

Федеральное государственное автономное образовательное  
учреждение высшего образования «Национальный исследовательский  
Томский политехнический университет»

*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)

Диссертация на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Научный руководитель—  
доктор технических наук,  
профессор Сергеев В.Л.

Томск – 2020 г.

## Оглавление

Введение .....	4
Глава 1. Традиционные и современные методы идентификации и интерпретации результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин .....	11
1.1. Традиционные методы, модели и алгоритмы идентификации и интерпретации результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин .....	11
1.2. Современные методы адаптивной идентификации ГДИ горизонтальных скважин, оснащенных стационарными измерительными системами. ....	30
1.3. Выводы по главе 1 .....	39
Глава 2. Модели и алгоритмы адаптивной идентификации и диагностики фильтрационных потоков .....	41
2.1. Диагностические критерии, модели и алгоритмы адаптивного метода диагностики фильтрационных потоков .....	41
2.2. Адаптивная идентификация диагностических параметров фильтрационных потоков в процессе ГДИ горизонтальных скважин .....	50
2.3. Исследование точности моделей и алгоритмов адаптивного метода диагностики фильтрационных потоков методом имитационного моделирования .....	57
2.4. Вывод по главе 2 .....	64
Глава 3. Адаптивная идентификация параметров нефтяных пластов в процессе ГДИ ГС .....	65
3.1. Адаптивная идентификация КВД с нечеткими признаками позднего радиального потока .....	65
3.2. Модели и алгоритмы адаптивной идентификации нефтяных пластов в процессе ГДИ ГС на прогнозирующих моделях .....	81

3.3. Исследование точности моделей и алгоритмов адаптивной идентификации КВД методом имитационного моделирования .....	93
3.4. Выводы по главе 3.....	104
Заключение .....	106
Список литературы .....	108
Приложение 1. Основные сокращения и обозначения.....	122
Приложение 2. Акты о внедрении.....	123
Приложение 3. Свидетельства о регистрации программ на ЭВМ .....	125

## Введение

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 недовосстановленном участке КВД и параметры

нефтяного пласта в процессе проведения испытаний скважин в промышленных 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 и 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 простои 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 индексируется 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 126 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.

В диссертации использована следующая нумерация формул: первое число – номер главы, второе – номер параграфа, третье – номер формулы. Нумерация рисунков и таблиц: первое число – номер главы, второе – номер рисунка или таблицы. Матрицы и векторы выделены заглавными и жирными буквами.

## **Глава 1. Традиционные и современные методы идентификации и интерпретации результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин**

В данной главе рассмотрены проблемы традиционных методов идентификации и интерпретации результатов гидродинамических исследований (ГДИ) горизонтальных скважин (ГС). Рассмотрен современный метод адаптивной идентификации кривой восстановления давления (КВД) горизонтальных скважин в процессе проведения ГДИ. Приведены модели и алгоритмы адаптивного метода идентификации КВД ГС, которые позволяют получить оценки фильтрационных параметров нефтяных пластов в промысловых условиях в процессе испытаний горизонтальных скважин без участия квалифицированного интерпретатора.

### **1.1. Традиционные методы, модели и алгоритмы идентификации и интерпретации результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин**

Гидродинамические исследования скважин на неустановившемся режиме фильтрации по кривой восстановления давления являются наиболее достоверным источником информации о важнейших параметрах пластов, на основании которых составляются технологические проекты разработки нефтяных и газовых месторождений, создаются геолого-технологические модели, решаются задачи мониторинга и управления процессами нефтедобычи. При восстановлении давления после остановки горизонтальной скважины на КВД наблюдаются три периода притока флюида к горизонтальному стволу (см. рисунок 1.1). В течение первого периода приток флюида является радиальным в плоскости, перпендикулярной оси горизонтального ствола скважины, и длится до тех пор, пока не начнёт проявляться влияние кровли и подошвы пласта. Вторым периодом, в течение которого к радиальному притоку в той же плоскости присоединяется линейный поток. Третий период в отличие от предыдущих периодов

характеризуется тем, что приток к горизонтальному стволу становится радиальным в плоскости простирания пласта и продолжается до тех пор, пока не начнёт обнаруживаться влияние соседних скважин или боковых границ пласта [12, 27, 37, 84, 102].

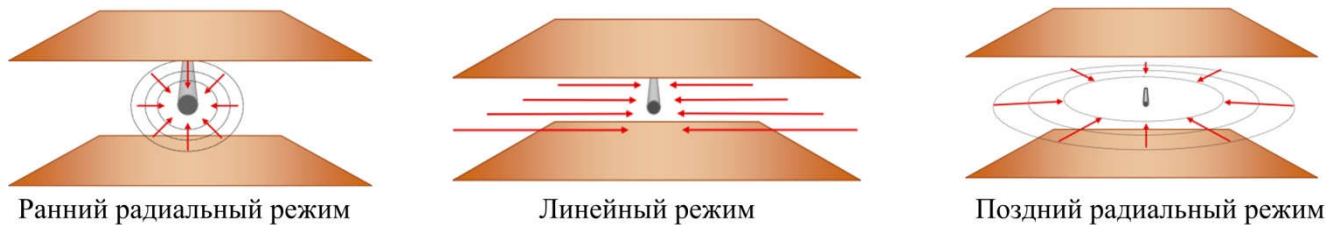


Рисунок 1.1. Фильтрационные режимы течения к горизонтальным скважинам [14]

Процесс нестационарных гидродинамических исследований горизонтальных скважин по кривой восстановления давления состоит из следующих основных этапов [2, 7, 32, 84]:

- планирование ГДИ ГС;
- проведение ГДИ ГС;
- диагностика фильтрационных потоков и идентификация пластовых систем;
- интерпретация результатов ГДИ ГС.

**Планирование ГДИ ГС.** Основной задачей на этапе планирования ГДИ ГС является определение длительности проведения исследований. Гидродинамические исследования ГС могут завершаться только в том случае, когда наступает поздний радиальный поток. При планировании исследований горизонтальных скважин используют два традиционного способа определения времени наступления позднего радиального потока. Первый аналитический способ определения на КВД времени начала позднего радиального потока основан на использовании формулы [98].

$$t_{\text{нпрп}} = \max \left\{ \frac{1349,3 \phi c_t \mu L_{\text{эфф}}^2}{k_x}, \frac{3434,7 \phi c_t \mu h^2}{k_z} \right\} \quad (1.1.1)$$

где  $L_{эфф}$  – эффективная длина горизонтального ствола;  $\phi$  – пористость пласта;  $\mu$  – динамическая вязкость нефти;  $c_i$  – общая сжимаемость пласта;  $k_x, k_z$  – проницаемости пласта в направлении OX и OZ.

Следует отметить, что для гарантированного получения на диагностическом графике КВД участка позднего радиального потока необходимо, чтобы продолжительность КВД превышала время его начала  $t_{нпрп}$ . Значения параметров нефтяного пласта и скважины (проницаемости, эффективная длина горизонтального ствола) в формуле (1.1.1), как правило, неизвестны и подлежат определению. Использование в (1.1.1) экспертных оценок проницаемости и эффективной длины горизонтальной скважины часто приводит к большим ошибкам при определении времени начала позднего радиального режима течения [58].

Аналогичная проблема определения времени начала позднего радиального режима течения возникает и при моделировании КВД горизонтальной скважины, основанном на численном решении уравнения пьезопроводности [76, 84]. Недостатком метода моделирования для определения времени наступления позднего радиального режима течения и, соответственно, продолжительности гидродинамических исследований заключается в необходимости задания неизвестных к моменту времени проведения испытаний ГС значений параметров нефтяного пласта либо их экспертных оценок, что часто приводит к продолжительным простоям скважины.

На рисунке 1.2, для примера, приведен график КВД горизонтальной скважины и её производной с чётким выделением раннего радиального, линейного и позднего радиального потоков. Поздний радиальный поток наступает после 100 часов остановки горизонтальной скважины.

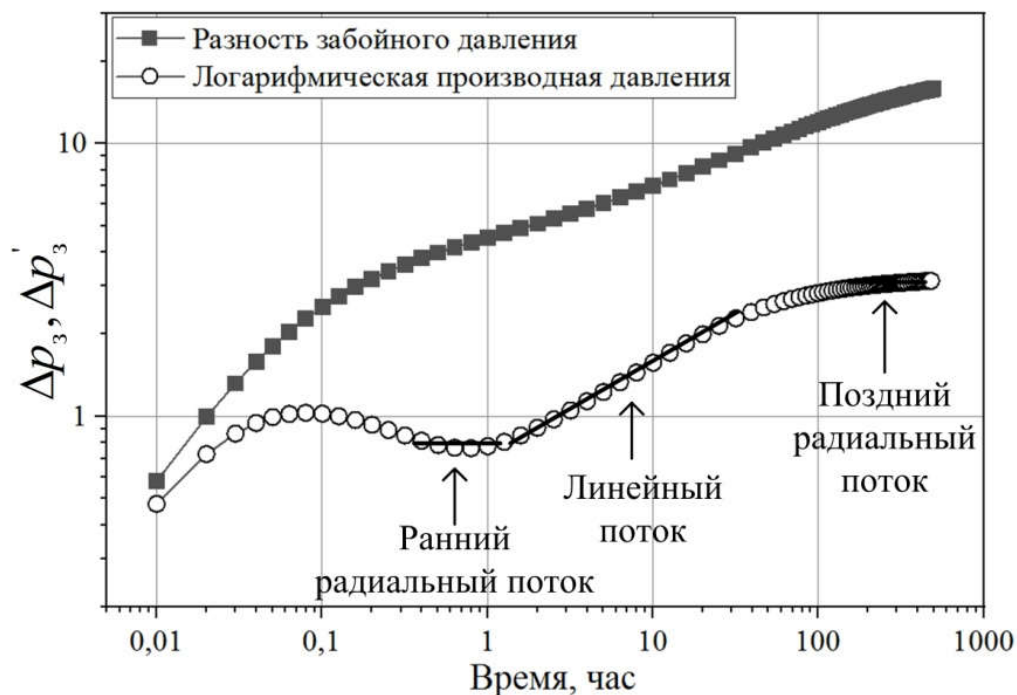


Рисунок 1.2. Диагностический график синтетической КВД и её производной в двойных логарифмических координатах

**Проведение ГДИ ГС.** Для получения кривой восстановления забойного давления необходимо проводить гидродинамические исследования на неустановившихся режимах фильтрации. Скважины могут закрываться на устье либо на забое. Замер забойного давления производится с применением манометров-термометров с погрешностью порядка 0,1–0,5% [2, 84].

В настоящее время в нефтегазовых добывающих компаниях применяются стационарные информационно-измерительные телеметрические системы для долговременного мониторинга параметров разработки, которые позволяют непрерывно получить запись КВД в процессе проведения гидродинамических исследований скважин. На рисунке 1.3 приведена схема горизонтальной скважины с оборудованием для проведения ГДИ.

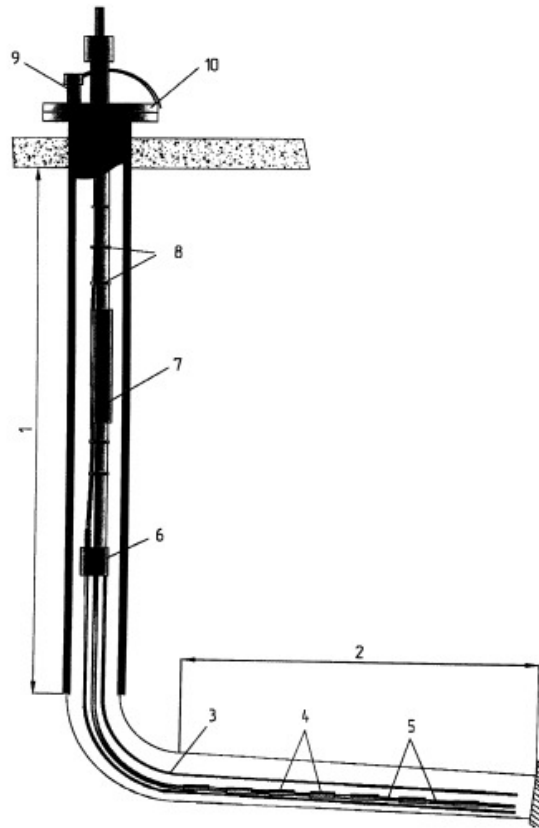


Рисунок 1.3. Схема ГДИ горизонтальных скважин (1 – вертикальная часть; 2 – горизонтальная часть; 3 – колонна перфорированных насосно-компрессорных труб; 4 – глубинные дистанционные приборы; 5 – геофизический кабель; 6 – выводной переводник; 7 – глубинный насос; 8 – пояски; 9 – технологическое отверстие; 10 – трубодержатель) [52]

**Диагностика фильтрационных потоков и идентификация пластовых систем.** Математической основой для анализа ГДИ ГС на неустановившихся режимах фильтрации в трехмерном пространстве является уравнение пьезопроводности, представляющее течение флюида к горизонтальному стволу скважины [76, 98]:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{k_x}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left( \frac{k_y}{\mu} \frac{\partial p}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left( \frac{k_z}{\mu} \frac{\partial p}{\partial z} \right) = \beta^* \frac{\partial p}{\partial t} \quad (1.1.2)$$

с начальными и граничными условиями вида:

$$p(x, y, z, 0) = p_0(x, y, z) \quad (1.1.3)$$

$$p|_{\partial V_1} = p_{пл} \quad (1.1.4)$$

$$(\omega, n)|_{\partial V_2} = 0 \quad (1.1.5)$$

$$(\omega, n)|_{S_c} = q(x, y, z, t) \quad (1.1.6)$$

где  $k_x, k_y, k_z$  – проницаемости в направлении OX, OY, OZ (см. рисунок 1.4);  $p_3$  – забойное давление;  $p_{пл}$  – пластовое давление;  $S_c$  – поверхность горизонтального ствола;  $\partial V = \partial V_1 \cup \partial V_2$  – внешняя граница области V (см. рисунок 1.4);  $\omega$  – скорость фильтрации, записанная относительно главной системы координат;  $n$  – единичный вектор нормали.

