

На правах рукописи



**Донг Ван Хоанг**

**АДАПТИВНАЯ ИДЕНТИФИКАЦИЯ И ДИАГНОСТИКА ФИЛЬТРАЦИОННЫХ  
ПОТОКОВ В ПРОЦЕССЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ  
ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН**

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

**АВТОРЕФЕРАТ**  
диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Томск – 2020

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: **Смагин Валерий Иванович**  
доктор технических наук,  
профессор кафедры прикладной математики,  
института прикладной математики и  
компьютерных наук Национального  
исследовательского Томского  
государственного университета

**Зебзеев Алексей Григорьевич,**  
кандидат технических наук,  
Главный эксперт по цифровизации  
АО «ТомскНИПИнефть», г. Томск

Ведущая организация – ФГБОУ ВО «Новосибирский  
государственный технический  
университет»

Защита состоится «18» июня 2020 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/euqqg2y6>

Автореферат разослан «\_\_» \_\_\_\_\_ 2020 г.

Ученый секретарь  
диссертационного совета

Зайченко Татьяна Николаевна

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

**Актуальность темы.** В настоящее время в нефтегазодобывающих компаниях России, в связи с разработкой месторождений с трудно извлекаемыми запасами, проводится большой объем бурения и ввода в эксплуатацию горизонтальных скважин. Для создания систем управления разработкой месторождений с системой горизонтальных скважин требуется достоверная информация о параметрах нефтяных пластов. Известно, что наиболее достоверным и востребованным методом получения информации о параметрах нефтяных и газовых пластов являются нестационарные гидродинамические исследования (ГДИ) скважин по кривой восстановления забойного давления (КВД).

Используемые в нефтяных компаниях России графоаналитические методы обработки ГДИ горизонтальных скважин с выделением фильтрационных потоков, основанные на анализе КВД и ее производной, реализованы в ряде программных комплексов (Saphir, PanSystem, Гидратест и т.п.). Применение данных методов в системах оперативной обработки испытаний на скважинах, оснащенных стационарными информационными измерительными системами, вызывает значительные трудности, поскольку они требуют привлечения квалифицированных интерпретаторов. Следует отметить, что графоаналитический метод обработки результатов нестационарных ГДИ горизонтальных скважин по КВД, по сравнению с вертикальными скважинами, представляет более сложный организационно-технологический процесс. Это связано с рядом проблем, таких как, выделение разных развивающихся последовательно режимов фильтрации, обработки недовосстановленных кривых забойного давления с частичным либо полным отсутствием участка позднего радиального режима течения, значительным временем простоя скважин – до 500 часов и более.

Для решения отмеченных выше проблем, создания моделей и алгоритмов оперативного определения параметров нефтяных пластов в процессе проведения ГДИ горизонтальных скважин по КВД в диссертации предлагается использовать модели фильтрационных потоков с переменными, зависящими от времени параметрами, с учетом дополнительной априорной информации и адаптивные алгоритмы идентификации.

На основе адаптивной технологии идентификации, разработанной в Томском политехническом университете, в диссертации решается задача выделения фильтрационных потоков, разработки соответствующих диагностических критериев моделей и алгоритмов, позволяющих определять время начала и завершения потоков в процессе проведения гидродинамических исследований скважин в промысловых условиях.

Для решения задачи определения параметров нефтяных пластов по недовосстановленным, по разным техническим причинам, кривым забойного давления в диссертационной работе предлагаются новые модели линейного и позднего радиального режима фильтрации, основанные на интегральном

уравнении Вольтерра 1-го рода с переменными, зависящими от времени параметрами, и алгоритмы адаптивной идентификации для определения параметров нефтяных пластов в процессе испытаний скважин.

Значительные трудности использования графоаналитических методов обработки результатов нестационарных гидродинамических исследований горизонтальных скважин возникают при частичном либо полном отсутствии на КВД позднего радиального режима течения, либо значительными искажениями на этом участке забойного давления и его производной. Следует отметить, что для получения полноценных КВД с наличием позднего радиального режима течения, особенно в низкопроницаемых коллекторах, требуется проведение достаточно продолжительных исследований, что связано с простоями скважин более 500 часов. Для решения этой актуальной задачи, сокращения времени простоя скважин, в диссертации предлагается метод оперативной идентификации и интерпретации результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин на прогнозирующих феноменологических моделях, позволяющих определять забойное давление на невосстановленном участке КВД и параметры нефтяного пласта в процессе проведения испытаний скважин в промысловых условиях.

**Объект исследований:** нефтяные пласты и гидродинамические параметры, полученные в процессе испытаний горизонтальных скважин.

**Предметная область исследований:** диагностика фильтрационных потоков и определение параметров нефтяных пластов в процессе испытаний горизонтальных скважин по кривой восстановления давления.

**Цель работы** – разработка и исследование моделей и алгоритмов адаптивной идентификации и диагностики фильтрационных потоков в процессе проведения гидродинамических исследований горизонтальных скважин, повышение точности определения параметров нефтяных пластов, сокращение времени простоя скважин.

**Задачи исследования:**

1. Разработка и исследование диагностических критериев, моделей и алгоритмов выделения фильтрационных потоков в процессе ГДИ горизонтальных скважин на неустановившихся режимах фильтрации по кривой восстановления давления.

2. Разработка и исследование моделей и алгоритмов адаптивной идентификации параметров нефтяных пластов в процессе ГДИ горизонтальных скважин на неустановившихся режимах фильтрации по кривым забойного давления с нечеткими признаками позднего радиального потока.

3. Разработка и исследование моделей и алгоритмов адаптивной идентификации нефтяных пластов в процессе ГДИ горизонтальных скважин на прогнозирующих моделях в условиях отсутствия на кривой восстановления давления позднего радиального режима течения.

**Методы исследований.** Используются теоретические и практические разработки в области гидродинамических исследований горизонтальных

скважин нефтяных пластов, идентификации и оптимизации процессов, системного анализа, линейной алгебры.

### **Научная новизна:**

1. Разработаны модели гидродинамических и диагностических параметров фильтрационных потоков горизонтальных скважин нефтяных пластов с переменными, зависящими от времени параметрами, с учетом дополнительной информации.

2. Созданы алгоритмы адаптивной идентификации моделей гидродинамических и диагностических параметров, позволяющие выделять фильтрационные потоки, определять параметры нефтяных пластов и время завершения гидродинамических исследований по КВД в процессе их проведения в промысловых условиях, значительно сократить время простоя горизонтальных скважин.

3. Разработаны модели и алгоритмы адаптивной идентификации для определения параметров нефтяных пластов в процессе проведения ГДИ горизонтальных скважин по КВД в условиях отсутствия позднего радиального режима течения, позволяющие повысить точность определения параметров пластов, значительно сократить время простоя скважин.

**Достоверность результатов.** Обоснованность и достоверность подтверждается результатами обработки КВД горизонтальных скважин с использованием промысловых данных, традиционными методами обработки результатов ГДИС, реализованными в программном комплексе Saphir, и результатами имитационного моделирования.

**Практическая значимость исследований.** Предложенные в диссертационной работе модели и алгоритмы адаптивной идентификации нефтяных пластов с диагностикой фильтрационных потоков обеспечивают получение оценок гидродинамических параметров в процессе проведения ГДИ, повышают их точность, значительно сокращают время простоя горизонтальных скважин.

