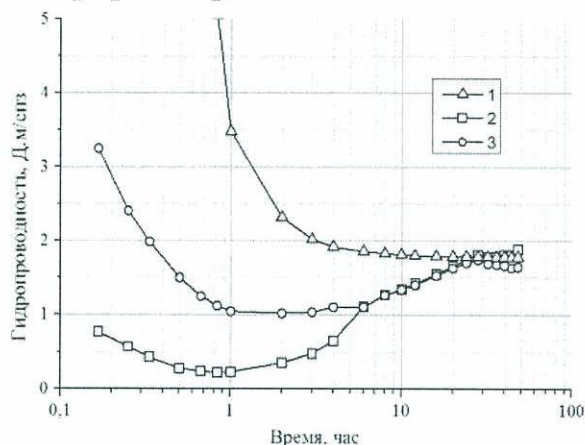


Рисунок 2. Оценки гидропроводности пласта

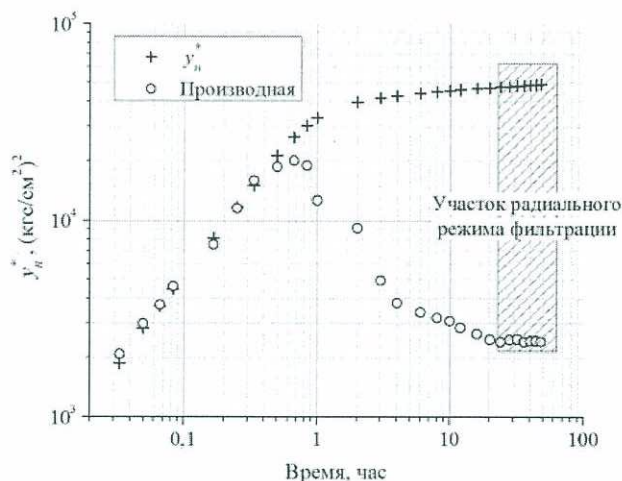


Рисунок 1. Кривая забойного давления y_n^* (5) и ее производная

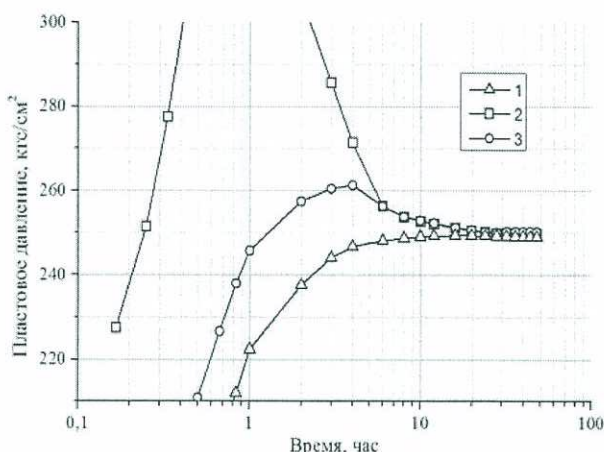


Рисунок 3. Оценки пластового давления

Во второй главе решается задача определения пластового давления и коэффициентов фильтрационного сопротивления в процессе проведения ГГДИС на установившихся режимах фильтрации с использованием интегрированной системы моделей ИК (на основе закона фильтрации газа Форхгеймера) с переменными параметрами, с учетом и корректировкой априорной информации о коэффициентах фильтрационного сопротивления \bar{a} , \bar{b} :

$$\begin{cases} p_{nl}^2 - p_{z,n}^{*2} = C_n + a_n q_n^* + b_n q_n^{*2} + \xi_n, \\ h_{\kappa 1,n} \cdot \bar{a} = a_n + \eta_{1,n}, \\ h_{\kappa 2,n} \cdot \bar{b} = b_n + \eta_{2,n}, n = \overline{1, n_k}. \end{cases} \quad (6)$$

где p_{nl}^2 – заданное значение квадрата пластового давления; $p_{z,n}^*, q_n^*$ – значения забойного давления и дебита скважины на режиме испытания скважины с номером n ; $h_{\kappa 1,n}, h_{\kappa 2,n}$ – параметры корректировки; $\xi_n, \eta_{1,n}, \eta_{2,n}$ – случайные величины. В модели (6) количество режимов испытаний n_k неизвестно и подлежит определению наряду с параметрами C_n, a_n, b_n .

Проведенные исследования методом имитационного моделирования показывают, что использование ИСМ (6) и адаптивных алгоритмов параметрической идентификации (2), (3) позволяет повысить точность оценок коэффициентов фильтрационного сопротивления и сократить число режимов испытания скважины. Однако, точность оценок коэффициентов фильтрационного сопротивления a_n, b_n существенно зависит от точности задания пластового давления. Так, например, при задании пластового давления с относительной ошибкой 5% ошибка определения коэффициента b_n возрастает до 50% и более. Для получения оценок коэффициентов фильтрационного сопротивления a_n, b_n с точностью 10 % необходимо порядка 7 режимов испытаний скважины при задании пластового давления с ошибкой 1%.