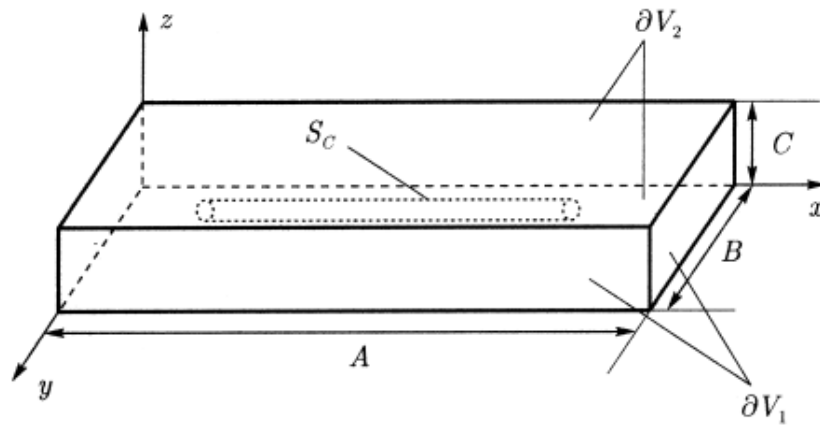


Рисунок 1.4 – Схема пласта, вскрытого горизонтальной скважиной [75]

Для описания распределения давления в пласте с горизонтальной скважиной (1.1.2) было предложено уравнение [98, 108, 110]:

$$p_D = \frac{\sqrt{\pi}}{2} \cdot \sqrt{\frac{k}{k_y}} \cdot \int_0^{t_D} \left[ \operatorname{erf} \left( \frac{\sqrt{k/k_x} - x_D}{2\sqrt{\tau}} \right) + \operatorname{erf} \left( \frac{\sqrt{k/k_x} + x_D}{2\sqrt{\tau}} \right) \right] \times \left( 1 + \sum_{n=1}^{\infty} \exp(-n^2 \pi^2 L_D^2 \tau) \cdot \cos[n\pi(z_{wD} + r_{wD})] \cdot \cos(n\pi z_{wD}) \right) \frac{d\tau}{\sqrt{\tau}} \quad (1.1.7)$$

где  $p_D = \frac{kh}{141,2q_0 B \mu} \Delta p_3$  – безразмерное давление;  $\Delta p_3(t) = p_3(t) - p_3(t_0)$ ;

$p_3(t), p_3(t_0)$  – забойное давление в моменты времени  $t$  и  $t_0$ ;  $k = \sqrt[3]{k_x k_y k_z}$  – проницаемость пласта;  $k_x, k_y, k_z$  – проницаемости в направлении осей OX, OY, OZ;  $q_0$  – дебит скважин до остановки;  $B$  – объемный коэффициент флюида;



$$t_D = \frac{0,0002637k}{\phi c_t \mu (L_{\text{эфф}}/2)^2} t - \text{безразмерное время; } t - \text{ время остановки скважины; } \phi -$$

пористость;  $\mu$  – динамическая вязкость нефти;  $c_t$  – общая сжимаемость пласта;

$$x_D = \frac{2r_{\text{СКВ}}}{L_{\text{эфф}}}; \quad r_{\text{СКВ}} - \text{ радиус скважины; } L_D = \frac{L_{\text{эфф}}}{2h} \sqrt{\frac{k_z}{k}}; \quad h - \text{ толщина пласта;}$$

$$z_{wD} = \frac{r_{\text{СКВ}}}{2h} \left[ \left( \frac{k_y}{k_z} \right)^{0,25} + \left( \frac{k_z}{k_y} \right)^{0,25} \right]; \quad L_{\text{эфф}} - \text{ эффективная длина горизонтального ствола}$$

скважины.

Асимптотические приближения решений уравнения (1.1.7) используются для получения аналитических соотношений режимов притока на раннем, среднем и позднем временах перераспределения давления в горизонтальных скважинах.

На раннем времени поведение давления в горизонтальных скважинах может описываться следующим решением радиального притока [98, 108, 109]:

$$p_D \approx -\frac{1}{4L_D} \sqrt{\frac{k}{k_y}} Ei \left( -\frac{r_{wD}^2}{4t_D L_D^2} \right) + s_M \quad (1.1.8)$$

или

$$\Delta p_3(t) = \frac{C_{s1} q_0 B \mu}{\sqrt{k_y k_z} L_{\text{эфф}}} \left( \lg \frac{2,25 \sqrt{k_y k_z} t}{\phi c_t \mu r_{\text{СКВ}}^2} + 2s_M \right) \quad (1.1.9)$$

где  $\left[ -Ei \left( -\frac{r_{wD}^2}{4t_D L_D^2} \right) \right]$  – интегральная показательная функция, которая приближенно

может быть заменена равенством  $-Ei \left( -\frac{r_{wD}^2}{4t_D L_D^2} \right) \approx \ln \left( \frac{4t_D L_D^2}{r_{wD}^2} \right) - 0,5772$ ;  $C_{s1}$  –

константа, зависящая от используемой системы единиц;  $s_M$  – механический скин-фактор, характеризующий загрязнение околоскважинного пространства, определяется по формуле:

$$s_M = \frac{kh}{141,2 q_0 B \mu} \Delta p_s \quad (1.1.10)$$

где  $\Delta p_s$  - дополнительный перепад давления скин-эффекта.

Для решения задачи идентификации модель (1.1.9) может представляться в виде

$$\Delta p_3(t) = \alpha_{1pp} + \alpha_{2pp} \lg t \quad (1.1.11)$$

$$\text{где } \alpha_{1pp} = \frac{C_{s1} q_0 B \mu}{\sqrt{k_y k_z} L_{\text{эфф}}} \cdot \left( \lg \frac{2,25 \sqrt{k_y k_z}}{\phi c_t \mu r_{\text{СКВ}}} + 2s_m \right); \quad \alpha_{2pp} = \frac{C_{s1} q_0 B \mu}{\sqrt{k_y k_z} L_{\text{эфф}}}.$$

Время существования раннего радиального притока определяется по формуле [94, 97, 104]:

$$t_{ppp} \leq \frac{\phi \mu c_t}{2,637 \times 10^{-4}} \min \left\{ \frac{\left( \frac{L_{\text{эфф}}}{2} \right)^2}{k_x}, \frac{z_w^2}{5k_z}, \frac{(z_w - h)^2}{5k_z} \right\} \quad (1.1.12)$$

Для линейного режима притока поведение давления приближенно вычисляется по формуле [98, 108, 109]:

$$p_D \approx \sqrt{\frac{k}{k_y}} \left[ \sqrt{\pi t_D} + \frac{1}{2L_D} (s_z + s_m) \right] \quad (1.1.13)$$

или

$$\Delta p_3(t) = \frac{C_{s2} q_0 B \mu}{L_{\text{эфф}} h \sqrt{\phi c_t \mu k_y}} \sqrt{t} + \frac{C_{s3} q_0 B \mu s}{L_{\text{эфф}} \sqrt{k_y k_z}} \quad (1.1.14)$$

где  $s = s_z + s_m$  - скин-фактор;  $s_z = -\ln\left(\frac{r_{\text{СКВ}}}{h}\right) + \frac{1}{4} \ln\left(\frac{k_y}{k_z}\right) - \ln\left(\sin \frac{\pi z}{h}\right) - 1,838$  -

псевдоскин из-за частичного проникновения в вертикальной плоскости;  $C_{s2}, C_{s3}$  - константы, зависящие от используемой системы единиц.

При решении задачи идентификации формула (1.1.14) представляется в виде:

$$\Delta p_3(t) = \alpha_{1л} + \alpha_{2л} \sqrt{t} \quad (1.1.15)$$

$$\text{где } \alpha_{1л} = \frac{C_{s3} q_0 B \mu s}{L_{\text{эфф}} \sqrt{k_y k_z}}; \quad \alpha_{2л} = \frac{C_{s2} q_0 B \mu}{L_{\text{эфф}} h \sqrt{\phi c_t \mu k_y}}.$$

Продолжительность линейного режима притока определяется по следующему выражению [96, 98, 105]:

$$\frac{160\phi c_t L_{\text{эфф}}^2}{k_x} \geq t_{\text{л}} \geq \max \left\{ \begin{array}{l} \frac{1800z_w^2 \phi c_t \mu}{k_z} \\ \frac{1800(h - z_w)^2 \phi c_t \mu}{k_z} \end{array} \right. \quad (1.1.16)$$

На позднем времени определение поведения давления горизонтальных скважин осуществляется следующим приближенным уравнением [98, 108, 109]:

$$\sqrt{\frac{k}{k_z}} p_D \approx \frac{1}{2} \left[ \ln \left( t_D \frac{L_D^2 \sqrt{k_x k_y}}{r_{wD}^2 k_z} \right) + 0,80907 \right] + s_a \quad (1.1.17)$$

или

$$\Delta p_3(t) = \frac{C_{s4} q_0 B \mu}{\sqrt{k_x k_y} h} \left( \lg \frac{2,25 \sqrt{k_x k_y} t}{\phi c_t \mu r_{\text{пр}}^2} \right) \quad (1.1.18)$$

или

$$\Delta p_3(t) = \alpha_{1\text{пр}} + \alpha_{2\text{пр}} \lg t \quad (1.1.19)$$

где  $\alpha_{1\text{пр}} = \frac{C_{s4} q_0 B \mu}{\sqrt{k_x k_y} h} \left( \lg \frac{2,25 \sqrt{k_x k_y}}{\phi c_t \mu r_{\text{пр}}^2} \right)$ ;  $\alpha_{2\text{пр}} = \frac{C_{s4} q_0 B \mu}{\sqrt{k_x k_y} h}$ ;  $s_a$  – интегральный скин-

фактор, включающий механический и геометрический скин-фактор;  $r_{\text{пр}} = r_{\text{скв}} \exp(-s_a)$  – приведенный радиус скважины;  $C_{s4}$  – константа, зависящая от используемой системы единиц.

Время наступления позднего радиального режима притока оценивается по эффективной длине горизонтального ствола скважины и определяется следующим соотношением [96, 98, 106]:

$$t_{\text{прп}} \geq \max \left\{ \frac{988\phi c_t \mu L_{\text{эфф}}^2}{k_x}, \frac{2515\phi c_t \mu h^2}{k_z} \right\} \quad (1.1.20)$$

Для определения параметров пласта и скважины с использованием приведенных выше моделей раннего радиального (1.1.11), линейного (1.1.13) и позднего радиального потоков (1.1.18) актуальной задачей является диагностика

(выделение) фильтрационных потоков. Для решения данной задачи при интерпретации результатов ГДИ ГС по КВД применяются традиционные графоаналитические и аналитические методы выделения потоков.

В основе аналитического метода используются формулы (1.1.12), (1.1.16) и (1.1.20) для определения моментов времени начала и окончания фильтрационных потоков. Недостатком аналитического метода выделения потоков является наличие в используемых формулах неизвестных параметров пластов и скважины таких, как горизонтальная  $k_y$ , вертикальная  $k_z$  проницаемости пласта и эффективная (работающая) длина горизонтального ствола скважины  $L_{эфф}$ . Использование экспертных оценок этих параметров приводит к большим ошибкам расчета времени начала и завершения потоков.

Графоаналитические методы диагностики фильтрационных потоков, реализованные в ряде российских и зарубежных программ (Saphir, PanSystem,...), основаны на изучении логарифмической производной забойного давления (ЛПЗД) (1.1.21) в двойных логарифмических координатах ( $\lg(y(t))$  по оси OY,  $\lg(t)$  по оси OX). Для раннего радиального и позднего радиального потоков тангенс угла наклона касательной ЛПЗД равен нулю, а для линейного потока – 0,5 [28, 37, 106].

$$y(t) = \frac{d\Delta p_3(t)}{d \ln t} \quad (1.1.21)$$

где  $\Delta p_3(t) = p_3(t) - p_3(t_0)$ ;  $p_3(t)$  – забойное давление после остановки скважины;  $p_3(t_0)$  – забойное давление в момент остановки скважины  $t_0$ .