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

### **Положения, выносимые на защиту.**

1. Разработаны диагностические критерии, модели с переменными параметрами с учетом и корректировкой дополнительной информации и алгоритмы адаптивной идентификации для выделения фильтрационных потоков, позволяющие определять время начала и завершения раннего радиального, линейного и позднего радиального режимов течения в процессе проведения нестационарных ГДИ горизонтальных скважин по кривой восстановления давления.

*Соответствует пункту 14 паспорта специальности: Теоретические основы, методы и алгоритмы диагностирования (определения работоспособности, поиск неисправностей и прогнозирования) АСУТП, АСУП, АСТПП и др.*

2. Созданы и исследованы модели и алгоритмы адаптивной идентификации параметров нефтяных пластов в процессе ГДИ горизонтальных скважин на неустановившихся режимах фильтрации, позволяющие:

- определять фильтрационные параметры и энергетическое состояние нефтяных пластов в процессе проведения ГДИ по недовосстановленным кривым забойного давления с нечеткими признаками позднего радиального потока;
- определять время завершения ГДИ в процессе их проведения, что значительно сокращает время простоя скважин;
- учитывать дополнительную информацию, что повышает точность определения параметров пластов и скважин.

*Соответствует пункту 6 паспорта специальности: Научные основы, модели и методы идентификации производственных процессов, комплексов и интегрированных систем управления.*

3. Разработаны и исследованы модели и алгоритмы адаптивной идентификации нефтяных пластов в процессе ГДИ горизонтальных скважин на прогнозирующих моделях в условиях отсутствия позднего радиального режима течения, что позволяет:

- определять параметры низкопроницаемых нефтяных пластов и скважин;
- увеличить точность определения параметров нефтяных пластов, сократить время простоя скважин.

*Соответствует пункту 14 паспорта специальности: Теоретические основы, методы и алгоритмы диагностирования (определения работоспособности, поиск неисправностей и прогнозирования) АСУТП, АСУП, АСТПП и др.*

**Личный вклад автора.** Основные результаты работы получены автором самостоятельно. К ним относятся: модели диагностических параметров фильтрационных потоков с учетом и корректировкой дополнительной информации; интегрированные системы модели и алгоритмы идентификации и интерпретации КВД горизонтальных скважин с идентификацией позднего радиального потока; модели и алгоритмы адаптивного метода идентификации нефтяных пластов в процессе проведения ГДИ горизонтальных скважин в условиях отсутствия позднего радиального потока.

**Апробация и публикации.** Основное содержание диссертации отражено в 15 печатных работах, из них: 2 статьи в изданиях, рекомендованных ВАК, 3 статьи в журналах, индексируемых в базе WoS и Scopus, 10 публикаций в трудах конференций (одна статья индексирована 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 XX, XXI, XXII Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых (Томск 2017, 2018, 2019); XV Международная научно-техническая конференция «Мониторинг разработки нефтяных и газовых месторождений: разведка и добыча» (Томск 2017); XIII, XIV, XV Международная научно-практическая конференция «Электронные средства и

системы управления» (Томск 2017, 2018, 2019); Международная научно-практическая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых «Природные процессы в нефтегазовой отрасли. Geonature 2017» (Тюмень 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 114 названий. Содержание работы изложено на 127 страницах основного текста, иллюстрировано 50 рисунками и 22 таблицами. В приложениях 2,3 приведены документы, свидетельствующие об использовании результатов исследований, и свидетельства о регистрации разработанных программных средств.

## СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

**Во введении** обоснована актуальность темы, сформулированы цель и задачи исследования, научная новизна, защищаемые положения, апробация и практическая ценность работы, приведена общая характеристика полученных результатов и сведения о публикациях по теме диссертации.

**В первой главе** проведен анализ существующих методов, моделей и алгоритмов идентификации и интерпретации результатов ГДИ ГС. Отмечены сложности использования графоаналитических методов ГДИ ГС для решения задач планирования ГДИ, диагностики фильтрационных потоков, идентификации и интерпретации результатов гидродинамических исследований в автоматизированных системах мониторинга и управления работой скважин без участия квалифицированного интерпретатора в режиме реального времени.

Приводятся критерия традиционных графоаналитических и аналитических методов диагностики фильтрационных потоков горизонтальных скважин. Отмечается, что использование графоаналитических методов для выделения на КВД участков раннего радиального, линейного и позднего радиального режима течения, основанных на анализе логарифмической производной забойного давления, требует привлечения квалифицированного интерпретатора. Отмечаются недостатки аналитических методов выделения фильтрационных потоков, требующие информацию о параметрах нефтяных пластов.

Приводятся методические основы используемой в диссертации технологии адаптивной идентификации процессов нефтегазодобычи (с учетом особенностей ГДИ ГС), основанной на интегрированных системах моделей (ИСМ) гидродинамических параметров нефтяных пластов и скважин с переменными параметрами  $\alpha_j(t_n)$ , с учетом дополнительной информации, накопленного опыта и знаний:

$$\begin{cases} \Delta p_{3,j}^*(t_n) = p_{3,j}^*(t_n) - p_{3,j}^*(t_0) = f_{0,j}(t_n, \mathbf{\alpha}_j(t_n)) + \xi_{j,n}, n = \overline{1, n_k}, t_n \in (t_{n,j}, t_{k,j}), \\ h_{\kappa,j,l,n} \bar{z}_{j,l} = f_{a,j,l}(t_n, \mathbf{\alpha}_j(t_n)) + \eta_{j,n}, l = \overline{1, p}, j = \overline{1, m_j}, \end{cases} \quad (1)$$

где  $p_{3,j}^*(t_n), p_{3,j}^*(t_0)$  – измеренные значения забойного давления в текущий момент времени  $t_n$  и в момент остановки скважины  $t_0$ ;  $f_{0,j}(t_n, \mathbf{\alpha}_j(t_n))$  – значения забойного давления, вычисленные на основе соответствующей модели фильтрационного потока с номером  $j$ ;  $\mathbf{\alpha}_j(t_n) = (\alpha_1(t_n), \alpha_2(t_n), \dots, \alpha_{m_j}(t_n))$  – вектор неизвестных однозначных функций дискретного времени  $t_n$ ;  $\bar{z}_{j,l}$  – дополнительные данные, экспертные оценки параметров нефтяных пластов и скважины;  $f_{a,j,l}(t_n, \mathbf{\alpha}_j(t_n))$  – значения дополнительных данных и экспертных оценок, полученные на основе модели;  $h_{\kappa,j,l,n}$  – параметр корректировки дополнительных данных и экспертных оценок;  $t_{n,j}, t_{k,j}$  – моменты времени начала и завершения фильтрационного потока с номером  $j$ ;  $\xi_{j,n}, \eta_{j,n}$  – случайные величины, связанные с погрешностью измерений забойного давления и ошибками задания экспертных оценок и других неконтролируемых факторов.

Процесс адаптивной параметрической идентификации ИСМ (1) для каждого фильтрационного потока заключается в решении двух оптимизационных задач:

$$\mathbf{\alpha}_n^* (\mathbf{\beta}_{n,j}) = \arg \min_{\mathbf{\alpha}_n} \Phi(t_n, \mathbf{\alpha}_n, \mathbf{\beta}_n), \quad (2)$$

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

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

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

где  $\psi_0, \psi_a$  – известные функции;  $\mathbf{\beta}_n^* = (h_{3,n}^*, h_{p,l,n}^*, h_{\kappa,l,n}^*, l = \overline{1, p})$  – 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  $h_{\kappa,l,n}^*, l = \overline{1, p}$ ; 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,  $w(0) = 1, w(x_1) \leq w(x_2) \text{ при } |x_1| < |x_2|$ .