Для повышения точности определения пластового давления и оценок коэффициентов фильтрационного сопротивления предложено использовать ИСМ ИК (на основе степенного закона фильтрации газа) с учетом и корректировкой дополнительной информации о продуктивности скважины $\bar{\lambda}$ и пластовом давлении \bar{p}_{nl}

$$\begin{cases} q_n^* = \lambda_n (p_{nl,n}^2 - p_{z,n}^{*2})^{\gamma_n} + \xi_n, \\ h_{\kappa 1,n} \cdot \bar{p}_{nl}^{-2} = p_{nl,n}^2 + \eta_{1,n}, \\ h_{\kappa 2,n} \cdot \bar{\lambda} = \lambda_n + \eta_{2,n}, n = \overline{1, n_k}, \end{cases} \quad (7)$$

Методом имитационного моделирования показано, что модель (7) позволяет получить оценку пластового давления с относительной ошибкой 1% на 7 режимах испытания скважины. Для сокращения числа режимов испытаний скважины и повышения точности определения коэффициентов фильтрационного сопротивления предложено использовать ИСМ ИК (6) с учетом размноженных по степенному закону фильтрации значений забойного давления и дебитов скважины вида

$$p_{zp,j}^* = p_{nl,j}^* - \gamma_j^* \sqrt{\frac{q_j}{\lambda_j^*}}, q_j = \frac{q_i^* + q_{i+1}^*}{2}, p_{nl,j}^* = p_{nl,i-1}^*, j = i-1, i = \overline{2, n_k}, j = \overline{1, n_k - 1} \quad (8)$$

где $p_{nl,j}^*(\omega_n^*), \lambda_n^*(\omega_n^*), \gamma_n^*(\omega_n^*)$ – оценки параметров степенного закона фильтрации газа (7) определялись путем решения оптимизационной задачи (2) с использованием квадратичных показателей качества $\psi_0(x) = \psi_a(x) = x^2$ и метода Гаусса-Ньютона. Оценки параметров корректировки $h_{\kappa,n}^*$ (при $h_{\kappa 1,n} = h_{\kappa 2,n} = h_{\kappa,n}$) в векторе управляющих параметров $\omega_n^* = (h_{\kappa,n}^*, h_{p,n} = h_p, h_{3,n} = 3)$ определялись по упрощенной вычислительной схеме решения оптимизационной задачи (3) с использованием метода дихотомии, при заданном значении параметра регуляризации в интервале ($h_p \in [0,01 \div 1]$) и единичных значениях весовой функции ($w_n((n-i)/h_{3,n}) = 1$ при $n-i \leq h_{3,n} = 3$ и $w_n((n-i)/h_{3,n}) = 0$) в текущем интервале обработки $[n-i]$, содержащем 3 значения забойного давления и дебита скважины при $(n-i) > h_{3,n}, i = \overline{0, n-1}$). Аналогичная вычислительная схема использовалась и при определении управляющих параметров ω_n^* в оценках коэффициентов фильтрационного сопротивления ИСМ ИК (6) $a_n^*(\omega_n^*), b_n^*(\omega_n^*)$.

Результаты анализа точности оценок пластового давления $p_{nl,j}^*(\omega_n^*)$ (8) и коэффициентов фильтрационного сопротивления ИСМ (6) с учетом размноженных данных забойного давления и дебитов скважины (8) методом имитационного моделирования приведены на рисунках 4–7. На рисунке 4 приведены исходные имитируемые значения забойного давления и дебитов скважины на семи режимах испытаний (символ 1) и размноженные значения (символ 2).

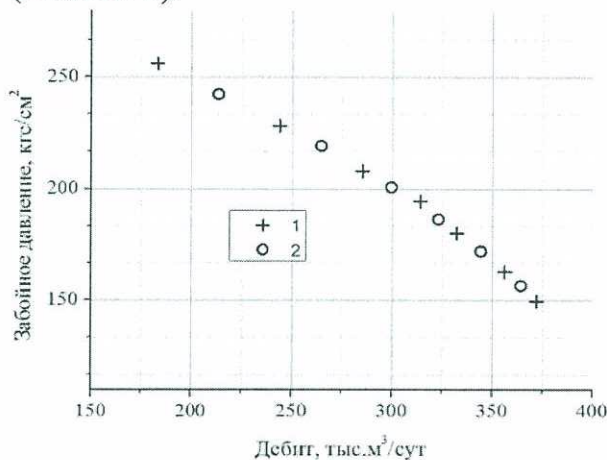


Рисунок 4. Имитируемые и размноженные значения забойного давления и дебитов скважины

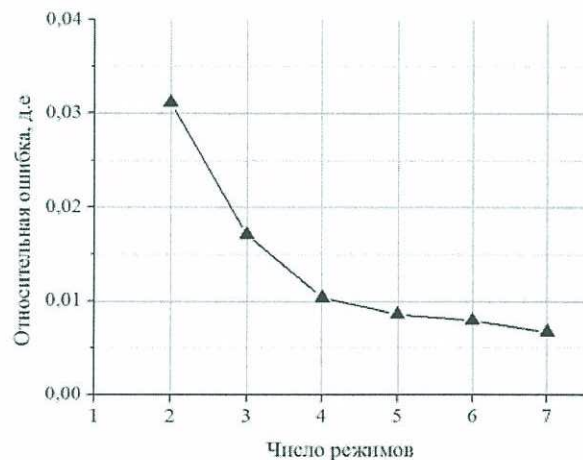
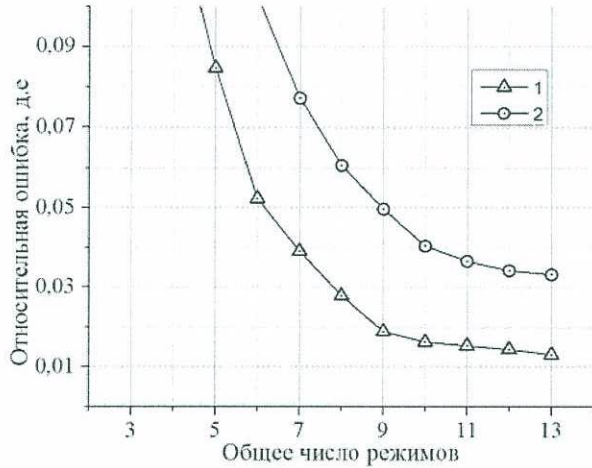
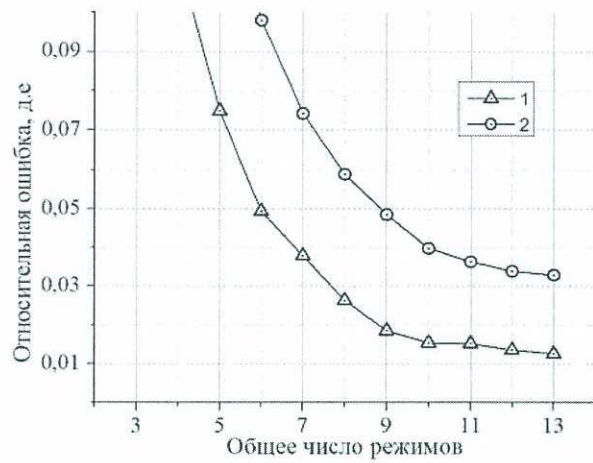