На рисунке 1.5 приведен диагностический график горизонтальной скважины в двойных логарифмических координатах ( $\lg(y(t)) - \lg(t)$ ). На графике наблюдаются два участка стабилизации оценок логарифмической производной давления. Первый участок стабилизации оценок производной забойного давления относится к раннему радиальному потоку и определяется из формулы (1.1.9)

$$y(t) = \frac{d\Delta p_3(t)}{d \ln t} = \frac{C_{s1} q_0 B \mu}{\sqrt{k_y k_z L_{эфф}}} \quad (1.1.22)$$

На диагностическом графике в течение линейного потока логарифмическая производная давления имеет вид прямой линии с наклоном 0,5.

$$\lg(y(t)) = \lg\left(\frac{d\Delta p_3(t)}{d \ln t}\right) = \lg\left(\frac{C_{s2}q_0B\mu}{2L_{\text{эфф}}h\sqrt{\phi c_t \mu k_y}}\right) + 0,5 \lg(t) \quad (1.1.23)$$

Когда длительность исследования достаточно велика, на диагностическом графике может наблюдаться поздний радиальный режим притока, который характеризуется постоянством логарифмической производной забойного давления равной

$$y(t) = \frac{d\Delta p_3(t)}{d \ln t} = \frac{C_{s4}q_0B\mu}{\sqrt{k_x k_y} h} \quad (1.1.24)$$

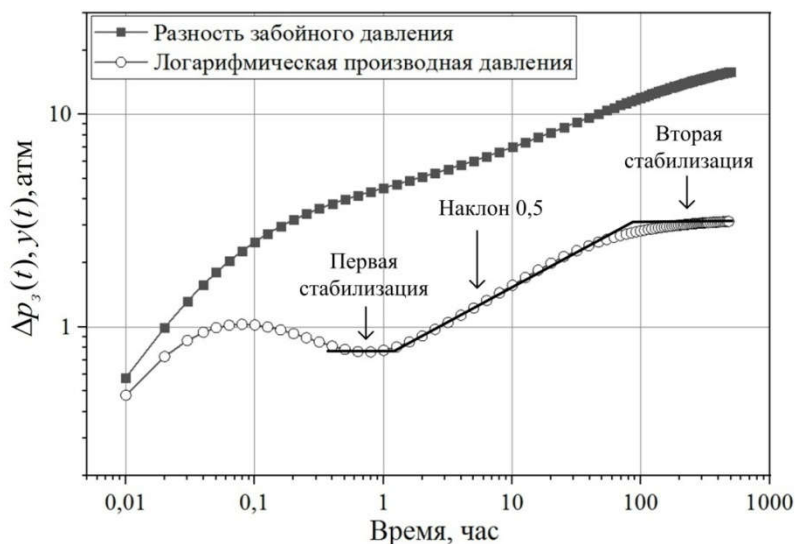


Рисунок 1.5 – Диагностический график горизонтальной скважины в двойных логарифмических координатах

Решение задачи интерпретации представленной на рисунке 1.5 КВД графоаналитическим методом не представляет проблемы, поскольку достаточно четко видны участки раннего радиального, линейного и позднего радиального потоков. Иная ситуация встречается в других горизонтальных скважинах, диагностические графики которых приведены на рисунках 1.6 и 1.7. Для скважины №1434 (см. рисунок 1.6) после линейного потока (80 часов) наблюдается участок с нечеткими признаками позднего радиального потока. В

данном случае поздний радиальный поток может быть искажен влиянием соседних скважин. На диагностическом графике скважины №1705 не наблюдается участок стабилизации логарифмической производной забойного давления, соответствующий выходу скважины на поздний радиальный поток, по которому определяется латеральная проницаемость пласта. Из-за этого возникает проблема интерпретации коротких недовосстановленных КВД и получения достоверных оценок фильтрационных параметров пласта.

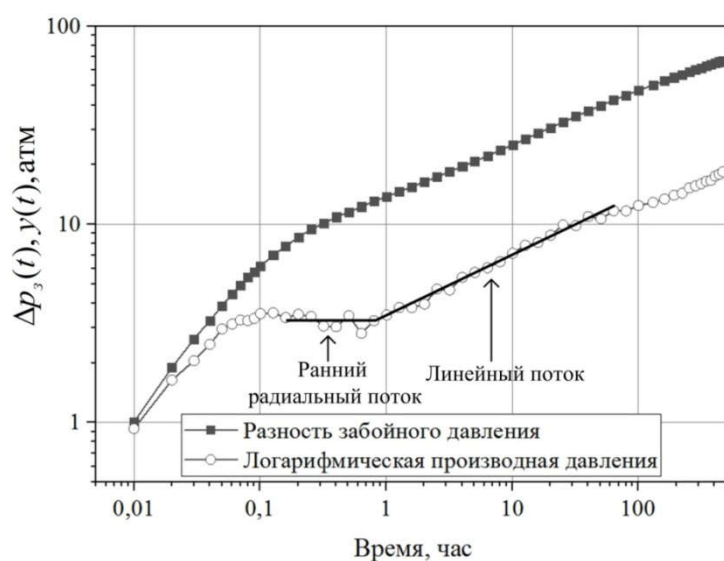


Рисунок 1.6 – Диагностический график горизонтальной скважины № 1404 нефтяного месторождения Тюменской области

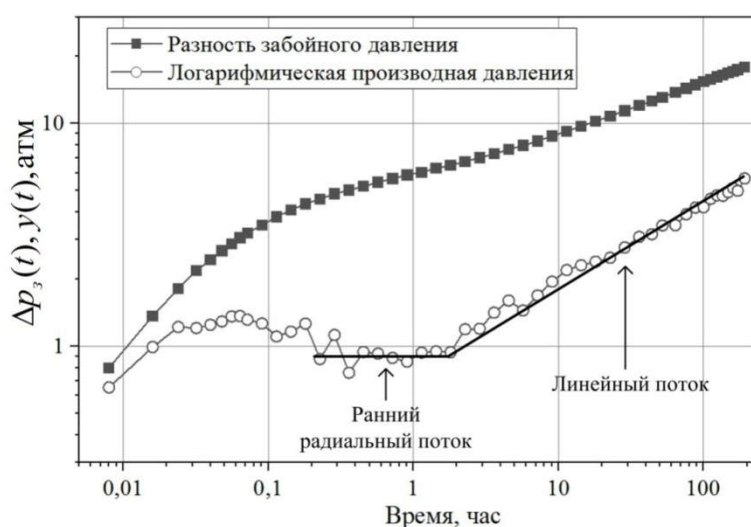


Рисунок 1.7 – Диагностический график горизонтальной скважины № 1705 нефтяного месторождения Тюменской области

Значительные трудности возникают при выделении позднего радиального режима притока, поскольку он может быть искажен влиянием соседних скважин либо полностью отсутствовать в связи с рядом технических причин, связанных с продолжительными простоями скважин.

По выделенным на КВД участкам раннего радиального, линейного и позднего радиального потоков для определения вида и параметров моделей пластовых систем используются традиционные методы идентификации ГДИ ГС: метод касательных (МК); метод детерминированных моментов давлений (ДМД); метод наилучшего совмещения; помехоустойчивые методы (метод регуляризации (МР), метод интегрированных моделей (МИМ)) [8, 26, 65, 76, 84].

Для решения задачи идентификации и интерпретации результатов нестационарных ГДИ ГС по КВД используется дискретная стохастическая модель забойного давления вида:

$$\Delta p_3^*(t_i) = \Delta p_3(t_i) + \xi_i = f_j(t_i, \mathbf{\alpha}) + \xi_i, i = \overline{1, n}, j = \overline{1, 3} \quad (1.1.25)$$

где  $\Delta p_3^*(t_i) = p_3^*(t_i) - p_3^*(t_0)$ ;  $p_3^*(t_i), p_3^*(t_0)$  – промысловые значения забойного давления в моменты времени  $t_i$  и  $t_0$ ;  $\Delta p_3(t_i)$  – значения разности забойного давления в моменты времени  $t_i$ , вычисленные на основе модели фильтрационного потока с номером  $j$   $f_j(t_i, \mathbf{\alpha})$ ;  $\mathbf{\alpha} = (\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_m)$  – вектор неизвестных параметров;  $n$  – количество измеренных значений забойного давления;  $\xi_i$  – случайные величины, представляющие различные виды ошибок измерений забойного давления и ошибки выбора модели.

Модели забойного давления (1.1.25) являются линейными по параметрам и удобно представляются в матричном виде

$$\mathbf{y}^* = F\mathbf{\alpha} + \boldsymbol{\xi} \quad (1.1.26)$$

где  $\mathbf{y}^* = (\Delta p_3^*(t_i), i = \overline{1, n})$  – вектор измеренных значений забойного давления;

$F = \begin{pmatrix} 1 & 1 & \dots & 1 \\ t_1 & t_2 & \dots & t_n \end{pmatrix}^T$  – матрица;  $\boldsymbol{\xi} = (\xi_i, i = \overline{1, n})$  – вектор случайных величин;  $\mathbf{\alpha}$  –

вектор неизвестных параметров.

Для определения параметров модели (1.1.25) и (1.1.26) необходимо решить оптимизационную задачу вида

$$\boldsymbol{\alpha}^* = \arg \min_{\boldsymbol{\alpha}} J(\boldsymbol{\alpha}) \quad (1.1.27)$$

где  $J(\boldsymbol{\alpha}) = \|\mathbf{y}^* - F\boldsymbol{\alpha}\|^2$  - квадратичный критерий качества.

Задача определения параметров  $\boldsymbol{\alpha}^*$  (1.1.27) сводится к решению систем нелинейных уравнений вида:

$$\frac{\partial J(\boldsymbol{\alpha})}{\partial \boldsymbol{\alpha}} = \frac{\partial J(\alpha_j)}{\partial \alpha_j} = 0, \quad j = \overline{1, m} \quad (1.1.28)$$

Для линейных моделей фильтрационного потока (1.1.26) и квадратичного показателя качества  $J(\boldsymbol{\alpha})$  оптимизационная задача (1.1.27), согласно (1.1.28), сводится к решению системы линейных алгебраических уравнений (СЛАУ):

$$(F^T F) \cdot \boldsymbol{\alpha} = F^T \mathbf{y}^* \quad (1.1.29)$$

В случае нелинейных систем (1.1.25) оптимизационная задача (1.1.27), при использовании квадратичного критерия качества, сводится к последовательному уточнению параметров (метод Гаусса-Ньютона)

$$\boldsymbol{\alpha}^i = \boldsymbol{\alpha}^{i-1} + h_i \cdot \Delta \boldsymbol{\alpha}^{i-1}, \quad i = 1, 2, 3, \dots \quad (1.1.30)$$

а вектор приращения параметров  $\Delta \boldsymbol{\alpha}^{i-1}$  определяется из решения системы линейных алгебраических уравнений вида

$$(D_0^T D_0)^{i-1} \Delta \boldsymbol{\alpha}^{i-1} = D_0^T \mathbf{e}_y^* \quad (1.1.31)$$

где  $D_0 = \left( \frac{\partial f(t_i, \boldsymbol{\alpha})}{\partial \alpha_j}, i = \overline{1, n}, j = \overline{1, m} \right)_{n, m}$  - матрица частных производных по

параметрам модели КВД, вычисленных в моменты времени  $t_i$ ,

$\mathbf{e}_y^* = (\Delta p_s^*(t_i) - f(t_i, \boldsymbol{\alpha}), i = \overline{1, n})^T$  - вектор невязок между измеренными и модельными значениями;  $h_i$  - параметр шага.

Для обеспечения устойчивости оценок параметров  $\boldsymbol{\alpha}$  в случае плохой обусловленности матриц  $F^T F$  и  $D_0^T D_0$  используются методы регуляризации [6, 11, 12].



Следует отметить, что более общей технологией идентификации результатов ГДИС, которая обеспечивает устойчивость и повышает точность оценки параметров моделей КВД, является метод интегрированных моделей, разработанный в Томском политехническом университете [38, 65, 67-69].

Основой метода интегрированных моделей является система уравнений вида [65, 67]:

$$\begin{cases} y^*(t_i) = f_0(t_i, \boldsymbol{\alpha}) + \xi_i, i = \overline{1, n} \\ \bar{z}_j = f_{a,j}(\boldsymbol{\alpha}) + \eta_j, j = \overline{1, p} \end{cases} \quad (1.1.32)$$

где  $y^*(t_i)$  – измеренные значения забойного давления;  $\bar{z}_j$  – дополнительные данные и экспертные оценки параметров нефтяных пластов;  $f_{a,j}(\boldsymbol{\alpha})$  – модели объектов-аналогов для формализованного представления дополнительных априорных сведений и экспертных оценок  $\bar{z}_j$ ;  $\xi_i, \eta_j$  – случайные величины, которые представляют погрешности измерения забойного давления и ошибки задания дополнительных априорных сведений, экспертных оценок и т.п..

Объединение промысловых данных забойного давления, дополнительных априорных сведений, экспертных оценок параметров нефтяных пластов, горизонтальных скважин и их моделей в единую интегрированную систему дает новые возможности воспроизводить целостные системные свойства процессов ГДИ ГС, обеспечивает устойчивость процедур решения задач идентификации КВД и существенно повышает точность оценок параметров нефтяных пластов [65, 67–69].