Момент завершения гидродинамических исследований  $t_k^*$  определяется в процессе их проведения по критерию стабилизации оценок параметра  $\alpha_n^*(\beta_n^*) = (\alpha_{n,1}^*(\beta_n^*), \alpha_{n,2}^*(\beta_n^*))$  позднего радиального потока (см. (7)):

$$\left| \frac{(\alpha_{n,k}^*(\beta_n^*) - \alpha_{(n-i),k}^*(\beta_n^*))}{\alpha_{n,k}^*(\beta_n^*)} \right| \leq \varepsilon, \quad i = 1, 2, 3; k = 1, 2, \quad (4)$$

где  $\varepsilon$  – заданная точность.

Примерами (1) являются рассмотренные в диссертации модели гидродинамических параметров (1) нефтяных пластов и скважин для раннего радиального потока

$$\begin{cases} \Delta p_3^*(t_n) = f_1(t_n, \mathbf{b}_n) \left( (\alpha_{1pp,n} = \frac{C_{s1} q_0 \mu B}{k_{zy,n} L_{эфф}} \lg \frac{2,25 k_{zy,n}}{\phi \mu c_t r_{pp}^2}) + (\alpha_{2pp,n} = \frac{C_{s1} q_0 \mu B}{k_{zy,n} L_{эфф}}) \lg t_n \right) + \xi_{1,n} \\ h_{кpp,n} \cdot \bar{\alpha}_{2pp} = \alpha_{2pp,n} + \eta_{1,n}, t_n = \overline{t_{pp}}, t_{кpp} \end{cases} \quad (5)$$

линейного потока

$$\begin{cases} \Delta p_3^*(t_n) = (\alpha_{1л,n} = \frac{C_{s2} q_0 B \mu s_n}{k_{zy,n} L_{эфф,n}}) + (\alpha_{2л,n} = \frac{C_{s3} q B}{\sqrt{\pi} L_{эфф,n} h} \sqrt{\frac{\mu}{c_t k_{xy,n}}}) \sqrt{t_n} + \xi_{2,n} \\ h_{кл,n} \cdot \bar{\alpha}_{2л} = \alpha_{2л,n} + \eta_{2,n}, t_n = \overline{t_{лп}}, t_{кл} \end{cases} \quad (6)$$

и позднего радиального потока:

$$\begin{cases} \Delta p_3^*(t_n) = f_2(t_n, \mathbf{b}_n) \left( (\alpha_{1пр,n} = \frac{C_{s4} q_0 \mu B}{k_{xy,n} h} \lg \frac{2,25 k_{xy,n}}{\phi \mu c_t r_{пр,n}^2}) + (\alpha_{2пр,n} = \frac{C_{s4} q_0 \mu B}{k_{xy,n} h}) \lg t_n \right) + \xi_{3,n} \\ h_{кпр,n} \cdot \bar{\alpha}_{2пр} = \alpha_{2пр,n} + \eta_{3,n}, t_n = \overline{t_{кл}}, t_{к} \end{cases} \quad (7)$$

где  $q_0$  – дебит скважины до остановки;  $C_{s1}, C_{s2}, C_{s3}, C_{s4}$  – константы, зависящие от используемой системы единиц;  $c_t$  – общая сжимаемость;  $\phi$  – пористость пласта;  $\mu$  – динамическая вязкость флюида;  $B$  – объемный коэффициент;  $r_{пр,n}$  – приведенный радиус скважины;  $k_{zy}, k_y$  – проницаемость раннего радиального и линейного потока, соответственно;  $k_{xy}$  – проницаемость позднего радиального потока (латеральная проницаемость);  $L_{эфф}$  – эффективная длина горизонтального ствола скважины;  $h$  – толщина пласта;  $s_n$  – скин-фактор;  $\bar{\alpha}_{2pp}, \bar{\alpha}_{2л}, \bar{\alpha}_{2пр}$  – дополнительная априорная информация о параметрах  $\alpha_{2pp}, \alpha_{2л}, \alpha_{2пр}$ ;  $\xi_{1,n}, \xi_{2,n}, \xi_{3,n}, \eta_{1,n}, \eta_{2,n}, \eta_{3,n}$  – случайные величины.  $f_1(t_n, \mathbf{b}_n), f_2(t_n, \mathbf{b}_n)$  – поправочные функции с переменными параметрами  $\mathbf{b}_n$ , введенные для учета влияния ствола скважины в модели раннего радиального потока (5) и учета влияния линейного режима течения в модели позднего радиального потока (7). Для определения параметров нефтяного пласта с использованием моделей (5)–(7) необходимо решение задачи диагностики

потоков, а именно, определения в процессе проведения гидродинамических исследований скважины времени начала раннего радиального и линейного потоков  $t_{\text{нрр}}, t_{\text{нл}}$ .

**Во второй главе** рассматриваются диагностические критерии, модели и алгоритмы выделения фильтрационных потоков в процессе проведения ГДИ ГС по кривым восстановления забойного давления. Основой предлагаемого адаптивного метода диагностики фильтрационных потоков является интегрированная система моделей логарифмической производной забойного давления с переменными параметрами с учетом и корректировкой дополнительной априорной информации о латеральной проницаемости  $\bar{k}_{xy}$ :

$$\begin{cases} y^*(t_n) = \alpha_{1,n} + \alpha_{2,n} \lg t_n + \xi_n, \\ h_{k,n} \bar{k}_{xy} = k_{xy,n} + \eta_n, n = \bar{1}, n_k, \end{cases} \quad (8)$$

где  $y^*(t_n) = \lg \left( \frac{\Delta p_3^*(t_n) - \Delta p_3^*(t_{n-1})}{\ln t_n - \ln t_{n-1}} \right)$  – конечно-разностная аппроксимация логарифмической производной забойного давления (ЛПЗД);  $\Delta p_3^*(t_n) = p_3^*(t_n) - p_3^*(t_0)$  – промысловые значения разности забойных давлений, полученные в процессе испытаний скважин;  $\alpha_{1,n}, \alpha_{2,n}$  – параметры, представленные неизвестными однозначными функциями дискретного времени  $t_n$ ;  $h_{k,n}$  – параметр корректировки дополнительной информации;  $t_k$  – момент времени завершения испытаний скважины;  $\xi_n, \eta_n$  – случайные величины, представляющие разного рода погрешности и ошибки модели (6).

Для выделения фильтрационных потоков в диссертации разработаны диагностические критерии, приведенные в таблице 1.