Рисунок 5. Относительные ошибки оценок пластового давления

На рисунке 5 приведены значения относительной ошибки оценок пластового давления в зависимости от режимов испытаний скважины, где видно, что после четырех режимов испытаний (общий объем промысловых и размноженных данных забойного давления и дебитов скважин $n=7$) точность определения пластового давления достигает 1%, что позволяет обеспечить точность определения коэффициента фильтрационного сопротивления порядка 4% (см. рисунки 6, 7 линия 1).

Рисунок 6. Относительные ошибки оценок a_n^* Рисунок 7. Относительные ошибки оценок b_n^*

Отметим, что для достижения точности 4% при определении коэффициентов фильтрационного сопротивления при использовании адаптивного метода наименьших квадратов с регуляризацией по А.Н. Тихонову требуется порядка 6 режимов испытаний скважины (общий объем исходных данных $n=11$) (см. рисунки 6, 7 линия 2).

В третьей главе рассматривается решение задачи адаптивной идентификации газовых пластов в условиях неопределенности модели начального участка КВД на примере интегрированной системы моделей забойного давления с учетом и корректировкой дополнительной информации о гидропроводности пласта $\bar{\sigma}$

$$\begin{cases} p_{z,n}^{*2} = p_{z,0}^{*2} + f(\beta_n, t_n) \cdot \left(\frac{42,4 q_0 z_{nl} P_{cm} T_{nl}}{\sigma_n T_{cm}} \lg \left(\frac{2,25 \chi_n t_n}{r_{np,n}^2} \right) + b q_0^2 \right) + \xi_n, \\ h_{k,n} \cdot \bar{\sigma} = \sigma_n + \eta_n, \quad n = \overline{1, n_k} \end{cases} \quad (9)$$

где $f(\beta_n, t_n) \rightarrow 1$ при $t_n \rightarrow \infty$ – поправочная функция с зависящим от времени параметром β_n . Все остальные переменные модели (9) определены в (5). Показано, что использование в (9) поправочной функции $f(\beta_n, t_n) = 1 - \exp(-\beta_n t_n)$ позволяет достаточно точно восстанавливать

забойные давления скважин, включая их начальные участки. С использованием модели (9), представленной в матричном виде,

$$\begin{cases} \Delta P_{3,n}^* = F_n(\beta_n) \alpha_n + \xi_n, \\ W(h_{\kappa,n}) \bar{\alpha} = \alpha_n + \eta_n, \quad n = \overline{1, n_k} \end{cases} \quad (10)$$

рассмотрено решение задачи адаптивной идентификации (2), (3) (при $\psi_0(x) = \psi_a(x) = x^2$) в виде двух одномерных оптимизационных задач:

$$\beta_n^*(h_{\kappa,n}) = \arg \min_{\beta_n} J(\alpha_n^*(\beta_n, h_{\kappa,n})), \quad h_{\kappa,n}^* = \arg \min_{h_{\kappa,n}} J(\alpha_n^*(\beta_n, h_{\kappa,n})) \quad (11)$$

где параметры $\alpha_n^* = (\alpha_{1,n}^*, \alpha_{2,n}^*)$ (9), (10) определяются из решения системы линейных алгебраических уравнений (СЛУ)

$$A \alpha_n = B. \quad (12)$$

$$\text{В (10)–(12)} \quad \alpha_{1,n} = \frac{42,4q_0 z_{nl} P_{cm} T_{nl}}{\sigma_n T_{cm}} \lg \left(\frac{2,25 \chi_n}{r_{np,n}^2} \right) + b q_0^2, \quad \alpha_{2,n} = \frac{42,4q_0 z_{nl} P_{cm} T_{nl}}{\sigma_n T_{cm}};$$

$$J(\alpha_n^*(\beta_n, h_{\kappa,n})) = \left\| \Delta P_{3,n}^* - F_n(\beta_n) \cdot \alpha_n^*(\beta_n, h_{\kappa,n}) \right\|_{K(h_{3,n})}^2 \quad - \quad \text{квадратичная норма};$$