При использовании системы интегрированных моделей КВД (1.1.32) задача идентификации по определению параметров пластов сводится к решению двух оптимизационных задач:

$$\boldsymbol{\alpha}^* (\boldsymbol{\beta}) = \arg \min_{\boldsymbol{\alpha} \in R_m} \Phi(\boldsymbol{\alpha}, \boldsymbol{\beta}) \quad (1.1.33)$$

$$\boldsymbol{\beta}^* = \arg \min_{\boldsymbol{\beta} \in R_m} J_0(\boldsymbol{\alpha}^* (\boldsymbol{\beta})) \quad (1.1.34)$$

где  $\Phi(\boldsymbol{\alpha}, \boldsymbol{\beta})$  – комбинированный показатель качества, который состоит из частного критерия качества модели забойного давления  $J_0(\boldsymbol{\alpha})$  и критерия качества модели объектов аналогов  $J_{a,j}(\boldsymbol{\alpha}), j = \overline{1, p}$ ;  $\boldsymbol{\beta}$  – вектор управляющих параметров, характеризующих вес дополнительных априорных сведений и экспертных оценок  $\bar{z}_j$ .

Интегрированная система моделей (1.1.32) может представляться в матричном виде:

$$\begin{cases} \mathbf{y}^* = F_0 \boldsymbol{\alpha} + \boldsymbol{\xi} \\ \bar{\mathbf{z}} = F_a \boldsymbol{\alpha} + \boldsymbol{\eta} \end{cases} \quad (1.1.35)$$

где  $F_0 = (\varphi_l(t_i), i = \overline{1, n})$  – матрица модели гидродинамических параметров;  $F_a = (\varphi_{a,j}(t_i), i = \overline{1, n}, j = \overline{1, p})$  – матрица модели объектов аналогов;  $\bar{\mathbf{z}}$  – вектор дополнительных априорных сведений;  $\boldsymbol{\xi}, \boldsymbol{\eta}$  – вектор случайных величин.

В случае использования линейной по параметрам модели (1.1.35) оптимизационная и метода наименьших квадратов с использованием комбинированного показателя качества

$$\Phi(\boldsymbol{\alpha}, \boldsymbol{\beta}) = \|\mathbf{y}^* - F_0 \boldsymbol{\alpha}\|^2 + \|\bar{\mathbf{z}} - F_a \boldsymbol{\alpha}\|_{W(\boldsymbol{\beta})}^2 \quad (1.1.36)$$

оптимизационная задача (1.1.33) сводится к решению системы линейных уравнений вида [65].

$$(F_0^T F_0 + F_a^T W(\boldsymbol{\beta}) F_a) \boldsymbol{\alpha} = F_0^T \mathbf{y}^* + F_a^T W(\boldsymbol{\beta}) \bar{\mathbf{z}} \quad (1.1.37)$$

где  $W(\boldsymbol{\beta}) = \text{diag}(\beta_j, j = \overline{1, p})$  – диагональная матрица управляющих параметров.

Для нелинейной ИСМ (1.1.35) задача определения параметров модели решается методом Гаусса-Ньютона и сводится к последовательному уточнению параметров:

$$\boldsymbol{\alpha}^i = \boldsymbol{\alpha}^{i-1} + h_i \Delta \boldsymbol{\alpha}^{i-1}, i = 1, 2, 3, \dots \quad (1.1.38)$$

где  $\Delta \boldsymbol{\alpha}^{i-1}$  определяется на каждом шаге итерационного процесса из решения системы линейных алгебраических уравнений [64]:

$$A^i \Delta \mathbf{\alpha}^{i-1} = B^{i-1} \quad (1.1.39)$$

$$A^{i-1} = (D_0^T D_0 + D_a^T W(\boldsymbol{\beta}) D_a)^{i-1}, \quad B^{i-1} = (D_0^T \mathbf{e}_y^* + D_a^T W(\boldsymbol{\beta}) \bar{\mathbf{z}})^{i-1}$$

$$D_a = \left( \frac{\partial f_{a,j}(\boldsymbol{\alpha})}{\partial \alpha_l}, j = \overline{1,p}, l = \overline{1,m} \right)_{p,m} - \text{матрица частных производных по параметрам}$$

моделей объектов-аналогов.

В последнее время развивается технология интерпретации ГДИ ГС на основе гидродинамического моделирования пластовых систем с использованием дифференциальных уравнений в частных производных (1.1.2) – (1.1.6). Данная технология не требует выделения фильтрационных потоков. В работе [76] предлагается метод решения обратной задачи (1.1.2)–(1.1.6), которое сводится к минимизации функционала:

$$J(\bar{k}) = \int_0^T (p_3^*(t) - f(t))^2 dt \quad (1.1.40)$$

где  $p_3^*(t)$  – измеренные значения забойного давления;  $f(t)$  – вычисленные

значения забойного давления;  $\bar{k} = \begin{pmatrix} k_x & 0 & 0 \\ 0 & k_y & 0 \\ 0 & 0 & k_z \end{pmatrix}$  – тензор проницаемости пласта.

Задача минимизации функционала (1.1.40) решается методом итерационной регуляризации. Итерационная последовательность по каждому компоненту тензора строится методом градиентного спуска. На основе методов оптимального управления получены формулы для определения составляющих градиента функционала (1.1.40)

$$\begin{aligned} J'_{k_x} &= - \int_0^T \int_0^V \frac{\partial p}{\partial x} \frac{\partial \psi}{\partial x} dV dt, \\ J'_{k_y} &= - \int_0^T \int_0^V \frac{\partial p}{\partial y} \frac{\partial \psi}{\partial y} dV dt, \\ J'_{k_z} &= - \int_0^T \int_0^V \frac{\partial p}{\partial z} \frac{\partial \psi}{\partial z} dV dt \end{aligned} \quad (1.1.41)$$

где  $\psi$  – решение соответствующей сопряженной задачи:

$$k_x \frac{\partial^2 \psi}{\partial x^2} + k_y \frac{\partial^2 \psi}{\partial y^2} + k_z \frac{\partial^2 \psi}{\partial z^2} = -\mu \beta^* \frac{\partial \psi}{\partial t} \quad (1.1.42)$$

$$0 \leq t \leq T, (x, y, z) \in V$$

$$\psi(x, y, z, T) = 0$$

$$\left. \frac{\partial \psi}{\partial z} \right|_{z=0} = 0, \left. \frac{\partial \psi}{\partial z} \right|_{z=C} = 0, \psi|_{x=0} = 0, \psi|_{x=A} = 0, \psi|_{y=0} = 0, \psi|_{y=B} = 0$$

$$-\int_S w^* ds = 2 [p_3^*(t) - f(t)]$$

$$\text{где } w_x^* = -\frac{k_x}{i} \frac{\partial p_3^*}{\partial x}, w_y^* = -\frac{k_y}{i} \frac{\partial p_3^*}{\partial y}, w_z^* = -\frac{k_z}{i} \frac{\partial p_3^*}{\partial z}.$$

Однако недостатком данной технологии является то, что при задании граничных условий необходимо располагать изначально неизвестным пластовым давлением и границами, на которых оно поддерживается постоянным. Следует отметить, что численное решение по трем координатам и по времени требует значительных временных затрат, что затрудняет использование данного метода в системах оперативной обработки результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин в процессе проведения испытаний.

**Интерпретация результатов ГДИ ГС.** Основная задача на данном этапе состоит в определении параметров нефтяных пластов с помощью полученных выше оценок гидродинамических моделей вида (1.1.11), (1.1.15), (1.1.19). Например, используя оценки параметров моделей позднего радиального потока (1.1.19) определяем латеральную проницаемость  $k_{xy}^*$  и интегральный скин-фактор  $s_a^*$ :

$$k_{xy}^* = \frac{C_{s4} q B \mu}{\alpha_{2пр}^* h} \quad (1.1.43)$$

$$s_a^* = 0,5 \cdot \left( \frac{\alpha_{1пр}^*}{\alpha_{2пр}^*} - \lg \frac{2,25 k_{xy}^*}{\phi c_t \mu r_{скв}^2} \right) \quad (1.1.44)$$

Из формул (1.1.10), (1.1.14), (1.1.18) следует, что для получения достоверных оценок параметров пласта, таких как проницаемость, механический скин-фактор, интегральный скин-фактор, пластовое давление, эффективная длина

горизонтального ствола скважины необходимо предварительно решить задачу выделения фильтрационных потоков: раннего радиального, линейного и позднего радиального. Процедура идентификации и интерпретации КВД должна проводиться в обратном порядке, начиная с позднего радиального потока.

Схемы традиционного и современного организационно-технологического процесса ГДИ ГС изображены на рисунках 1.8, 1.9.

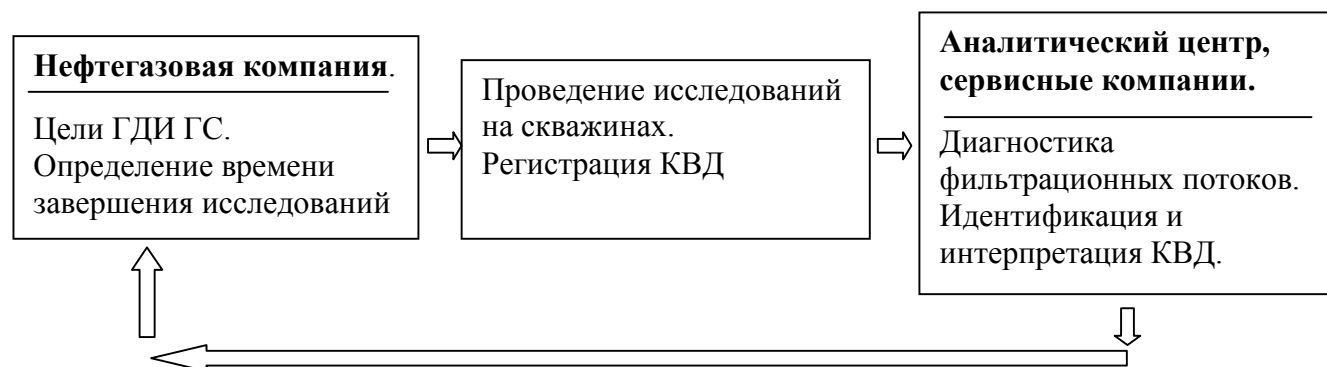


Рисунок 1.8. Схема традиционного организационно-технологического процесса ГДИ ГС

Диагностика фильтрационных потоков, идентификация и определение параметров нефтяных пластов в схеме традиционного организационно-технологического процесса ГДИ ГС проводится высококвалифицированным интерпретатором с применением графоаналитических методов.

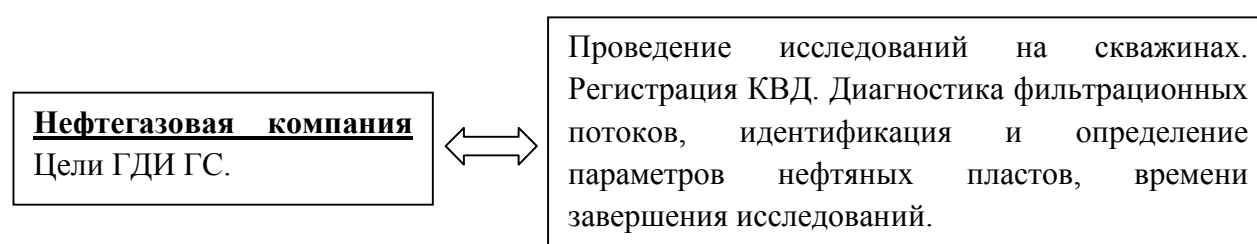


Рисунок 1.9. Схема современного организационно-технологического процесса ГДИ ГС

Диагностика фильтрационных потоков, идентификация и определение параметров нефтяных пластов, времени завершения исследований в схеме современного организационно-технологического процесса ГДИ ГС проводится в процессе регистрации КВД (без участия квалифицированного специалиста

(интерпретатора)) (см. рисунок 1.9). Для реализации этой схемы требуется создание соответствующих моделей, алгоритмов и программных средств.

## 1.2. Современные методы адаптивной идентификации ГДИ горизонтальных скважин, оснащенных стационарными измерительными системами.

В основе метода адаптивной идентификации ГДИ ГС по кривой восстановления давления используются интегрированные системы моделей забойного давления с переменными параметрами  $\mathbf{\alpha}(t)$ , с учетом и корректировкой дополнительных сведений вида:

$$\begin{cases} \Delta p_{3,j}^*(t_n) = f_{o,j}(t_n, \mathbf{\alpha}_j(t_n)) + \xi_n, n = \overline{1, n_k}, t_n \in (t_{н,j}, t_{к,j}) \\ h_{к,j,l} \bar{z}_{j,l} = f_{a,j,l}(t_n, \mathbf{\alpha}_j(t_n)) + \eta_{j,n}, l = \overline{1, p}, j = 1, 2, 3, \dots \end{cases} \quad (1.2.1)$$

где  $f_{o,j}(t_n, \mathbf{\alpha}_j(t_n))$  – значения разности забойного давления, вычисленные на основе соответствующей модели фильтрационного потока (1.1.11), (1.1.15), (1.1.19) с номером  $j$ ;  $\mathbf{\alpha}_j(t_n)$  – параметры моделей, представленные неизвестными однозначными функциями дискретного времени  $t_n$ ;  $\bar{z}_j$  – дополнительные данные, экспертные оценки фильтрационных параметров нефтяных пластов и горизонтальных скважин;  $f_{a,j,l}(t_n, \mathbf{\alpha}_j(t_n))$  – значения дополнительных априорных сведений и экспертных оценок, полученные на основе модели;  $h_{к,j,n}$  – параметры корректировки дополнительных априорных сведений;  $t_{н,j}, t_{к,j}$  – моменты времени начала и завершения фильтрационного режима течения с номером  $j$ ;  $\xi_n, \eta_n$  – случайные величины, представляющие погрешность измерения забойного давления и ошибки задания дополнительных априорных сведений и других неконтролируемых факторов.