Таблица 1. Диагностические критерии выделения фильтрационных потоков

Фильтрационные потоки	Критерии адаптивного метода	Критерии моментов времени начала потоков
Ранний радиальный (рр)	$\alpha_{2,n}^*(\mathbf{B}_n^*) \approx 0$	$t_{\text{нрр}} = \arg \min_t  \alpha_{2,n}^*(\mathbf{B}_n^*) $
Линейный (л)	$\alpha_{2,n}^*(\mathbf{B}_n^*) = 0,5 \pm \Delta$ $\Delta = 0,1 \div 0,15$	$t_{\text{нл}} = \arg \min_t (\alpha_{2,n}^*(\mathbf{B}_n^*) - 0,5 \pm \Delta)$
Поздний радиальный (пр)	$\alpha_{2,n}^*(\mathbf{B}_n^*) \approx 0$ при $t > t_n$	$t_{\text{нрр}} = \arg \min_t  \alpha_{2,n}^*(\mathbf{B}_n^*) $ при $t > t_n$

Следует отметить, что выделение фильтрационных потоков с использованием диагностического параметра  $\alpha_{2,n}^*(\mathbf{B}_n^*)$  и критериев, приведенных в таблице 1, в процессе испытаний горизонтальных скважин по мере поступления промысловых данных забойного давления представляет достаточно сложную задачу определения экстремумов и нулевых значений функций в

условиях помех. Для упрощения решения приведенных в таблице 1 экстремальных задач в диссертации предлагается использовать модели диагностического признака  $\alpha_{2,n}^*(\beta_n^*)$  вида:

$$\begin{cases} \alpha_2^*(t_n) = \alpha_2(t_n) + \xi_1(t_n) = \sum_{i=0}^2 c_{i+1} (\ln t_n)^i + \xi_1(t_n), \\ h_{\kappa} \bar{\alpha}_2(t_{\min}) = \alpha_2(t_{\min}) + \eta_1, n = \overline{1, n_{\text{pp}}}, 0 < t_n \leq \bar{t}_{n,\text{кpp}} \end{cases} \quad (9)$$

$$\begin{cases} \alpha_2^*(t_n) = \alpha_2(t_n) + \xi_2(t_n) = \sum_{i=0}^2 c_{i+1}(t_n) (\ln t_n)^i + \xi_2(t_n), \\ h_{\kappa}(t_n) \bar{\alpha}_2(t_{\max}) = \alpha_2(t_{\max}) + \eta_1(t_n), n = \overline{1, n_{\kappa}}, t_n \geq \bar{t}_{n,\text{кpp}} \end{cases} \quad (10)$$

Следует отметить, что модель (9) с постоянными параметрами  $c_k$ ,  $k = \overline{1, 3}$ , которые определяются на выделенном диапазоне оценок  $\alpha_2^*(t_n)$ ,  $0 < t_n \leq \bar{t}_{n,\text{кpp}}$ . Модель (10) с переменными параметрами  $c_k(t_n)$ ,  $k = \overline{1, 3}$ , которые определяются в процессе проведения испытаний горизонтальных скважин.

Момент начала раннего радиального потока  $t_{\text{нpp}}$  совпадает с моментом времени  $t_{\min}$ , при котором параметр  $\alpha_2(t_n)$  в (9) принимает минимальное значение и определяется по формуле:

$$t_{\text{нpp}} = t_{\min} = \exp(-c_2^* / 2c_3^*) \quad (11)$$

Момент завершения раннего радиального потока согласно (9) определяется по формулам:

$$t_{\text{кpp}} = \max \left\{ \exp \left( \frac{-c_2^* - \sqrt{(c_2^*)^2 - 4c_3^*c_1^*}}{2c_3^*} \right); \exp \left( \frac{-c_2^* + \sqrt{(c_2^*)^2 - 4c_3^*c_1^*}}{2c_3^*} \right) \right\} \quad (12)$$

где  $c_j^*$ ,  $j = \overline{1, 3}$  — оценки параметров модели (9).

Аналогично (11) и (12) имеют место формулы для моментов времени центральной части линейного потока  $t_{\text{л}}$ , начала линейного  $t_{\text{нл}}$  и позднего радиального  $t_{\text{нpp}}$  потоков, где оценки параметров  $c_j^*(t_n)$ ,  $j = \overline{1, 3}$  модели (10) определяются с использованием технологии адаптивной идентификации (1)–(3). При использовании в (2) квадратичных показателей качества задача определения параметров модели (10) сводится к решению системы линейных уравнений вида:

$$A_n c_n^*(\beta_n) = B_n, \quad (13)$$

$$A_n = F_n^T K(h_{3,n}) F_n + h_{\text{p},n} I, \quad B_n = F_n^T K(h_{3,n}) \mathbf{y}_n^* + h_{\text{p},n} H_{\kappa,n} \bar{\mathbf{a}}$$

где  $\mathbf{y}_n^*$  — вектор значений диагностического параметра  $\alpha_2^*(t_n)$ ;  $F$  — матрица значений  $(\ln t_n)^i$ ,  $i = 0, 1, 2$ ;  $H_{\kappa,n} = \text{diag}(0, h_{\kappa,n})$  — матрица значений параметров коррективы дополнительных данных и экспертных оценок  $\bar{\mathbf{a}} = (0, \bar{\alpha}_2)$ ;

$K(h_{3,n}) = \text{diag}(w((t_n - t_{n-i})/h_{3,n}), i=0, n-1)$  – диагональная матрица весовых функций  $w((t_n - t_{n-i})/h_{3,n})$  с параметром забывания  $h_{3,n}$ ;  $I$  – единичная матрица.

Параметры коррективы определяются из решения оптимизационной задачи:

$$h_{k,n}^* = \arg \min_{h_{k,n}} \|y_n^* - F_n c_n(h_{k,n})\|_{K(h_{3,n})}^2 \quad (14)$$

методом дихотомии при заданном значении параметра регуляризации  $h_p$  в интервале  $[0,01 \div 1]$  и постоянных единичных значениях весовой функции  $w((t_n - t_{n-i})/h_{3,n})$  в текущем интервале обработки  $[t_n - t_{n-4}]$ , содержащем 5 значений  $\alpha_2^*(t_n)$  ( $h_{3,n} = 5$ ), ( $w((t_n - t_{n-i})/h_{3,n}) = 1$  при  $t_n - t_{n-i} \leq h_{3,n}$  и  $w((t_n - t_{n-i})/h_{3,n}) = 0$  при  $t_n - t_{n-i} > h_{3,n}$ ). Параметры  $c_j^*, j=1, 3$  модели (9) определяются из (13) при единичных значениях весовой функции  $w((t_n - t_{n-i})/h_{3,n})$  в интервале  $0 < t_n \leq \bar{t}_{n,\text{кpp}}$ .

Результаты выделения фильтрационных потоков горизонтальных скважин №1 и №2 нефтяного месторождения Тюменской области с использованием соотношений (11), (12) приведены на рисунках 5, 6 и в таблице 2, где линией 1 изображены значения оценок диагностического параметра (ДП)  $\alpha_{2,n}^*(t_n)$ , полученные на основе модели ЛПЗД (8) с использованием промысловых данных забойного давления, линией 2 изображены восстановленные на основе модели (9), (10) значения  $\alpha_2(t_n)$  диагностического параметра  $\alpha_{2,n}^*(t_n)$ , линией 3 изображены значения ЛПЗД, используемые в графоаналитических методах для выделения фильтрационных потоков

$$y(t_n) = \alpha_{1,n}^*(\beta_n^*) + \alpha_{2,n}^*(\beta_n^*) \lg t_n, \quad (15)$$

где оценки параметров  $\alpha_{1,n}^*(\beta_n^*), \alpha_{2,n}^*(\beta_n^*)$  получены методом адаптивной идентификации ИСМ (8) путем решения СЛАУ вида (13).