$$A = (F_n(\beta_n)^T K(h_{3,n}) F_n(\beta_n) + h_{p,n} \cdot I); \quad B = F_n(\beta_n)^T K(h_{3,n}) \Delta P_{3,n}^* + h_{p,n} \cdot W(h_{\kappa,n}) \bar{\alpha};$$

$$\Delta P_{3,n}^* = (p_{3,n}^{*2} - p_{3,0}^{*2}, n = \overline{1, n_k}) \quad - \quad \text{вектор столбец разности квадратов забойного}$$

$$\text{давления; } F_n(\beta_n) = \begin{pmatrix} f_1 & f_2 & \dots & f_n \\ f_1 x_1 & f_2 x_2 & \dots & f_n x_n \end{pmatrix}_{2,n}^T \quad - \quad \text{матрица размерности } (2, n), \text{ в}$$

$$\text{которой } f_i = f(\beta_i, t_i), \quad x_i = \lg(t_i), \quad i = \overline{1, n}; \quad W(h_{\kappa,n}) = \text{diag}(0, h_{\kappa,n}) \quad -$$

$$\text{диагональная матрица; } K(h_{3,n}) = \text{diag}(w((t_n - t_{n-i}) / h_{3,n}), i = \overline{0, n-1}) \quad -$$

диагональная матрица весовых функций $w((t_n - t_{n-i}) / h_{3,n})$; I – единичная матрица.

В связи с тем, что обработка большого объема данных о забойном давлении скважины затрудняет процесс адаптивной идентификации, предлагается использовать рекуррентные алгоритмы без решения системы линейных уравнений (12) и обращения матрицы вида:

$$\begin{aligned} \alpha_n^* &= \alpha_{n-1} + \Gamma_n \Phi_n^T (y_n^* - \Phi_n \alpha_{n-1}^*), \\ \Gamma_n &= \Gamma_{n-1} - \frac{\Gamma_{n-1} \Phi_n^T \Phi_n \Gamma_{n-1}}{1 + \Phi_n \Gamma_{n-1} \Phi_n^T}, \quad n = 1, 2, 3, \dots, \end{aligned} \quad (13)$$

где $\Gamma_0 = (h_{p,0}I)^{-1}$ - обратная диагональная матрица параметра регуляризации; $\Phi_n = (1, \lg(t_n))$ - вектор строка; $\alpha_0 = W(h_{k,0})\bar{\alpha}$ - вектор начальных оценок параметров.

Результаты адаптивной идентификации по КВД (9)–(13) скважин № 1101, № 1048 и № 1182 месторождения Тюменской области приведены на рисунках 8–11 и в таблице 1.

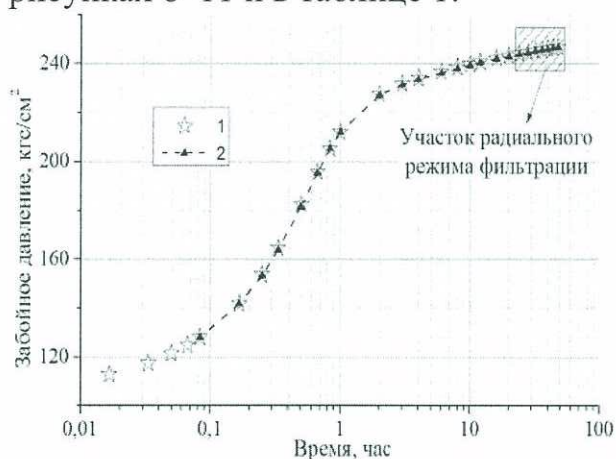


Рисунок 8. Промысловые и восстановленные значения забойного давления скважины № 1101