Следует отметить, что интегрированная система моделей КВД (1.2.1) содержит переменные, зависящие от времени параметры, что позволяет определить время завершения исследования  $t_k$  наряду с параметрами в процессе

проведении исследований. Решение о завершения исследований принимается исходя из признака стабилизации оценок параметров [10, 12, 54, 66].

Согласно методу адаптивной идентификации параметры  $\alpha_j(t_n)$  модели (1.2.1) определяются путем решения оптимизационных задач [10,12, 54, 61, 62, 65, 66]:

$$\alpha_{j,n}^*(\beta_n) = \arg \min_{\alpha_{j,n}} \Phi_j(t_n, \alpha_{j,n}, \beta_{j,n}), \quad (1.2.2)$$

$$\beta_{j,n}^* = \arg \min_{\beta_{j,n}} J_0(t_n, \alpha_{j,n}^*(\beta_{j,n})) \quad (1.2.3)$$

где  $\Phi_j(t_n, \alpha_{j,n}, \beta_{j,n}) = \Phi_j(J_{o,j}(t_n, \alpha_{j,n}, h_{3,j,n}), J_{a,j}(\alpha_{j,n}, \beta_{j,n}))$  – комбинированный показатель качества ИСМ (1.2.1), заданный в виде функционала от критерия качества модели гидродинамических параметров

$$J_{o,j}(t_n, \alpha_{j,n}, h_{3,n}) = \sum_{i=n_{H,j}}^{n_{K,j}} w_n((t_n - t_i) / h_{3,j,n}) \psi_0(\Delta p_3^*(t_n) - f_{o,j}(t_n, \alpha_j(t_n))) \quad (1.2.4)$$

и критерия качества моделей дополнительной априорной информации

$$J_{a,j}(\alpha_{j,n}, \beta_{j,n}) = \sum_{l=1}^p h_{p,l,n} \psi_a(h_{k,j,l,n} \bar{z}_{j,l} - f_{a,j,l}(t_n, \alpha_j(t_n))) \quad (1.2.5)$$

где  $\psi_o, \psi_a$  – известные функции;  $\beta_{j,n}^* = (h_{3,j,n}^*, h_{p,j,n}^*, h_{k,j,n}^*)$  – вектор оценок управляющих параметров забывания –  $h_{3,j,n}^*$ , регуляризации –  $h_{p,j,n}^*$  и корректировки дополнительных данных –  $h_{k,j,n}^*$ .

Следует отметить, что модели фильтрационных потоков (1.1.11), (1.1.15), (1.1.19) являются линейными по оцениваемым параметрам. В данном случае имеет место линейная ИСМ, представленная в матричном виде:

$$\begin{cases} \mathbf{y}_n^* = F_{0,n} \alpha_n + \xi_n, \\ H_{k,n} \bar{\mathbf{z}} = F_a \alpha_n + \eta_n, n = n_H, n_K \end{cases} \quad (1.2.6)$$

с общим показателем качества

$$\Phi(t_n, \alpha_n, \beta_n) = \|\mathbf{y}_n^* - F_{0,n} \alpha_n\|_{K(h_{3,n})}^2 + h_p \|H_{k,n} \bar{\mathbf{z}} - F_a \alpha_n\|^2 \quad (1.2.7)$$

При использовании квадратичного критерия качества оптимизационная задача (1.2.2) сводится к решению системы линейных алгебраических уравнений вида:

$$A_n \mathbf{\alpha}_n^* = B_n \quad (1.2.8)$$

$$A_n = (F_{0,n}^T K(h_{3,n}) F_{0,n} + h_p F_a^T F_a); B_n = (F_{0,n}^T K(h_{3,n}) \mathbf{y}_n^* + h_p F_a^T H_{k,n} \bar{\mathbf{z}})$$

где  $K(h_{3,n}) = \text{diag}(w_n((t_n - t_i) / h_{3,n}), i = \overline{n_n, n_k})$  – матрица значений весовой функции  $w_n(t)$  для формирования обучающего интервала обработки с параметром забывания  $h_{3,n}$ ;  $H_{k,n}$  – диагональная матрица значений параметров корректировки экспертных оценок.

Оценки параметров  $\mathbf{\alpha}_n^*$  (1.2.8.) могут быть представляться в виде [61]:

$$\mathbf{\alpha}_n^*(h_{3,n}, h_{p,n}, h_{k,n}) = \mathbf{\alpha}_{1,n}^*(h_{3,n}, h_{p,n}) + \mathbf{\alpha}_{2,n}^*(h_{3,n}, h_{p,n}, h_{k,n}) \quad (1.2.9)$$

где  $\mathbf{\alpha}_{1,n}^*(h_{3,n}, h_{p,n})$  зависят только от параметра забывания и регуляризации. Исходя из (1.2.9) задача определения параметров регуляризации, корректировки и забывания сводятся к решению более простых оптимизационных задач вида [62]:

$$h_{p,n}^* = \arg \min_{h_{p,n}} J_0(\mathbf{\alpha}_n^*(\bar{h}_{3,n}, h_{p,n})) \quad (1.2.10)$$

$$h_{k,n}^* = \arg \min_{h_{k,n}} J_0(\mathbf{\alpha}_n^*(\bar{h}_{3,n}, h_{p,n}^*, h_{k,n})) \quad (1.2.11)$$

$$h_{3,n}^* = \arg \min_{h_{3,n}} J_0(\mathbf{\alpha}_n^*(h_{3,n}, h_{p,n}^*, h_{k,n}^*)) \quad (1.2.12)$$

где (1.2.10) – задача определения параметров регуляризации  $h_{p,n}$  – без учета дополнительных априорных сведений ( $h_{k,n} = 0$ ) при заданном значении параметра забывания  $\bar{h}_{3,n}$ ; (1.2.11) – задача определения значений параметра корректировки  $h_{k,n}$  при известных значениях параметра забывания  $\bar{h}_{3,n}$  и параметра регуляризации  $h_{p,n}^*$ ; (1.2.12) – задача определения оптимальных значений параметра забывания  $h_{3,n}^*$ .



Следует отметить, что при  $h_p = 0$  из (1.1.9) следуют адаптивные оценки метода наименьших квадратов, а при  $h_{к,n} = 0$  адаптивные оценки метода наименьших квадратов с регуляризацией по А.Н. Тихонову.

Приведем решение задачи идентификации ГДИ ГС по КВД с использованием интегрированной системы моделей забойного давления позднего радиального потока с учетом и корректировкой дополнительной данной латеральной проницаемости  $\bar{k}_{xy}$ :

$$\begin{cases} \Delta p_3^*(t_n) = f_2(t_n, \mathbf{b}_n) \cdot (\alpha_{1пр,n} + \alpha_{2пр,n} \lg t_n) + \xi_n \\ h_{к,n} \cdot \bar{\alpha}_{2пр} = \alpha_{2пр,n} + \eta_n, t_n = \overline{t_{кл}, t_k} \end{cases} \quad (1.2.13)$$

где  $\alpha_{1пр,n} = \frac{C_{s4} q_0 B \mu}{k_{xy,n} h} \left( \lg \frac{2,25 k_{xy,n}}{\phi c_t \mu r_{пр}^2} \right)$ ;  $\alpha_{2пр,n} = \frac{C_{s4} q_0 B \mu}{k_{xy,n} h}$ ;  $\bar{\alpha}_{2пр} = \frac{C_{s4} q_0 B \mu}{\bar{k}_{xy} h}$ ;  $f_2(t_n, \mathbf{b}_n)$  –

поправочная функция с переменными параметрами  $\mathbf{b}_n$ , введенная для учета влияния линейного режима течения и, возможно, соседних скважин в модели позднего радиального потока (1.2.13).

Для удобства модель (1.2.13) представляется в матричном виде:

$$\begin{cases} \mathbf{y}_n^* = F_{0,n} \mathbf{a}_n + \xi_n \\ H_{к,n} \bar{\mathbf{a}} = F_a \mathbf{a}_n + \eta_n \end{cases} \quad (1.2.14)$$

По аналогии с (1.2.6) задача определения параметров  $\alpha_{1пр,n}$ ,  $\alpha_{2пр,n}$  модели (1.2.13) сводится к решению систем линейных уравнений вида:

$$A_n \mathbf{a}_n^* (\mathbf{b}_n) = B_n \quad (1.2.15)$$

$$A_n = (F_{0,n}^T K(h_3) F_{0,n} + h_p F_a^T F_a); B_n = (F_{0,n}^T K(h_{3,n}) \mathbf{y}_n^* + h_p F_a^T H_{к,n} \bar{\mathbf{a}})$$

и решению задачи (1.2.3) по определению вектора управляющих параметров  $\mathbf{b}_n = (h_{p,n}, h_{к,n}, h_{3,n})$ .

где  $F_0 = \begin{pmatrix} 1 & 1 & \dots & 1 \\ \lg t_{n_{нпр}} & \lg t_{n_{нпр}+1} & \dots & \lg t_{n_k} \end{pmatrix}$  – матрица размера  $2 \times n_k$ ;  $F_a = \text{diag}(0,1)$  –

диагональная матрица;  $K(h_{3,n}) = \text{diag}(w_n((t_n - t_i) / h_{3,n}), i = \overline{n_{нпр}, n_k})$  – диагональная

матрица значений весовой функции для формирования обучающего интервала обработки с параметром забывания  $h_{3,n}$ ;  $\bar{\alpha} = (0, \bar{\alpha}_{2pp})$  – вектор дополнительных данных;  $H_{к,n} = \text{diag}(0, h_{к,n})$  – диагональная матрица с параметрами корректировки;  $h_{p,n}$  – параметр регуляризации.

По аналогии с (1.2.13) имеют место интегрированные системы моделей раннего радиального потока

$$\begin{cases} \Delta p_3^*(t_n) = f_1(t_n, \mathbf{b}_n) \cdot (\alpha_{1pp,n} + \alpha_{2pp,n} \lg t_n) + \xi_n \\ h_{к,n} \cdot \bar{\alpha}_{2pp} = \alpha_{2pp,n} + \eta_n, t_n = \overline{t_{пп}, t_{кпп}} \end{cases} \quad (1.2.16)$$

и линейного потока

$$\begin{cases} \Delta p_3^*(t_n) = \alpha_{1л,n} + \alpha_{2л,n} \sqrt{t} + \xi_n \\ h_{к,n} \cdot \bar{\alpha}_{2л} = \alpha_{2л,n} + \eta_n, t_n = \overline{t_{нл}, t_{кл}} \end{cases} \quad (1.2.17)$$

где  $\alpha_{1pp,n} = \frac{C_{s1} q_0 B \mu}{k_{zy,n} L_{эфф}} \cdot \left( \lg \frac{2,25 k_{zy,n}}{\phi c_t \mu r_{скв}^2} + 2 S_{м,n} \right)$ ;  $\alpha_{2pp,n} = \frac{C_{s1} q_0 B \mu}{k_{zy,n} L_{эфф}}$ ;  $\alpha_{1л,n} = \frac{C_{s3} q_0 B \mu s_n}{L_{эфф,n} k_{zy,n}}$ ;

$$\alpha_{2л,n} = \frac{C_{s2} q_0 B \mu}{L_{эфф,n} h \sqrt{\phi c_t \mu k_y}}; \quad f_1(t_n, \mathbf{b}_n) - \text{поправочная функция с переменными}$$

параметрами  $\mathbf{b}_n$ , введенная для учета влияния ствола скважины в модели раннего радиального потока (1.2.16).

В таблице 1.1 приведены исходные данные нефтяного пласта и горизонтальной скважины, а также экспертные оценки фильтрационных параметров. На рисунке 1.10 изображены промысловые значения забойного давления и его производная в двойных логарифмических координатах ( $\lg(\Delta p_3)$  по оси Y,  $\lg(t)$  по оси X). Для измерения забойного давления горизонтальная скважина нефтяного месторождения Тюменской области была закрыта на устье на 144 часа. На производной забойного давления были выделены фильтрационные потоки с использованием графоаналитического метода [14, 106]. Ранний радиальный поток находится в интервале времени от 0,5 до 1,7 часа и характеризуется постоянством на этом участке логарифмической производной забойного давления. Далее на КВД наблюдается участок линейного потока, а

поздний радиальный поток начинается с момента времени 25 час и длится до завершения исследований. Промежуточный интервал представляет линейный поток и переходные периоды.