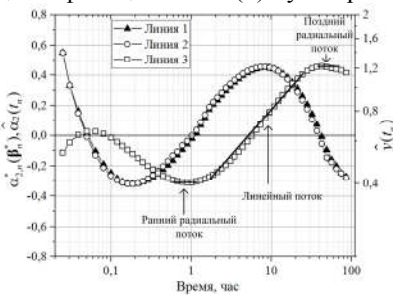


Рисунок 5. Значения диагностических параметров  $\alpha_{2,n}^*(\beta_n^*)$ ,  $\hat{\alpha}_2(t_n)$ ,  $\hat{y}(t_n)$  скважины №1

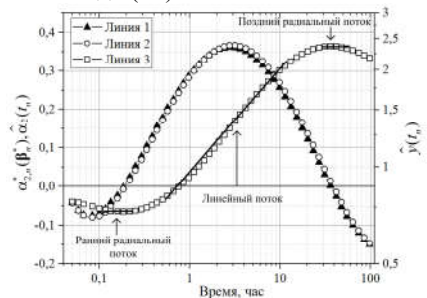


Рисунок 6. Значения диагностических параметров  $\alpha_{2,n}^*(\beta_n^*)$ ,  $\hat{\alpha}_2(t_n)$ ,  $\hat{y}(t_n)$  скважины №2

Таблица 2. Результаты диагностики фильтрационных потоков

№ скважины	Метод диагностики потоков	Время завершения раннего радиального потока	Время центральной части линейного потока	Время начала позднего радиального потока
1	Графо–аналитический	1,13	7	39
	Адаптивный с идентификацией ДП	1,07	8,2	42,1
2	Графо–аналитический	0,23	3	32
	Адаптивный с идентификацией ДП	0,19	2,8	38,5

Из рисунков 5,6 и таблицы 2 видно, что рассмотренный адаптивный метод выделения потоков с идентификацией диагностического параметра практически не уступает по точности графоаналитическому методу. Например, для скважины №1 моменты времени завершения раннего радиального потока, полученного адаптивным методом, практически совпадают с моментом времени, полученным на основе графоаналитического метода, и составляет 1,07 часа после остановки скважины.

**В третьей главе** рассматривается решение задачи адаптивной идентификации КВД с нечеткими признаками позднего радиального потока и его отсутствием.

Основой адаптивного метода идентификации КВД с нечеткими признаками позднего радиального потока является интегрированная система моделей с использованием интегрального уравнения Вольтерра 1-го рода, с учетом и корректировкой дополнительной информации о латеральной проницаемости нефтяного пласта  $\bar{k}_{xy}$ :

$$\begin{cases} p_{3,n}^* = p_3^*(t_0) + \frac{C_s q_0 \mu B}{k_{xy,n} h} \int_{t_{нл}}^{t_k} \frac{f(b_n, t_n)}{t_n - \tau} \exp\left(\frac{-\phi \mu c_t r_{пр,n}^2}{4k_{xy,n} (t_n - \tau)}\right) d\tau + \xi_n, n = \overline{n_{нл}, n_k}, \\ h_{к,л} \bar{k}_{xy} = k_{xy,n} + \eta_n \end{cases} \quad (16)$$

где  $f(b_n, t_n)$  – поправочная функция с переменными параметрами  $b_n$ , вызванная влиянием горизонтального потока и, возможно, влиянием ствола скважины;  $C_s$  – константа, зависящая от используемой системы единиц;  $t_{нл}$ ,  $t_k$  – время начала линейного потока и завершения исследования соответственно;  $\xi_n, \eta_n$  – случайные величины, представляющие погрешности измерений забойного давления, ошибки дополнительных данных;  $q_0, \mu, B, h, k_{xy,n}, \phi, c_t, r_{пр,n}$  обозначены в (5)–(7).

Для модели (16), представленной в матричном виде, при условии постоянства поправочной функции  $f(b_n, t_n)$  на текущем интервале обработки,

$$\begin{cases} \Delta \mathbf{p}_{3,n}^* = F_n(b_n) \mathbf{a}_n + \xi_n, \\ H_{\kappa,n} \bar{\alpha}_2 = \Gamma \alpha_{2,n} + \boldsymbol{\eta}_n, n = \overline{n_{\text{нп}}, n_{\kappa}}. \end{cases} \quad (17)$$

задача параметрической идентификации (2), (3) при использовании частных квадратичных показателей качества  $\psi_0(x) = \psi_a(x) = x^2$ , сводится к решению двух одномерных оптимизационных задач:

$$b_n^*(h_{\kappa,n}) = \arg \min_{b_n} (\| \Delta \mathbf{p}_{3,n}^* - F_n(b_n) \cdot \mathbf{a}_n^*(b_n, h_{\kappa,n}) \|_{K(h_{3,n})}^2) \quad (18)$$

$$h_{\kappa,n}^* = \arg \min_{h_{\kappa,n}} (\| \Delta \mathbf{p}_{3,n}^* - F_n(b_n) \cdot \mathbf{a}_n^*(b_n, h_{\kappa,n}) \|_{K(h_{3,n})}^2) \quad (19)$$

где оценки  $\mathbf{a}_n^*$  параметра  $\mathbf{a}_n$  определяются из решения системы линейных алгебраических уравнений вида

$$(F_n(b_n))^T K(h_{3,n}) F_n(b_n) + h_{p,n} I \mathbf{a}_n = F_n(b_n)^T K(h_{3,n}) \Delta \mathbf{p}_{3,n}^* + h_{p,n} H_{\kappa,n} \bar{\alpha}, \quad (20)$$

$\Delta \mathbf{p}_{3,n}^* = (p_{3,n}^* - p_3^*(t_0), n = \overline{n_{\text{нп}}, n_{\kappa}})$  – вектор значений разности забойного давления;

$F_n(b_n) = \begin{pmatrix} f_{n_{\text{нп}}} & f_{n_{\text{нп}}+1} & \dots & f_{n_{\kappa}} \\ f_{n_{\text{нп}}} x_{n_{\text{нп}}} & f_{n_{\text{нп}}+1} x_{n_{\text{нп}}+1} & \dots & f_{n_{\kappa}} x_{n_{\kappa}} \end{pmatrix}$  – матрица размерности  $(2 \times (n_{\kappa} - n_{\text{нп}}))$ ,

в которой  $f_n = f(b_n, t_n)$ ,  $x_n = \lg(t_i)$ ,  $n = \overline{n_{\text{нп}}, n_{\kappa}}$ ;

$K(h_{3,n}) = \text{diag}(w((t_n - t_{n-i}) / h_{3,n}), i = \overline{0, n-1})$  – диагональная матрица весовых функций  $w((t_n - t_{n-i}) / h_{3,n})$  с параметром забывания  $h_{3,n}$ ;  $h_{p,n}$  – параметр регуляризации;  $H_{\kappa,n} = \text{diag}(0, h_{\kappa,n})$  – матрица значений параметров

корректировки дополнительных сведений и экспертных оценок  $\bar{\alpha}$ ;

$\Gamma = \text{diag}(0, 1)$  – диагональная матрица;  $\xi_n, \boldsymbol{\eta}_n$  – вектор случайных величин

$\xi_n, \boldsymbol{\eta}_n$ .