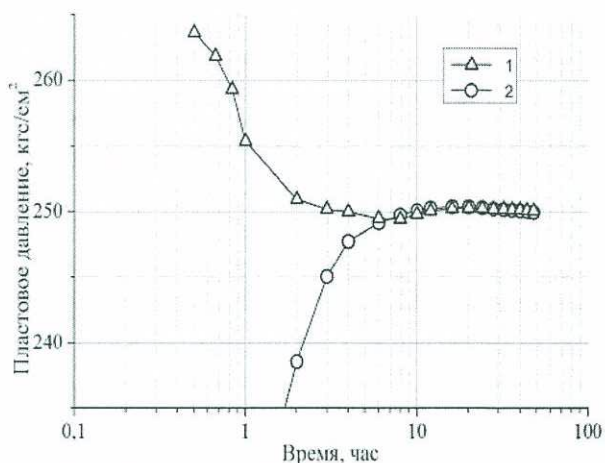


Рисунок 9. Оценки пластового давления скважины № 1101

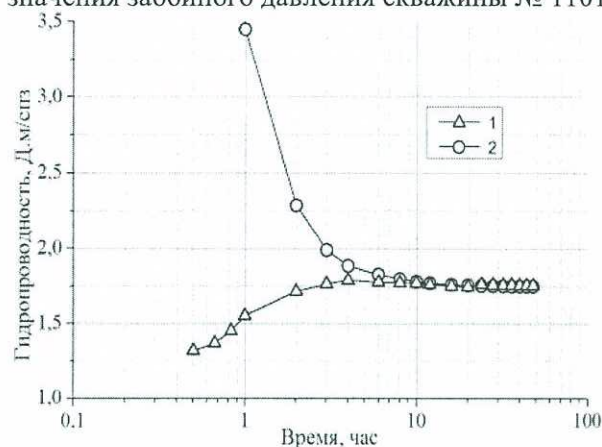


Рисунок 10. Оценки гидропроводности пласта скважины № 1101

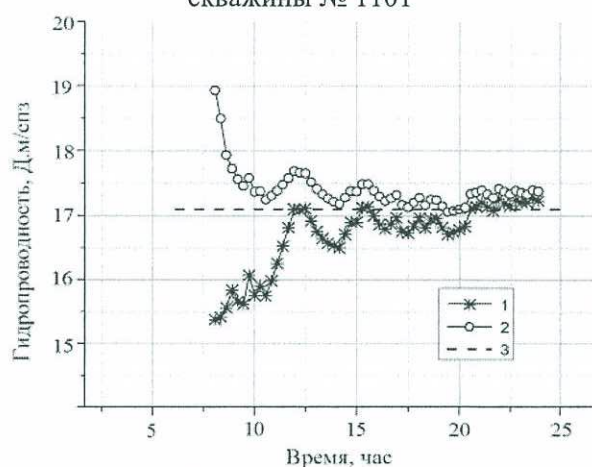


Рисунок 11. Оценки гидропроводности пласта скважины № 1182

На рисунке 8 приведены промысловые (линия 1) и восстановленные (линия 2) значения забойного давления скважины № 1101. На рисунках 9, 10, приведены оценки гидропроводности пласта и пластового давления

$$\sigma_n^* = \frac{42,4q_0 z_{nl} T_{nl} p_{cm}}{\alpha_{2,n}^* (\beta_n^*, h_{k,n}^*) T_{cm}}, \quad p_{nl,n}^* = \sqrt{p_{z,0}^2 + \left(\alpha_{1,n}^* (\beta_n^*, h_{k,n}^*) + \alpha_{2,n}^* (\beta_n^*, h_{k,n}^*) \lg(\bar{T}_p) \right)}, \quad (14)$$

с использованием в (9), (10) поправочной функции (линия 1) и без ее использования при $f(\beta_n, t_n) = 1$ (линия 2), где \bar{T}_p - экспертная оценка

времени восстановления забойного давления. На рисунке 11 приведены оценки гидропроводности скважины № 1182, полученные при использовании рекуррентного алгоритма (13) (линия 1) и СЛУ (12) (линия 2).

В таблице 1 приведены результаты адаптивной идентификации газовых скважин методом (АИ) (9)–(12) с использованием и без использования поправочной функции (ПФ), а также оценки, рассчитанные в программном комплексе Saphir. Время завершения исследований t_k^* определялось по критерию (4) при $\varepsilon = 0,05$.

Таблица 1. Результаты адаптивной идентификации двух газовых скважин

| № скв. | Методы | Время исследований, час | Гидропроводность, Д.м/спз | Пьезопроводность, см ² /сек | Пластовое давление, кгс/см ² | Время завершения t_k^* , час |
|-------------|-------------|-------------------------|---------------------------|--|---|--------------------------------|
| 1101 | Saphir | 48 | 1,75 | 38,69 | 250,08 | 32 |
| | АМИМ с ПФ | 1 | 1,55 | 35,04 | 255,40 | 6 |
| | | 6 | 1,78 | 39,14 | 249,47 | |
| | | 10 | 1,77 | 39,09 | 249,82 | |
| | | 16 | 1,75 | 38,71 | 250,22 | |
| | АМИМ без ПФ | 1 | 3,45 | 68,13 | 223,45 | 16 |
| | | 6 | 1,83 | 40,22 | 249,14 | |
| | | 10 | 1,78 | 39,36 | 250,08 | |
| | | 16 | 1,76 | 38,95 | 250,36 | |
| | 1048 | Saphir | 38 | 7,84 | 1195,3 | 289,99 |
| АМИМ с ПФ | | 1 | 7,16 | 1118,3 | 290,38 | 6 |
| | | 6 | 7,47 | 1141,5 | 289,31 | |
| | | 10 | 7,51 | 1144,7 | 289,12 | |
| | | 18 | 7,65 | 1165,1 | 289,07 | |
| АМИМ без ПФ | | 1 | 8,19 | 1231,7 | 284,91 | 10 |
| | | 6 | 6,91 | 1049,5 | 287,18 | |
| | | 10 | 7,45 | 1134,1 | 289,58 | |
| | | 18 | 7,53 | 1145,5 | 289,25 | |

Решение оптимизационных задач (11) осуществлялось с использованием метода дихотомии при единичных значениях весовой функции $w(\bullet)$ (12) в текущем интервале обработки $[t_n - t_{n-4}]$, содержащем 5 значений забойного давления и заданном значении параметра регуляризации в интервале ($h_p \in [0,01 \div 1]$).

Из рисунков 8–10 и таблицы 1 следует, что предложенные модели и алгоритмы адаптивной идентификации КВД (8)–(10) позволяют повысить точность определения параметров газовых пластов и значительно, в два раза и более, сократить время простоя скважин. Приведенные на рисунке 11 оценки гидропроводности пласта, после 12 часов газогидродинамических

исследований, практически совпадают, что показывают целесообразность использования рекуррентных алгоритмов (13).