Таблица 1.1. Исходные данные горизонтальной скважины

Параметры пласта и скважины	Значение
1. Радиус скважины, $r_{\text{СКВ}}$ , м	0,108
2. Динамическая вязкость нефти, $\mu$ , сП	3,92
3. Общая сжимаемость пласта, $c_t$ , атм <sup>-1</sup>	$1,84 \cdot 10^{-4}$
4. Толщина пласта, $h$ , м	4
5. Пористость, $\phi$	0,13
6. Дебит скважины до остановки, $q_0$ , м <sup>3</sup> / сут	330
7. Объемный коэффициент флюида, $B$	1,191
8. Экспертная оценка латеральной проницаемости, $\bar{k}_{xy}$ , мД	3500

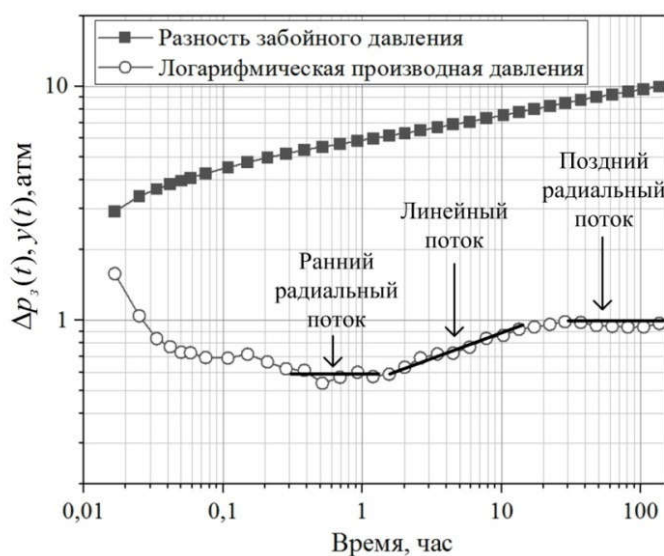


Рисунок 1.10. Кривая восстановления давления горизонтальной скважины и ее производная в двойных логарифмических координатах

На рисунках 1.11–1.13 приведены оценки латеральной проницаемости

$$k_{xy,n}^* = \frac{C_{s4} q_0 B \mu}{\alpha_{2пр,n}^* (\beta_n^*) h}, \quad (1.2.18)$$

пластового давления

$$p_{пл,n}^* = \alpha_{1пр,n}^* (\beta_n^*) + \alpha_{2пр,n}^* (\beta_n^*) \ln T, \quad (1.2.19)$$

и интегрального скин-фактора

$$s_{a,n}^* = 0,5 \cdot \left( \frac{\alpha_{1пр,n}^*(\beta_n^*)}{\alpha_{2пр,n}^*(\beta_n^*)} - \lg \frac{2,25k_{xy,n}^*}{\phi c_t \mu r_{скв}^2} \right), \quad (1.2.20)$$

полученные адаптивным методом наименьших квадратов (при  $h_p = 0$ ) (линия 1), адаптивным методом наименьших квадратов с регуляризацией по А.Н. Тихонову (при  $h_{к,n}=0$ ) (линия 2) и адаптивным методом интегрированных моделей (АМИМ) (линия 3). Оценки параметров  $\alpha_{1пр,n}^*(\beta_n^*), \alpha_{2пр,n}^*(\beta_n^*)$  модели позднего радиального потока (1.2.13), полученные путем решения СЛАУ (1.2.15) при постоянных единичных значениях весовой функции в текущем интервале обработки  $[t_n - t_{n-4}]$ , содержащем 5 значений забойного давления ( $w_n((t_n - t_i)/h_{3,n}) = 1$  при  $t_n - t_{n-i} \leq h_{3,n} = t_n - t_{n-4}$  и  $w_n((t_n - t_i)/h_{3,n}) = 0$  при  $t_n - t_{n-i} > h_{3,n}, i = \overline{0, n-1}$ ). Оценки параметров корректировки  $h_{к,n}^*$  в векторе управляющих параметров  $\beta_n^* = (h_{к,n}^*, h_{р,n} = h_p, h_{3,n} = t_n - t_{n-4})$  получились путем решения оптимизационной задачи (1.2.11) методом дихотомии при заданном значении параметра регуляризации в интервале ( $h_p \in [0, 01 \div 1]$ ) и единичных значениях весовой функции при значении параметра забывания  $h_{3,n} = t_n - t_{n-4}$ .

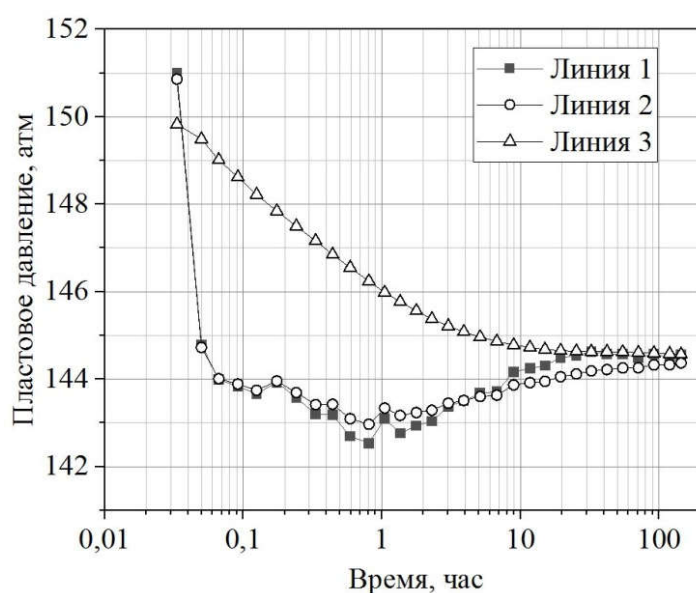


Рисунок 1.11. Оценки пластового давления

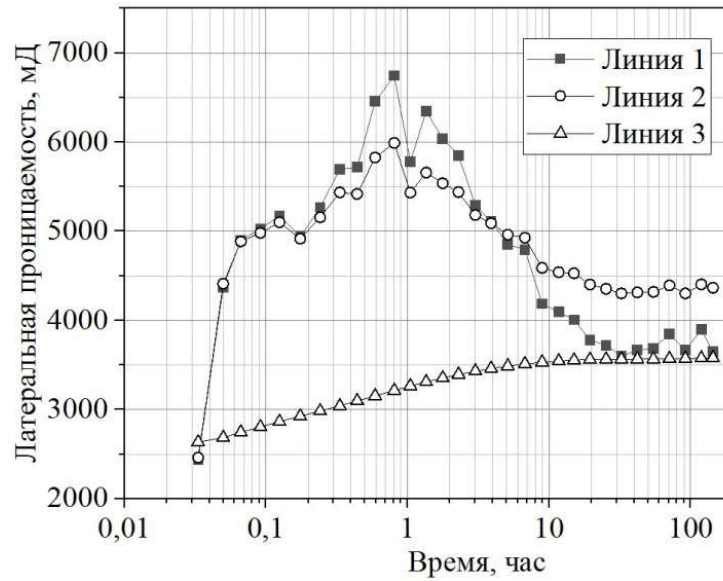


Рисунок 1.12. Оценки латеральной проницаемости

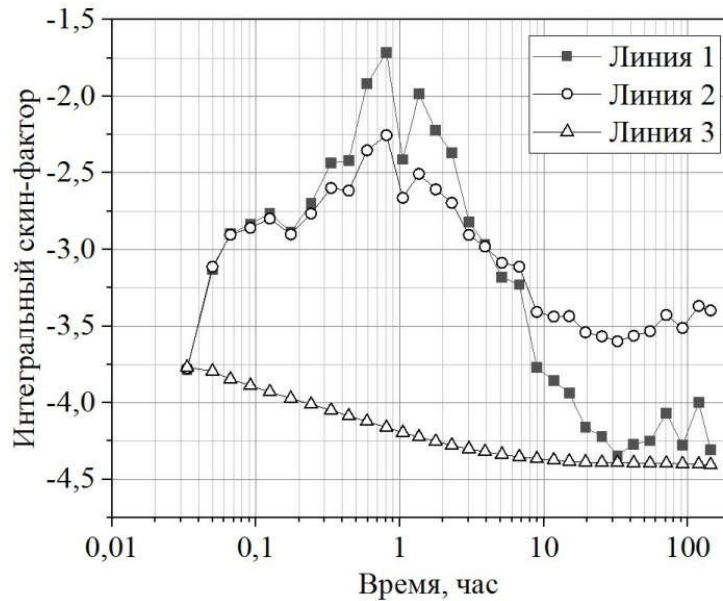


Рисунок 1.13. Оценки интегрального скин-фактора

В таблице 1.2 приведены оценки пластового давления, латеральной проницаемости и интегрального скин-фактора, полученные с использованием программного комплекса Saphir на участке позднего радиального потока за 25 часов исследований, адаптивным методом интегрированных моделей (АМИМ), адаптивным методом наименьших квадратов (АМНК) и адаптивным методом наименьших квадратов с регуляризацией по А.Н. Тихонову (АМНКР), и моменты времени завершения исследований.

Таблица 1.2. Результаты обработки КВД горизонтальной скважины нефтяного месторождения

Методы	Время исследований, час	Латеральная проницаемость, мД	Пластовое давление, атм	Интегральный скин-фактор	Моменты времени завершения исследования, час
Saphir	144,3	3480	145,3	-4,7	25
АМИМ	15	3554	144,7	-4,38	25
	25	3563	144,6	-4,39	
	32	3564	144,6	-4,39	
	42	3565	144,6	-4,38	
АМНКР	15	4107	144,2	-3,84	35
	25	3842	144,4	-4,1	
	32	3740	144,5	-4,2	
	42	3795	144,5	-4,13	
АМНК	15	4008	144,3	-3,84	35
	25	3721	144,5	-4,22	
	32	3599	144,6	-4,35	
	42	3669	144,6	-4,27	

Следует отметить, что для использования программного комплекса Saphir требуется присутствие на КВД участка позднего радиального потока, который наступает через 25 часов после остановки скважины (см. рисунок 1.10). Моменты времени завершения гидродинамических исследований определяются по критерию стабилизации оценок  $\alpha_{2пр,n}^*$  (1.2.13) и, следовательно, оценок латеральной проницаемости  $k_{xy,n}^*$  (см. рисунок 1.12)

$$\left| \frac{\alpha_{2пр,n}^*(\beta_n^*) - \alpha_{2пр,n-i}^*(\beta_n^*)}{\alpha_{2пр,n}^*(\beta_n^*)} \right| \leq \varepsilon, i = 1, 2, 3 \quad (1.2.21)$$

В таблице 1.2 приведены значения оценок параметров нефтяного пласта в моменты времени завершения исследований, полученные из (1.2.21) для

адаптивных методов идентификации при  $\varepsilon = 0,001$ . Стабилизация приведенных на рисунках (1.1.11)–(1.1.13) и в таблице 1.2 оценок параметров пласта, полученных с использованием адаптивного метода интегрированных моделей, наступает в момент выхода КВД на радиальный режим течения к 20-25 часам после остановки скважины. Стабилизация оценок адаптивного метода наименьших квадратов и адаптивного метода наименьших квадратов с регуляризацией по А.Н. Тихонову наступает значительно позже - к 35 часам после остановки скважины. Лучший результат показывает адаптивный метод интегрированных моделей, который учитывает дополнительное априорное сведение о латеральной проницаемости.

Следует отметить, что для определения других фильтрационных параметров нефтяного пласта и горизонтальной скважины, как проницаемости раннего радиального потока ( $k_{zy} = \sqrt{k_z \cdot k_y}$ ), эффективной длины горизонтального ствола и механического скин-фактора скважины методом адаптивной идентификации в процессе проведения гидродинамических исследований с использованием моделей фильтрационных потоков вида (1.2.16), (1.2.17), требуется решение задачи выделения на КВД участка раннего радиального и литейного потоков.

### 1.3. Выводы по главе 1

Использование традиционных графоаналитических методов идентификации для оперативного определения параметров нефтяных пластов в процессе нестационарных испытаний горизонтальных скважин по кривой восстановления давления вызывает значительные трудности такие как:

- определение времени завершения гидродинамических исследований. Необходимым условиям корректности результатов идентификации и интерпретации является факт присутствия на кривой восстановления забойного давления участка позднего радиального потока;

– для выделения на кривой восстановления давления участков раннего радиального, линейного и позднего радиального потока требуется привлечение квалифицированного интерпретатора.

Методы идентификации и определения параметров нефтяных пластов по результатам нестационарных испытаний горизонтальных скважин по кривой восстановления давления, основанные на численном решении уравнения пьезопроводности не требуют решения задачи выделения фильтрационных потоков. Однако возникают трудности, связанные с определением времени завершения гидродинамических исследований, заданием в уравнении пьезопроводности для исследуемой скважины начальных и граничных условий, значительными вычислительными затратами численного решения прямых и обратных гидродинамических задач.

Методы адаптивной идентификации результатов нестационарных испытаний горизонтальных скважин по кривой восстановления давления с использованием модели позднего радиального потока позволяют определять параметры нефтяных пластов и скважин (латеральную проницаемость, пластовое давление и интегральный скин-фактор), а также время завершения испытаний в режиме реального в процессе их проведения без участия квалифицированного специалиста (интерпретатора). Однако остаются нерешенными вопросы, связанные с выделением в процессе проведения гидродинамических исследований раннего радиального и линейного потоков с последующим решением задачи идентификации соответствующих фильтрационных потоков. Нерешенными являются и задачи оперативного определения фильтрационных параметров нефтяных пластов и скважин при обработке коротких недовосстановленных кривых забойного давления с нечеткими признаками позднего радиального потока либо с отсутствием на кривой забойного давления участка позднего радиального потока. Решение этих задач приводится в следующих главах диссертации.



## Глава 2. Модели и алгоритмы адаптивной идентификации и диагностики фильтрационных потоков

В данной главе рассмотрены диагностические критерии, модели и алгоритмы адаптивного метода выделения фильтрационных потоков в процессе проведения нестационарных испытаний горизонтальных скважин по кривым восстановления давления с использованием модели логарифмической производной забойного давления и алгоритмов адаптивной идентификации. Решается задача идентификации диагностических параметров для определения моментов времени начала и завершения фильтрационных потоков в процессе проведения испытаний горизонтальных скважин.