Результаты адаптивной идентификации КВД (18)–(20) горизонтальных скважин №1166 и №2156 нефтяного месторождения Тюменской области с использованием логистической поправочной функции вида  $f(b_n, t_n) = (1 - \exp(-b_n t_n))^{-1}$  приведены на рисунках 7–10 и в таблице 3. На рисунке 7 приведены промысловые данные (линия 1) с нечеткими признаками позднего радиального потока (стабилизация производной забойного давления после линейного потока не наблюдается, см. рисунок 7), восстановленные значения забойного давления (линия 2) и логарифмическая производная давления (линия 3) скважины №2156. На рисунках 8, 9 приведены оценки латеральной проницаемости пласта и пластового давления

$$k_{xy,n}^* = \frac{C_s q_0 \mu B}{\alpha_{2,n}^* (\beta_n^*) h}, \quad p_{пл}^* = p_{3,0}^* + (\alpha_{1,n}^* + \alpha_{2,n}^* \ln T), \quad (21)$$

полученные адаптивным методом идентификации (16) (линия 1), адаптивным методом идентификации с регуляризацией по А.Н. Тихонову, следующим из (16) при  $h_{к,n} = 0$  (линия 2).

В таблице 3 приведены оценки параметров пласта и скважин, полученные к моменту времени их стабилизации с использованием ПК Saphir, методом адаптивной идентификации (АМИ) (16), адаптивным методом идентификации с регуляризацией по А.Н. Тихонову (АМИР) и адаптивным методом наилучшего совмещения (АМНС), следующим из (16) при  $h_p = 0$ .

Из рисунков 7–10 и таблицы 3 следует, что модели и алгоритмы адаптивной идентификации, основанные на модели позднего радиального потока с логистической поправочной функцией, позволяют определять параметры нефтяных пластов на завершающей стадии линейного потока, что существенно сокращает время простоя скважин. Так для двух скважин №1166 и №2156 необходимое время ГДИ при использовании ПК Saphir составляет 79 часов, а для АМИ достаточно 25 часов.

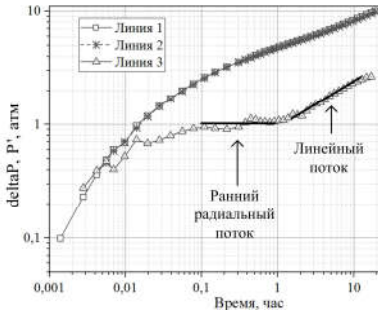


Рисунок 7. Промысловые и восстановленные значения КВД скважины №2156

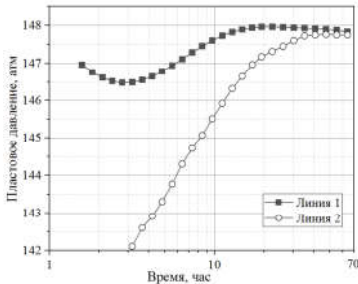


Рисунок 9. Оценки пластового давления скважины №2156

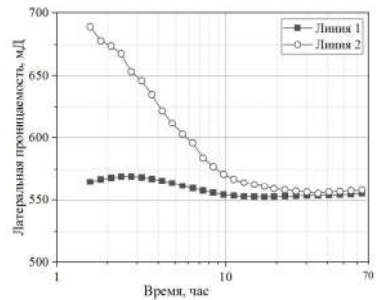


Рисунок 8. Оценки латеральной проницаемости скважины №2156

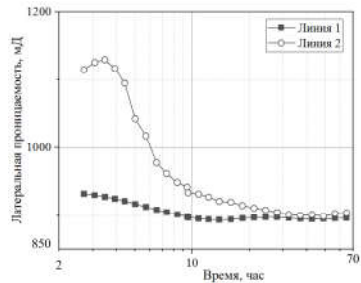


Рисунок 10. Оценки латеральной проницаемости скважины №1166

Таблица 3. Результаты идентификации и интерпретации ГДИ ГС

Скважина	Метод интерпретации	Время стабилизации оценок, ч	Проницаемость раннего радиального потока, мД	Лагеральная проницаемость, мД	Пластовое давление, атм	Эффективная длина горизонтального ствола, м	Механический скин-фактор	Интегральный скин-фактор
1166	Saphir	40	48,3	889	141,5	368	0,65	-5,95
	АМИ	11,8	52,9	896	140,5	365	0,85	-5,86
	АМИР	40,2	54,7	902	140,2	365	0,93	-5,81
	АМНС	42,6	35,5	903	140,1	371	0,95	-5,81
2156	Saphir	39	48,5	545	149,8	225	-0,1	-5,84
	АМИ	13,2	37,8	553	148,8	232	0,56	-5,71
	АМИР	33,3	36,5	559	148,3	232	0,53	-5,76
	АМНС	35,2	21,9	561	147,9	240	-0,59	-5,73

При отсутствии на КВД участка позднего радиального потока для прогнозирования забойного давления на контрольном участке КВД (см. рисунок 11,12, линия 1 – разность забойного давления, линия 2 – логарифмическая производная забойного давления) предлагается использовать феноменологические модели забойного давления с переменными параметрами  $\alpha_n$ , с учетом и корректировкой дополнительной априорной информации о пластовом давлении вида:

$$\begin{cases} p_3^*(t_n) = p_3(t_0) + f(t_n, \alpha_n) + \xi(t_n), n = \overline{1, n_k}, \\ h_{к,н} \cdot \bar{p}_{пл} = p_3(t_0) + f(T, \alpha_n) + \eta_n. \end{cases} \quad (22)$$

где  $f(t_n, \alpha_n)$  – феноменологическая модель забойного давления (см. таблица 4);  $\alpha_n = (\alpha_1(t_n), \alpha_2(t_n), \dots, \alpha_m(t_n))$  – вектор параметров, представленный неизвестными однозначными функциями дискретного времени  $t_n$ ;  $\bar{p}_{пл}$  – экспертные оценки пластового давления;  $T$  – экспертная оценка времени восстановления забойного давления.

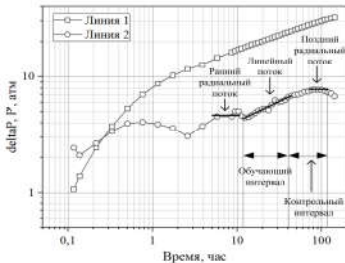


Рисунок 11. Диагностический график горизонтальной скважины №1725

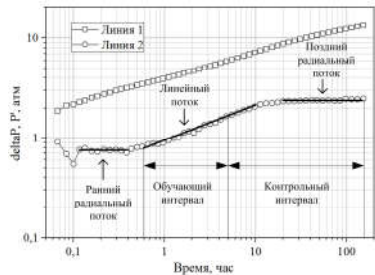


Рисунок 12. Диагностический график горизонтальной скважины №647



Таблица 4. Феноменологические модели забойного давления

№	Название (автор) модели	Феноменологические модели
1	Хоанг-Ан	$\Delta p_3(t) = (1 - e^{-\alpha_3(t) \cdot t})^{-1} \cdot (\alpha_1(t) + \alpha_2(t) \cdot \ln t)$
2	Берталанфи	$\Delta p_3(t) = \alpha_1(t) \cdot (1 - e^{-\alpha_2(t) \cdot t})^{\alpha_3(t)}$
3	Гольрауш	$\Delta p_3(t) = \alpha_1(t) \cdot e^{\alpha_2(t) \cdot t - \alpha_3(t)}$

Прогнозные значения недовостановленного участка КВД на время  $\tau$  вычисляются по формуле

$$\hat{p}_3(t_n + \tau) = p_3(t_0) + f(t_n + \tau, \mathbf{\alpha}_n^*(\mathbf{\beta}_n^*)), \quad (23)$$

где параметры  $\mathbf{\alpha}_n^*(\mathbf{\beta}_n^*)$  модели (22) и управляющие параметры  $\mathbf{\beta}_n^*$  могут быть определены путем решения оптимизационных задач (2),(3).