Для обоснования третьего защищаемого положения приводится решение задачи адаптивной идентификации комбинированных ГГДИС (ИК-КВД) на основе разработанных во второй главе моделей и алгоритмов адаптивной идентификации ИК и алгоритмов (11), (12) с использованием ИСМ КВД с учетом и корректировкой априорной информации о гидропроводности пласта $\bar{\sigma}$ и пластовом давлении \bar{p}_{nl} :

$$\begin{cases} p_{3,n}^{*2} = p_{3,0}^{*2} + f(\beta_n, t_n)(\alpha_{1,n} + \alpha_{2,n} \lg(t_n)) + \xi_n, \\ h_{k1,n} \bar{\alpha}_2 = \alpha_{2,n} + \eta_{1,n}, \\ h_{k3,n} (\bar{p}_{nl}^2 - p_{3,0}^2) = \alpha_{1,n} + \alpha_{2,n} \lg(t_p) + \eta_{3,n}, \quad n = \bar{1}, n_k. \end{cases} \quad (15)$$

где $\bar{\alpha}_2 = (42,4q_0 z_{nl} p_{cm} T_{nl}) / \bar{\sigma} T_{cm}$, $\alpha_{1,n}, \alpha_{2,n}, f(\beta_n, t_n)$ – определены в (9)–(12).

Результаты адаптивной идентификации комбинированных газогидродинамических исследований трех газовых скважин месторождения Тюменской области приведены на рисунках 12–14 и в таблице 2. На рисунке 12 приведены промысловые (линия 1) и восстановленные значения забойного давления (линия 2) скважины №1182 на четырех режимах испытаний. На рисунках 13, 14 изображены оценки коэффициентов фильтрационного сопротивления a_n, b_n (6), полученные с использованием размноженных данных забойного давления и дебитов скважины (линия 1) и без размножения (линия 2).

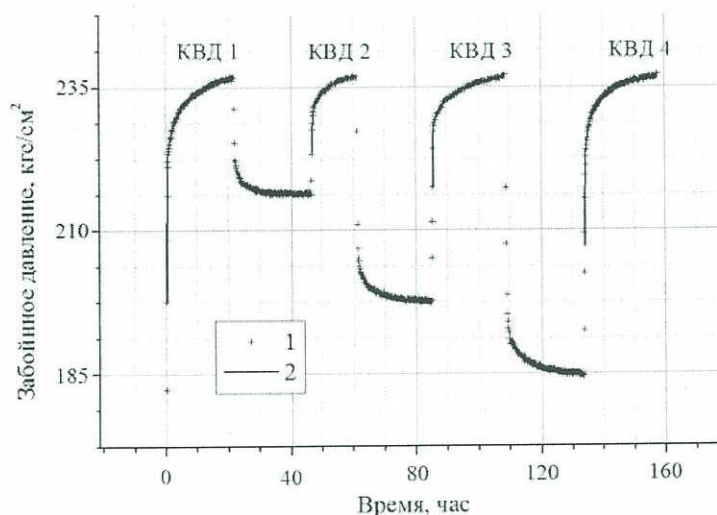


Рисунок 12. Промысловые и восстановленные забойные давления скважины №1182

В таблице 2, приведены оценки гидропроводности, пластового давления (14), пьезопроводности χ_n^* и скин-фактора скважины S_n^* :

$$S_n^* = \ln \left(\frac{r_c}{r_{np,n}^*} \right), r_{np,n}^* = \sqrt{\frac{2,25 \chi_n^*}{10^x}}, x = \frac{\alpha_{1,n}^* - b_i^* q_{0,i}^2}{\alpha_{2,n}^*}, \chi_n^* = \frac{\sigma_n^* P_{nl}^*}{hm}, \quad (16)$$

полученные при решении оптимизационных задач (11) и системы линейных уравнений вида (12), для модели (15), где $r_{np,n}^*$ – оценка приведенного радиуса скважины; оценки параметра b_i^* на режиме испытаний с номером i ; $q_{0,i}$, r_c – дебит и радиус скважины

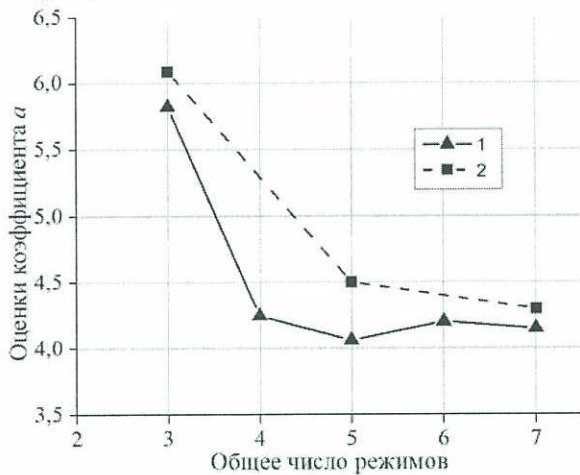
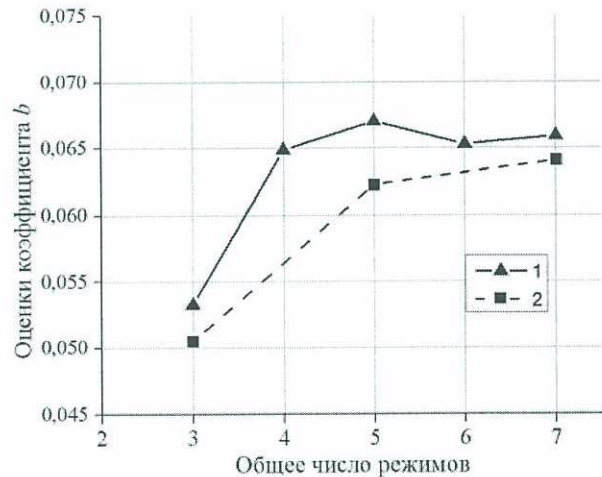
Рисунок 13. Оценки a_n^* скважины № 1182Рисунок 14. Оценки b_n^* скважины № 1182