### 2.1. Диагностические критерии, модели и алгоритмы адаптивного метода диагностики фильтрационных потоков

Основой адаптивного метода диагностики фильтрационных потоков в процессе проведения ГДИ ГС по КВД является интегрированная система моделей логарифмической производной забойного давления с учетом дополнительной априорной информации о латеральной проницаемости  $\bar{k}_{xy}$ :

$$\begin{cases} y^*(t_n) = \alpha_{1,n} + \alpha_{2,n} \lg t_n + \xi_n, \\ h_{k,n} \bar{k}_{xy} = k_{xy,n} + \eta_n, n = \overline{1, n_k}, \end{cases} \quad (2.1.1)$$

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, полученных в процессе испытания скважин;  $p_3^*(t_n), p_3^*(t_0)$  – фактические значения забойного давления в момент времени  $t_n$  и в момент остановки скважины  $t_0$ ;

$\alpha_{1,n}, \alpha_{2,n}$  – параметры, представленные неизвестными однозначными функциями дискретного времени  $t_n$ ;  $h_{k,n}$  – параметр корректировки дополнительной

информации;  $t_k$  – момент времени завершения нестационарных испытаний горизонтальной скважины;  $\xi_n, \eta_n$  – случайные величины, представляющие погрешности измерения и ошибки модели (2.1.1) и дополнительной информации.

Для применения метода адаптивной идентификации модель (2.1.1) удобно представить в матричном виде:

$$\begin{cases} \mathbf{y}_n^* = F_0 \mathbf{a}_n + \xi_n, \\ H_{k,n} \bar{\mathbf{a}} = F_a \mathbf{a}_n + \eta_n. \end{cases} \quad (2.1.2)$$

Тогда оптимальные оценки вектора параметров  $\mathbf{a}_n^* = (\alpha_1^*(t_n), \alpha_2^*(t_n))$  могут быть определены путем решения оптимизационной задачи:

$$\mathbf{a}_n^*(\boldsymbol{\beta}_n) = \arg \min_{\mathbf{a}_n} \Phi(\mathbf{a}_n, \boldsymbol{\beta}_n) \quad (2.1.3)$$

где  $\Phi = J_0 + J_a$  – комбинированный показатель качества модели (2.1.2);

$J_0 = \left\| \mathbf{y}_n^* - F_0 \mathbf{a}_n \right\|_{K(h_{3,n})}^2$  – частный критерий качества модели  $F_0 \mathbf{a}_n$  (2.1.2);

$J_a = h_{p,n} \left\| H_{k,n} \bar{\mathbf{a}} - F_a \mathbf{a}_n \right\|^2$  – частный критерий качества модели  $F_a \mathbf{a}_n$  (2.1.2);

$\mathbf{y}_n^* = (y^*(t_n), n = \overline{1, n_k})$  – вектор конечно-разностных значений ЛПЗД (2.1.1);

$F_0 = \begin{pmatrix} 1 & 1 & \dots & 1 \\ \lg t_1 & \lg t_2 & \dots & \lg t_{n_k} \end{pmatrix}$  – матрица размера  $2 \times n_k$ ;  $F_a = \text{diag}(1, 0)$  –

диагональная матрица;  $K(h_{3,n}) = \text{diag}(w_n((t_n - t_i)/h_{3,n}), i = \overline{1, n_k})$  – диагональная

матрица значений весовой функции для формирования обучающего интервала

обработки с параметром забывания  $h_{3,n}$ ;  $\bar{\mathbf{a}} = (\bar{\alpha}_1, 0)$  – вектор дополнительных

данных;  $h_{p,n}$  – параметр регуляризации;  $H_{k,n} = \text{diag}(h_{k,n}, 0)$  – диагональная

матрица с параметром корректировки дополнительных сведений;

$\boldsymbol{\beta}_n = (h_{3,n}, h_{p,n}, h_{k,n})$  – вектор управляющих параметров забывания, регуляризации и

корректировки, соответственно;  $\|\mathbf{x}\|_{\mathbf{W}}^2 = \mathbf{x}^T \mathbf{W} \mathbf{x}$  – квадратичная норма вектора  $\mathbf{x}$ .

Следует отметить, что дополнительная информация о параметре  $\bar{\alpha}_1$  может быть получена с использованием экспертной оценки латеральной проницаемости  $\bar{k}_{xy}$  следующим выражением:

$$\bar{\alpha}_1 = \frac{C_{s4} q_0 \mu B}{k_{xy} h} \quad (2.1.4)$$

где  $C_{s4}, q_0, \mu, B, h$  обозначены в (1.1.7) и (1.1.18).

Для решения задачи диагностики фильтрационных потоков горизонтальных скважин в таблице 2.1 были разработаны диагностические критерии, позволяющие определять на КВД участки раннего радиального и линейного режима течения в процессе проведения гидродинамических исследований горизонтальных скважин, приведенные в работе [58]. В основе приведенных в таблице 2.1 диагностических критериев предлагается использовать оценки параметра  $\alpha_{2,n}^*(\beta_n^*)$  модели (2.1.1), полученные методом адаптивной идентификации (1.1.33), (1.1.34).

Таблица 2.1. Диагностические критерии выделения фильтрационных потоков горизонтальных скважин

Фильтрационные потоки	Диагностические критерии	Моменты времени начала потоков
Ранний радиальный (рр)	$\alpha_{2,n}^*(\beta_n^*) \approx 0$	$t_{\text{нрр}} = \arg \min_t  \alpha_{2,n}^*(\beta_n^*) $
Линейный (л)	$\alpha_{2,n}^*(\beta_n^*) = 0,5 \pm \Delta$ $\Delta = 0,1 \div 0,15$	$t_{\text{нл}} = \arg \min_t (\alpha_{2,n}^*(\beta_n^*) - 0,5 \pm \Delta)$
Поздний радиальный (пр)	$\alpha_{2,n}^*(\beta_n^*) \approx 0$ при $t > t_{\text{л}}$	$t_{\text{нпр}} = \arg \min_t  \alpha_{2,n}^*(\beta_n^*) $ при $t > t_{\text{л}}$

Апробация приведенных в таблице 2.1 диагностических критериев выделения фильтрационных потоков была проведена с использованием результатов ГДИ ГС по КВД нефтяного месторождения Тюменской области. На рисунке 2.1 изображены значения забойного давления  $p_3^*(t)$ , полученные в

процессе проведения испытаний двух горизонтальных скважин, в полулогарифмических координатах ( $p_3^*(t)$  – по оси Y,  $\lg t$  – по оси X).

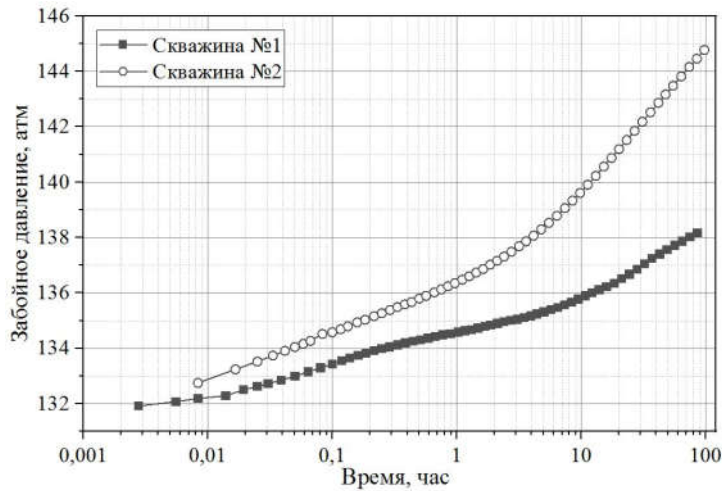


Рисунок 2.1. Промысловые значения забойного давления горизонтальных скважин

На рисунках 2.2 и 2.3 изображены фактические  $y^*(t_n)$  и восстановленные

$$\hat{y}(t_n) = \alpha_{1,n}^*(\beta_n^*) + \alpha_{2,n}^*(\beta_n^*) \lg t_n \quad (2.1.5)$$

значения ЛПЗД (2.1.1) в двойных логарифмических координатах (линии 1, 2) и оценки параметра  $\alpha_{2,n}^*(\beta_n^*)$  модели (2.1.1) (линия 3) двух горизонтальных скважин, полученные путем решения системы линейных алгебраических уравнений (СЛАУ):

$$A_n \alpha_n^*(\beta_n^*) = B_n \quad (2.1.6)$$

$$A_n = (F_0^T K(h_{3,n}) F_0 + h_{p,n} F_a^T F_a), \quad B_n = (F_0^T K(h_{3,n}) \mathbf{y}_n^* + h_{p,n} F_a^T H_{k,n} \bar{\alpha})$$

где  $F_0$ ,  $F_a$ ,  $\mathbf{y}_n^*$ ,  $K(h_{3,n})$ ,  $H_{k,n}$ ,  $h_{p,n}$ ,  $\bar{\alpha}$  определены в (2.1.3) и (2.1.4).

Следует отметить, что при использовании квадратичных показателей качества оптимизационная задача (2.1.3) сводится к решению СЛАУ (2.1.6). Расчет оценок параметров  $\alpha_n^*(\beta_n^*)$  в (2.1.3) проводился при постоянных значениях весовой функции  $w((t_n - t_{n-i})/h_{3,n})$  в текущем интервале обработки  $[t_n - t_{n-4}]$ , содержащем 5 измерений забойного давления ( $h_{3,n}^* = 5$ ), ( $w((t_n - t_{n-i})/h_{3,n}) = 1$  при  $t_n - t_{n-i} \leq h_{3,n} = t_n - t_{n-4}$  и  $w((t_n - t_{n-i})/h_{3,n}) = 0$  при  $t_n - t_{n-i} > h_{3,n}$ ,  $i = \overline{0, n-1}$ ).

Для получения оценок параметра корректировки  $h_{к,n}^*$  решается оптимизационная задача

$$h_{к,n}^* = \arg \min_{h_{к,n}} \left\| \mathbf{y}_n^* - F_0 \mathbf{a}_n(h_{к,n}) \right\|_{K(h_{к,n})}^2 \quad (2.1.7)$$

методом дихотомии при заданном значении параметра регуляризации  $h_p^*$  в интервале  $[0, 01 \div 1]$ .

В таблице 2.2 представлены исходные данные параметров нефтяного пласта и горизонтальных скважин, экспертные оценки для идентификации КВД. Горизонтальный ствол скважин находится в центре продуктивного пласта.

Таблица 2.2. Исходные данные и экспертные оценки параметров пласта и горизонтальных скважин

Исходные данные	Скважины	
	№1	№2
1. Радиус скважины, $r_{скв}$ , м	0,108	0,108
2. Пористость, $\phi$	0,13	0,13
3. Толщина пласта, $h$ , м	5,4	7,2
4. Динамическая вязкость нефти, $\mu$ , сП	3,92	3,92
5. Общая сжимаемость пласта, $c_t$ , атм <sup>-1</sup>	$1,84 \cdot 10^{-4}$	$1,84 \cdot 10^{-4}$
6. Дебит скважины до остановки, $q_0$ , м <sup>3</sup> /сут	137	163,2
7. Экспертная оценка пластового давления, $\bar{p}_{пл}$ , атм	142	150
8. Экспертная оценка эффективной длины горизонтального ствола, $\bar{L}_{эфф}$ , м	600	500
9. Экспертная оценка времени восстановления забойного давления, $T$ , час	300	500
10. Экспертная оценка латеральной проницаемости, $\bar{k}_{xy}$ мД	700	300
11. Экспертная оценка проницаемости в направлении OZ $\bar{k}_z$ , мД	14	12
12. Экспертная оценка проницаемости в направлении OX $\bar{k}_x$ , мД	700	300
13. Расстояние от горизонтального ствола скважины до кровли или подошвы, $z_w$ , м	2,7	3,6

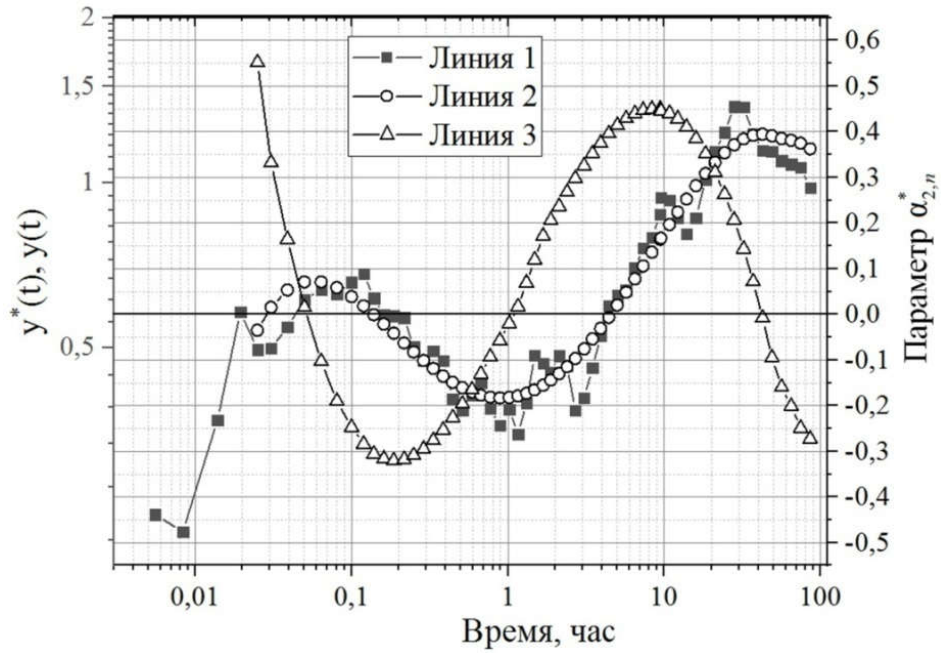


Рисунок 2.2. Фактические (линия 1), восстановленные (линия 2) значения ЛПЗД и оценки параметра  $\alpha_{2,n}^*$  ( $\beta_n^*$ ) (линия 3) скважины №1