На рисунках 13,14 представлены измеренные значения забойного давления (линия 1) и прогнозные значения забойного давления, полученные с использованием модели Хоанг-Ан (линия 2), Берталанфи (линия 3), Гольрауш (линия 4) на контрольном участке КВД для горизонтальных скважин №1725 и №647. Оценки параметров модели (22) получены из (2) с использованием метода Гаусса-Ньютона путем последовательного решения СЛАУ вида:

$$\begin{cases} \mathbf{\alpha}_{i,n}^*(h_{k,n}^*) = \mathbf{\alpha}_{i-1,n}^*(h_{k,n}^*) + h_{i,n} \Delta \mathbf{\alpha}_{i-1,n}^*(h_{k,n}^*), \\ A_n \Delta \mathbf{\alpha}_{i-1,n}^*(h_{k,n}^*) = B_n, n = \overline{1, n_k} \end{cases} \quad (24)$$

$$A_n = (D_{0,n}^T K(h_{3,n}) D_{0,n} + h_{p,n} \mathbf{d}_{a,n}^T \mathbf{d}_{a,n})_{i-1,n}, \quad B_n = (D_{0,n}^T K(h_{3,n}) \mathbf{e}_{0,n}^* + h_{p,n} \mathbf{d}_{a,n}^T h_{k,n} \bar{\mathbf{e}}_{a,n})_{i-1,n}$$

где  $D_{0,n} = \left( \frac{\partial f(t_i, \mathbf{\alpha}_n)}{\partial \alpha_{j,n}}, i = \overline{1, n}, j = \overline{1, m} \right)_{n,m}$ ,  $\mathbf{d}_{a,n} = \left( \frac{\partial f(T, \mathbf{\alpha}_n)}{\partial \alpha_{j,n}}, j = \overline{1, m} \right)_{n,m}$  – матрица

и вектор частных производных;  $\mathbf{e}_{0,n} = (\Delta p_{3,i}^* - f(t_i, \mathbf{\alpha}_n), i = \overline{1, n})$ ,

$\bar{\mathbf{e}}_{a,n} = (\bar{p}_{пл} - f(T, \mathbf{\alpha}_n))$  – векторы невязок.

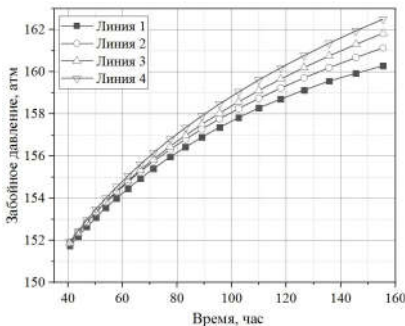


Рисунок 13. Измеренные и прогнозные значения забойного давления ГС №1725

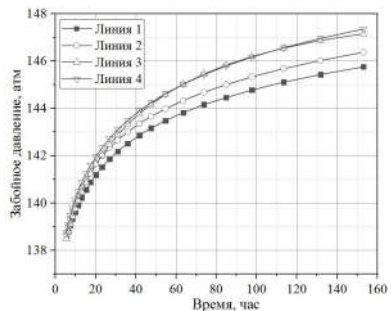


Рисунок 14. Измеренные и прогнозные значения забойного давления ГС №647

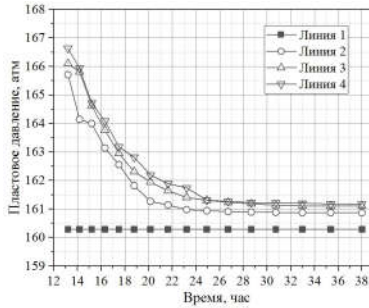


Рисунок 15. Оценки пластового давления скважины №1725

На рисунках 15 приведены фактические значения (линия 1) и оценки пластового давления скважины №1725:

$$p_{пл,л}^* = p_z(t_0) + f(T, \alpha_n^*(h_{к,л}^*)) \quad (25)$$

полученные с использованием модели Хоанг-Ан (линия 2), модели Берталанфи (линия 3), модели Гольрауш (линия 4).

Оценки параметра корректировки получены из решения оптимизационной задачи (3) при заданных значениях параметров регуляризации  $h_{р,л} = 0,1$  и забывания  $h_{з,л} = 5$ .

Таблица 4. Результаты идентификации КВД скважин №1725 и №647

КВД	Метод идентификации	Скважина	Время, час	Латеральная проницаемость, мД	Пластовое давление, атм	Интегральный скин-фактор
Полная	Saphir	1725	70	36,5	160,3	-5,22
		647	20	440	147,4	-5,56
	АМИ	1725	56	35,7	161,3	-5,15
		647	11	435	147,8	-5,46
Прогнозные	Saphir	1725	38	43,1	157	-5,03
		647	5	532	145	-5,2
	АМИ	1725	38	34	160,8	-5,13
		647	5	433	148,2	-5,43

В таблице 4 приведены оценки латеральной проницаемости  $k_{ху,л}^*$ , пластового давления (21) и интегрального скин-фактора  $s_{а,л}^*$ :

$$s_{а,л}^* = 0,5 \left( \frac{\alpha_{1,л}^*(h_{к,л}^*)}{\alpha_{2,л}^*(h_{к,л}^*)} - \lg \left( \frac{2,25k_{ху,л}^*(h_{к,л}^*)}{\phi c_{п,л} \mu r_c^2} \right) \right) \quad (26)$$

где параметры  $\alpha_{1,n}^*$ ,  $\alpha_{2,n}^*$  и параметры корректировки  $h_{k,n}^*$  получены путём решения СЛАУ (18) и оптимизационной задачи (17) методом дихотомии. Восстановленные значения забойного давления на контрольном участке КВД были получены с использованием феноменологической модели Хоанг-Ан.

Анализ результатов, приведенных на рисунках (11)–(14) и в таблице 4, показывает, что модели и алгоритмы адаптивной идентификации КВД ГС с использованием феноменологических прогнозирующих моделей в условиях отсутствия позднего радиального потока позволяют достаточно точно определять забойное давление на недовосстановленном участке КВД и параметры пласта и скважины с относительной ошибкой порядка 1-3%, и существенно сокращают время простоя скважин. Так, для двух горизонтальных скважин №1725 и №647 необходимое время исследований при использовании программного комплекса Saphir составляет 90 часов. С использованием приведенных выше прогнозирующих феноменологических моделей и адаптивных алгоритмов идентификации достаточно 43 часов гидродинамических исследований скважин.

В главе 3 диссертации приведены результаты исследований точности моделей и алгоритмов адаптивной идентификации КВД с нечеткими признаками позднего радиального потока и в условиях его полного отсутствия методом имитационного моделирования, основанном на численном решении уравнения пьезопроводности в ПК Saphir.

Показано, что предложенные модели и алгоритмы адаптивной идентификации с использованием прогнозирующих феноменологических моделей позволяют на завершающей стадии линейного потока достаточно точно, с относительной ошибкой порядка 1-3%, осуществлять долгосрочный прогноз забойного давления на недовосстановленном участке КВД длительностью до 500 часов, что дает возможность определять параметры нефтяных пластов и скважин в низкопроницаемых коллекторах, и значительно сокращает время простоя скважин.