Таблица 2. Результаты адаптивной идентификации комбинированных ГГДИС

| № Сква. | Метод | Номер КВД | Длительность КВД (час) | Оценка параметров пласта и скважины | | | |
|---------|--------|-----------|------------------------|-------------------------------------|---------------------------------------|---|--------------|
| | | | | Гидропрородность (Д.м/спз) | Пьезопрородность (см ² /с) | Пластовое давление (кгс/см ²) | Скин-фактор |
| 1134 | АИ | 1 | 27,50 | 8,12 | 131,38 | 236,09 | - |
| | | 2 | 14,25 | 7,86 | 127,11 | 235,98 | -1,61 |
| | | 3 | 23,45 | 7,72 | 124,88 | 236,04 | -1,36 |
| | | 4 | 25,50 | 8,08 | 130,73 | 236,09 | -1,31 |
| | Saphir | | | 7,92 | 128,12 | 236,05 | -1,22 |
| 1135 | АИ | 1 | 21,75 | 11,30 | 141,98 | 234,01 | - |
| | | 2 | 14,50 | 11,96 | 150,19 | 233,88 | -1,41 |
| | | 3 | 15,05 | 11,58 | 145,44 | 233,91 | -1,32 |
| | | 4 | 18,65 | 12,04 | 151,24 | 233,95 | -1,34 |
| | Saphir | | | 11,93 | 149,88 | 233,98 | -1,26 |
| 1182 | АИ | 1 | 22,05 | 16,83 | 217,87 | 236,95 | - |
| | | 2 | 14,50 | 18,02 | 233,22 | 236,90 | -1,92 |
| | | 3 | 23,85 | 16,92 | 219,06 | 236,98 | -2,59 |
| | | 4 | 23,90 | 17,23 | 223,10 | 237,01 | -2,61 |
| | Saphir | | | 17,10 | 221,42 | 237,01 | -2,82 |

Анализ результатов, приведенных на рисунках 13,14, показывает, что метод адаптивной идентификации ИК с размножением промысловых данных забойного давления и дебитов скважины с оценкой пластового давления повышает точность определения коэффициентов фильтрационного сопротивления. Это позволяет, начиная со второго и третьего режимов исследований, получить оценки параметров газовых пластов (14), (16) (см. таблицу 2), практически не уступающие оценкам, полученным с использованием программного комплекса Saphir на четырех режимах исследований.

Интегрированные системы моделей КВД (9),(15) с поправочной функцией использованы и в адаптивном методе детерминированных моментов давлений (ДМД), где получены результаты, аналогичные приведенные в таблицах 1, 2 сокращению времени определения гидропроводности, пьезопроводности пласта и диагностического коэффициента в два и более раза.

Основные результаты и выводы

Интегрированные системы адаптивной идентификации нефтяных и газовых пластов с учетом дополнительной информации, накопленного опыта и знаний, являются в настоящее время актуальным направлением разработки автоматизированных систем газогидродинамических исследований скважин и мониторинга месторождений углеводородов.

Предложенные в диссертации модели и алгоритмы адаптивной идентификации газовых пластов позволяют:

- определять параметры газовых пластов и время завершения газогидродинамических исследований в процессе их проведения в промысловых условиях;

- учитывать и корректировать дополнительную информацию, что обеспечивает повышение точности определения фильтрационных параметров и энергетическое состояние газовых пластов, значительно сокращает время простоя скважин.

При решении поставленных задач получены следующие основные результаты:

1. Разработаны интегрированные системы моделей ИК, КВД, комбинированных ГГДИС (ИК-КВД) с переменными параметрами, позволяющие учитывать и корректировать дополнительную информацию и экспертные оценки пластового давления, фильтрационных параметров пласта, коэффициентов фильтрационного сопротивления.

2. Предложены оптимальные, в смысле заданных критериев качества, алгоритмы адаптивной идентификации параметров интегрированных моделей ИК с размножением промысловых данных, интегрированных

моделей КВД с корректировкой дополнительных данных и экспертных оценок параметров газовых пластов.

3. Разработаны алгоритмы определения параметров газовых пластов с идентификацией начального участка забойного давления, что позволяет обрабатывать короткие недовосстановленные КВД, значительно сократить время простоя скважин.

4. Предложены рекуррентные алгоритмы определения параметров моделей КВД, что позволяет решать задачи идентификации газовых пластов в процессе проведения газогидродинамических исследований скважин, оснащенных информационными телеметрическими системами, в режиме реального времени.

5. Разработаны модели и алгоритмы адаптивной идентификации комбинированных ГГДИС (ИК-КВД), позволяющие сократить число режимов испытаний по ИК и время проведения исследований по КВД, повысить точность определения параметров газовых пластов.

Разработанные в диссертации модели и алгоритмы адаптивной идентификации газовых пластов, используемые в Компании «ЗАО ГазИнформпласт», показывают их способность в промышленных условиях, в процессе проведения ГГДИС, повысить точность определения фильтрационных параметров и энергетического состояния газовых пластов, значительно сократить время простоя скважин.

ПУБЛИКАЦИИ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Публикации в журналах из перечня ВАК, WoS и Scopus

1. Сергеев, В. Л. Модели и алгоритмы идентификации нефтяных и газовых пластов адаптивным методом детерминированных моментов давлений / В. Л. Сергеев, Т. Х. Ф. Нгуен, К. Д. Ву // Доклады Томского государственного университета систем управления и радиоэлектроники. – 2018. – Т. 21 – № 4. – С. 109–115.

2. Нгуен, Т. Х. Ф. Модели и алгоритмы адаптивной интерпретации результатов комбинированных газогидродинамических исследований интеллектуальных скважин / Т. Х. Ф. Нгуен, В. Л. Сергеев // Известия Томского политехнического университета, Инжиниринг георесурсов. – 2018. Т.329. № –10. – С. 67–75.

3. Сергеев, В. Л. Адаптивная идентификация жизненного цикла систем методом интегрированных феноменологических моделей с переменными параметрами / В. Л. Сергеев, К. Х. Нгуен, Т. Х. Ф. Нгуен // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2016. – Т. 327, № 12. – С. 101–109.

4. Нгуен, Т. Х. Ф. Метод идентификации индикаторной кривой при интерпретации результатов газодинамических исследований скважин / Т. Х. Ф. Нгуен, В. Л. Сергеев // Известия Томского политехнического университета, Инжиниринг георесурсов. – 2015. Т.326. № –12. – С. 54–59.

Публикации в трудах конференций, индексируемых WoS и Scopus

1. Nguyen T.H.P., Sergeev V.L., Krainov A.I. Adaptive interpretation of gas well deliverability tests with generating data of the IPR curve. 2017 IOP Journal of Physics: Conference Series, vol. 803, no. 1. URL: <http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1742-6596/803/1/012136>

2. Nguyen T.H.P., Sergeev V.L., Strelnikova A.B. Adaptive interpretation of gas well deliverability tests. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2016, vol. 43, no. 1. URL: <http://iopscience.iop.org/1755-1315/43/1/012015>.

3. Sergeev V.L., Nguyen T.H.P., Krainov A.I., Gorlach A.Y. Adaptive System for Analysis and Interpretation of Combined Well Test Data // SPE Conference: SPE Russian Petroleum Technology Conference. – 2017. URL: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-187761-MS>

Публикации в трудах конференций, симпозиумов

1. Нгуен Т.Х.Ф. Автоматизированная система для интерпретации данных комбинированных газодинамических исследований скважин // VII Всероссийский конгресс молодых ученых университета ИТМО. – С-Петербург, 2018. URL: http://kmu.ifmo.ru/collections_article/7099/avtomatizirov_anaya_sistema_dlya_interpretacii_dannyh_kombinirovannyh_gazodinamicheskikh_issledovaniy_skvazhin.htm.

2. Нгуен Т.Х.Ф. Адаптивная интерпретация газодинамических исследований скважин по индикаторной кривой в условиях неопределенности // Информационные технологии в науке, управлении, социальной сфере и медицине: сборник научных трудов III Международной научной конференции. – Томск: Изд-во ТПУ, 2016. – Ч. 1. – С. 184–186.

3. Нгуен Т.Х.Ф. Адаптивная интерпретация результатов газодинамических исследований интеллектуальных скважин // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXII Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых. – Томск: Изд-во ТПУ, 2018. – Т. 2. – С. 174–176.

4. Нгуен Т.Х.Ф. Адаптивная интерпретация результатов комбинированных (ИК-КВД) газодинамических исследований скважин в процессе их проведения // Природные процессы в нефтегазовой отрасли. Geonature 2017 сборник научных трудов Международной научно-практической конференции Студенческого отделения европейской ассоциации геочеловек и инженеров - European Association of Geoscientists and Engineers (EAGE). – 2017. – С. 155–159.

5. Нгуен Т.Х.Ф. Интерпретация результатов стационарных газодинамических исследований скважин с учетом априорной информации // Проблемы геологии и освоения недр: труды XIX Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых. – Томск: Изд-во ТПУ, 2015. – Т. 2. – С. 99–100.

6. Нгуен Т.Х.Ф. Интерпретация результатов стационарных газодинамических исследований скважин на основе метода адаптивной идентификации // Проблемы геологии и освоения недр: труды XX Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых. – Томск: Изд-во ТПУ, 2016. – Т. 2. – С. 385–387.

7. Нгуен Т.Х.Ф. Метод адаптивной интерпретации результатов комбинированных (ИК-КВД) газодинамических исследований скважин // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXI Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых. – Томск: Изд-во ТПУ, 2017. – Т. 2. – С. 125–126.

8. Нгуен Т.Х.Ф. Модели и алгоритмы адаптивной идентификации и интерпретации газогидродинамических исследований с учетом влияния ствола скважины // XIV Международная научно-практическая конференция: Электронные средства и системы управления. Томск: Изд-во ТУСУР, 2018. Ч. 2 – С. 236–238.

9. Нгуен Т.Х.Ф. Рекуррентные алгоритмы адаптивной идентификации и интерпретации кривой восстановления давления скважин газовых месторождений // XII Международная научно-практическая конференция: Электронные средства и системы управления. Томск: Изд-во ТУСУР, 2016. – С. 166–168.

Свидетельства о регистрации программ для ЭВМ

1. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2018660091. Адаптивная интерпретация газодинамических исследований скважин по индикаторной кривой (Adaptive System IK GTW) / Т.Х.Ф. Нгуен, В.Л. Сергеев. – Заявка № 2018617024. Дата поступления 05 июля 2018 г. Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ 16 августа 2018 г.

2. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2018660092. Адаптивная интерпретация газодинамических исследований скважин по кривой восстановления давления (Adaptive System KVD GTW) / Т.Х.Ф. Нгуен, В.Л. Сергеев. – Заявка № 2018617025. Дата поступления 05 июля 2018 г. Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ 16 августа 2018 г.