### **Основные результаты и выводы**

В настоящее время актуальной проблемой мониторинга и автоматизации процессов нефтегазодобычи является задача разработки новых методов моделей и алгоритмов идентификации и обработки результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин, оснащенных стационарными информационно измерительными телеметрическими системами, позволяющими определять параметры нефтяных пластов в промысловых условиях в процессе проведения испытаний скважин.

Предложенные в диссертации модели и алгоритмы адаптивной идентификации и диагностики фильтрационных потоков в процессе проведения гидродинамических исследований горизонтальных скважин по кривой восстановления давления позволяют:

- выделять на кривой восстановления давления участки раннего радиального и линейного фильтрационного потока;

- определять параметры нефтяных пластов и скважин и время завершения гидродинамических исследований по недовосстановленным кривым забойного давления в условиях искажения либо отсутствия позднего радиального потока;

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

При решении поставленных задач получены следующие основные результаты:

1. Разработаны диагностические критерии, модели и алгоритмы, позволяющие выделять на КВД участки раннего, линейного и позднего радиального потоков в процессе проведения ГДИ ГС.

2. Разработаны модели и алгоритмы адаптивной идентификации результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин по КВД, с нечеткими признаками позднего радиального потока, что позволяет повысить точность определения параметров нефтяных пластов и сократить время простоя скважин.

3. Разработаны феноменологические модели долгосрочного прогноза забойного давления на недовосстановленном участке КВД длительностью до 500 часов в условиях отсутствия участка позднего радиального потока, и алгоритмы адаптивной идентификации, позволяющие определять параметры нефтяных пластов на завершающей стадии линейного потока.

Разработанные в диссертации модели и алгоритмы адаптивной идентификации и диагностики фильтрационных потоков горизонтальных скважин, используемые в компаниях ООО «Альтаир» и ЗАО «ГазИнформПласт», показывают их способность в промышленных условиях в процессе проведения гидродинамических исследований повысить точность определения параметров нефтяных пластов и значительно сократить время простоя скважин.

## **ПУБЛИКАЦИИ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ**

### **Публикации в журналах из перечня ВАК**

1. Сергеев, В.Л. Идентификация диагностических параметров фильтрационных потоков в процессе гидродинамических исследований горизонтальных скважин / В.Л. Сергеев, Донг Ван Хоанг // Доклады Томского государственного университета систем управления и радиоэлектроники. – 2019. – Т. 22 – № 3. – С. 87–92.

2. Сергеев, В.Л. Модели и алгоритмы адаптивного метода диагностики фильтрационных потоков в процессе испытаний горизонтальных скважин / В.Л. Сергеев, Донг Ван Хоанг, Д.Э. Хагай // Доклады Томского государственного университета систем управления и радиоэлектроники. – 2019. – Т. 22 – № 2. – С. 90–95.

### **Публикации в журналах из перечня WoS и Scopus**

1. Сергеев В.Л. Идентификация фильтрационных потоков в процессе гидродинамических исследований горизонтальных скважин с трещинами гидроразрыва пласта / В. Л. Сергеев, Донг Ван Хоанг // Известия Томского политехнического университета, Инжиниринг георесурсов. – 2019. Т.330. № –3. – С. 103–110.
2. Сергеев, В. Л. Адаптивная интерпретация результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин на прогнозирующих моделях/ В. Л. Сергеев, Донг Ван Хоанг, Фам Динь Ан // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330, № 1. – С. 165–172.
3. Сергеев, В.Л. Адаптивная интерпретация гидродинамических исследований горизонтальных скважин с идентификацией псевдорadiaльного потока / В. Л. Сергеев, Донг Ван Хоанг // Известия Томского политехнического университета, Инжиниринг георесурсов. – 2017. Т.328. № –10. – С. 67–73.

### **Публикации в трудах конференций, индексируемых WoS и Scopus**

1. Sergeev V.L., Dong Van Hoang. Adaptive identification and interpretation of pressure transient tests of horizontal wells: challenges and perspectives. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2016, vol. 43, no. 1. URL: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/43/1/012016>.

### **Публикации в трудах конференций, симпозиумов**

1. Донг Ван Хоанг. Модели и алгоритмы адаптивной диагностики фильтрационных потоков в процессе гидродинамических исследований горизонтальных скважин // XV Международная научно-практическая конференция: Электронные средства и системы управления. Томск: Изд-во ТУСУР, 2019. Ч. 2 – С. 197–200.
2. Донг Ван Хоанг. Идентификация фильтрационных потоков в процессе гидродинамических исследований горизонтальных скважин с трещинами гидроразрыва пласта // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXI Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых. – Томск: Изд-во ТПУ, 2019. – Т. 2. – С. 94–96.
3. Донг Ван Хоанг. Модели и алгоритмы адаптивной идентификации результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин // VII Всероссийский конгресс молодых ученых университета ИТМО. – С-Петербург, 2018. URL: <https://openbooks.itmo.ru/ru/file/7390/7390.pdf>.
4. Донг Ван Хоанг. Адаптивная интерпретация гидродинамических исследований горизонтальных скважин с диагностикой и деконволюцией потоков // Мониторинг разработки нефтяных и газовых месторождений: разведка и добыча: материалы 15-й Международной научно-технической конференции. – Томск: Изд-во Томского университета, 2017. С. 35–39.
5. Донг Ван Хоанг. Адаптивная интерпретация гидродинамических исследований горизонтальных скважин при отсутствии псевдорadiaльного потока // Природные процессы в нефтегазовой отрасли. Geonature 2017 сборник научных трудов Международной научно-практической конференции

Студенческого отделения европейской ассоциации геоученых и инженеров - European Association of Geoscientists and Engineers (EAGE). – 2017. – С. 139–143.

6. Донг Ван Хоанг. Модели и алгоритмы адаптивной интерпретации гидродинамических исследований горизонтальных скважин с прогнозом забойного давления // XIV Международная научно-практическая конференция: Электронные средства и системы управления. Томск: Изд-во ТУСУР, 2018. Ч. 2 – С. 212–214.

7. Донг Ван Хоанг. Обработка результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин при отсутствии позднего радиального режима фильтрации // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXI Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых. – Томск: Изд-во ТПУ, 2018. – Т. 2. – С. 212–214.

8. Донг Ван Хоанг. Адаптивная интерпретация гидродинамических исследований горизонтальных скважин в системе пласта-скважины // XIII Международная научно-практическая конференция: Электронные средства и системы управления. Томск: Изд-во ТУСУР, 2017. Ч. 2 – С. 158–159.

9. Донг Ван Хоанг. Адаптивная интерпретация гидродинамических исследований горизонтальных скважин с деконволюцией потоков // 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. 85–87.

#### **Свидетельства о регистрации программ для ЭВМ**

1. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2018664882. Адаптивная интерпретация гидродинамических исследований горизонтальных скважин с идентификацией псевдорadiaльного потока (Adaptive System KVD HWT 1.0) / Донг Ван Хоанг, В.Л. Сергеев. – Заявка № 2018662991. Дата поступления 20 ноября 2018 г. Зарегистрировано в бюллетене 26 ноября 2018 г.

2. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2018665608. Адаптивная диагностика потоков по кривой восстановления давления горизонтальных скважин (Adaptive System KVD HWT 1.0) / Донг Ван Хоанг, В.Л. Сергеев. – Заявка № 2018662936. Дата поступления 20 ноября 2018 г. Зарегистрировано в бюллетене 06 декабря 2018 г.