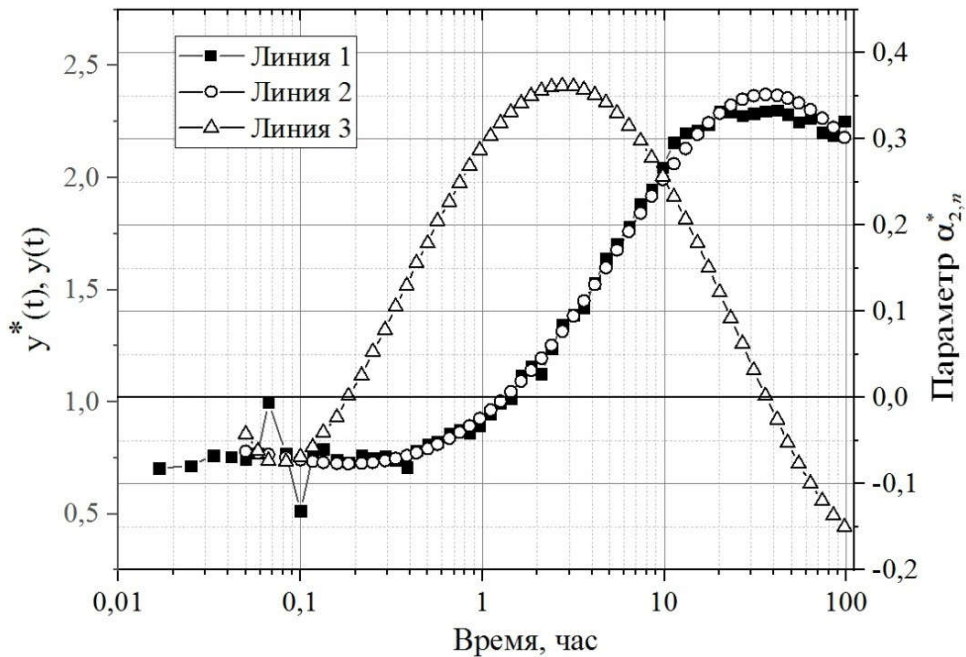


Рисунок 2.3. Фактические (линия 1), восстановленные (линия 2) значения ЛПЗД и оценки параметра  $\alpha_{2,n}^*$  ( $\beta_n^*$ ) (линия 3) скважины №2

На рисунке 2.4 приведены оценки параметра  $\alpha_{2,n}^*$  ( $\beta_n^*$ ) (линия 1) с использованием фактических  $y^*(t_n)$  (2.1.1) и восстановленных (2.1.5) значений ЛПЗД скважины №2 (линия 2).

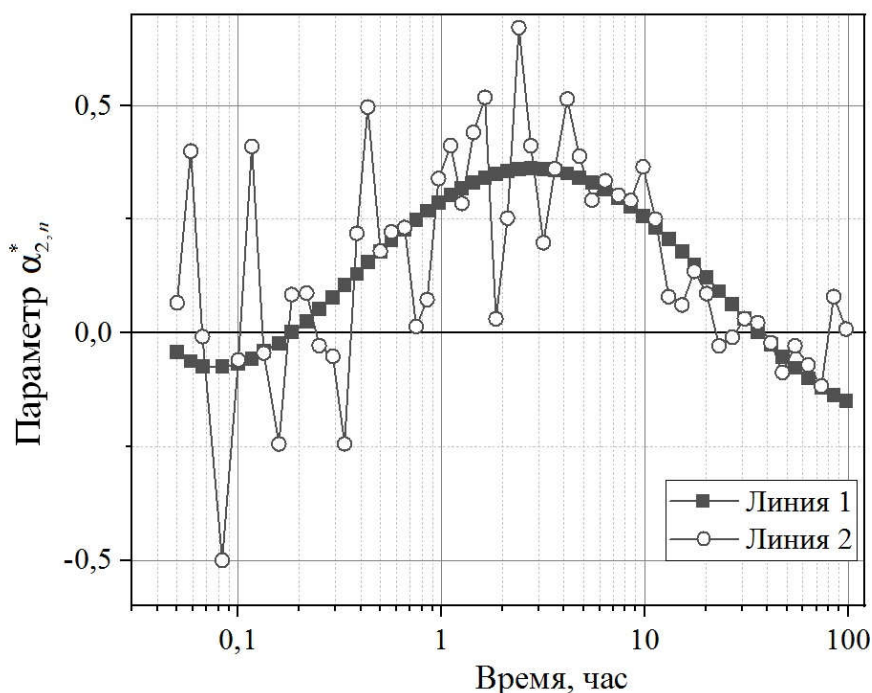


Рисунок 2.4. Оценки параметра  $\alpha_{2,n}^*(\beta_n^*)$  горизонтальной скважины №2

Из рисунка 2.4 видно, что использование восстановленных значений ЛПЗД (2.1.5) позволяет получить более гладкие значения оценок параметра  $\alpha_{2,n}^*(\beta_n^*)$  в диагностических критериях, приведенных в таблице 2.1. Так на участке раннего радиального и позднего радиального потоков параметр  $\alpha_{2,n}^*(\beta_n^*)$  равен нулю, а в средней части линейного потока принимает значение, равное 0,35, что соответствует приведенным в таблице 2.1 критериям.

В таблице 2.3 приведены моменты времени появления на КВД фильтрационных потоков горизонтальных скважин полученные графоаналитическим, аналитическим и адаптивным методом с использованием критериев, приведенным в таблице 2.1. При использовании аналитического метода моменты начала и завершения фильтрационных потоков определяются по следующим формулам [98]:

$$t_{\text{крп}} = \frac{\phi \mu c_t}{1,793 \times 10^{-5}} \min \left\{ \frac{\bar{L}_{\text{эфф}}^2}{44,4 \bar{k}_x}; \frac{z_w^2}{55,6 \bar{k}_z} \right\} \quad (2.1.8)$$

$$t_{\text{нл}} = \frac{2381,4 z_w^2 \phi c_t \mu}{\bar{k}_z} \quad (2.1.9)$$

$$t_{\text{кл}} = \frac{211,7\phi c_i \mu \bar{L}_{\text{эфф}}^2}{\bar{k}_x} \quad (2.1.10)$$

$$t_{\text{нпр}} = \max \left\{ \frac{1307,1\phi c_i \mu \bar{L}_{\text{эфф}}^2}{\bar{k}_x}, \frac{3327,3\phi c_i \mu h^2}{\bar{k}_z} \right\} \quad (2.1.11)$$

где  $t_{\text{кпп}}$  – момент времени завершения раннего радиального потока, час;  $t_{\text{нл}}, t_{\text{кл}}$  – момент времени начала и завершения линейного потока, час;  $t_{\text{нпр}}$  – момент времени начала позднего радиального потока, час;  $\mu$  – динамическая вязкость нефти, сП;  $\bar{L}_{\text{эфф}}$  – экспертная оценка эффективной длины горизонтального ствола скважины, м;  $z_w$  – расстояние от ствола скважины до кровли пласта, м;  $\bar{k}_x, \bar{k}_z$  – экспертные оценки проницаемости в направлении ОХ и ОZ, мД;  $c_i$  – общая сжимаемость, атм<sup>-1</sup>;  $h$  – толщина пласта, м;  $\phi$  – пористость пласта.

В таблице 2.4 представляется относительная ошибка диагностики фильтрационных потоков разными методами. За «точное» время начала потоков принимаем значение, полученное графоаналитическим методом по логарифмической производной забойного давления (см. рисунки 2.2, 2.3, линия 2). Так для скважины №1 время начала позднего фильтрационного потока, равное 40 часам, определяется по завершению линейного потока, что связано с искажением диагностического признака постоянства забойного давления. На скважине №2 достаточно четко виден участок позднего радиального потока продолжительностью порядка 70 часов со временем начала 27-30 часов после остановки скважины.



Таблица 2.3. Результаты диагностики фильтрационных потоков горизонтальных скважин №1 и №2

Номер скважины	Метод диагностики потоков	Момент завершения раннего радиального потока $t_{кррп}$ , час	Центральная часть линейного потока $t_{л}$ , час	Момент начала позднего радиального потока $t_{нпрп}$ , час
1	Графо–аналитический	1,13	7	39
	Аналитический	0,25	5,2	63
	Адаптивный	1,07	8,2	42,1
2	Графо–аналитический	0,22	3	32
	Аналитический	0,34	8,4	102,1
	Адаптивный	0,19	2,8	38,5

Таблица 2.4. Относительная ошибка времени появления фильтрационных потоков горизонтальных скважин №1 и №2, %

Метод диагностики потоков	Номер скважины	Момент завершения раннего радиального потока $t_{кррп}$	Центральная часть линейного потока $t_{л}$	Момент начала позднего радиального потока $t_{нпрп}$
Аналитический	1	78,4	25,7	61,5
	2	47,8	180	264,6
	Среднее	63,1	102,9	163,1
Адаптивный	1	9,5	14,3	7,9
	2	13,6	6,7	20,3
	Среднее	11,6	10,5	14,1

Анализ результатов, приведенных на рисунках 2.2–2.4 и в таблицах 2.3, 2.4 показывает, что оценки времени завершения раннего радиального потока, центральной части линейного потока и начала позднего радиального потока, полученные с использованием диагностических критериев графоаналитического и адаптивного метода, практически совпадают. Так, например, для скважины №1 линейный поток появляется через час после остановки скважины, а заканчивается

через 30 часов. Однако адаптивный метод дает возможность выделять фильтрационные потоки горизонтальных скважин по кривым восстановления забойного давления в процессе проведения испытаний в промысловых условиях. В аналитическом методе диагностики учет экспертных оценок фильтрационных параметров пласта и горизонтальных скважин приводит к значительным ошибкам определения фильтрационных потоков.

## 2.2. Адаптивная идентификация диагностических параметров фильтрационных потоков в процессе ГДИ горизонтальных скважин

Следует отметить, что выделение фильтрационных потоков с использованием в качестве диагностического параметра оценок параметров  $\alpha_2^*(t_n)$  модели логарифмической производной забойного давления (2.1.1) и критериев, приведенных в таблице 2.1, в процессе испытаний горизонтальных скважин представляет достаточно сложную задачу определения экстремумов и нулевых значений функций в условиях помех (см. рис. 2.2–2.4).

В этой связи предлагается осуществлять диагностику потоков с использованием математических моделей оценок  $\alpha_2^*(t_n)$ , параметры которых связаны с моментами времени начала и завершения фильтрационных потоков, а также их центральных частей. Этот подход обеспечивает дополнительные возможности прогноза времени начала позднего радиального потока, что позволяет планировать время завершения испытаний скважин в процессе их проведения.

Для решения задачи идентификации диагностического параметра  $\alpha_2^*(t_n)$  (2.1.5) предлагается использовать модели вида

$$\begin{cases} \alpha_2^*(t_n) = \alpha_2(t_n) + \xi_{1,n} = \sum_{i=0}^2 c_{i+1} (\ln t_n)^i + \xi_{1,n}, \\ h_{\kappa} \bar{\alpha}_2(t_{\min}) = \alpha_{2,n}(t_{\min}) + \eta_1, n = \overline{1, n_{pp}}, 0 < t_n \leq \bar{t}_{n,кpp} \end{cases} \quad (2.2.1)$$

$$\begin{cases} \alpha_2^*(t_n) = \alpha_2(t_n) + \xi_{2,n} = \sum_{i=0}^2 c_{i+1}(t_n)(\ln t_n)^i + \xi_{2,n}, \\ h_{k,n} \bar{\alpha}_2(t_{\max}) = \alpha_{2,n}(t_{\max}) + \eta_{1,n}, n = \overline{1, n_k}, t_n \geq \bar{t}_{n,\text{кpp}} \end{cases} \quad (2.2.2)$$

где  $\bar{t}_{n,\text{кpp}}$  – экспертная оценка времени завершения раннего радиального потока и начала линейного потока;  $\bar{\alpha}_2(t_{\min})$ ,  $\bar{\alpha}_2(t_{\max})$  – экспертные значения диагностического параметра  $\alpha_2(t_n)$ ;  $h_k$  (2.2.1) и  $h_{k,n}$  (2.2.2) – параметры корректировки экспертных оценок;  $t_{n_k}$  – момент завершения процедуры диагностики потоков;  $\xi_{1,n}$ ,  $\xi_{2,n}$ ,  $\eta_{1,n}$ ,  $\eta_{2,n}$  – случайные величины.

Следует отметить отличительные особенности моделей (2.2.1) и (2.2.2). Модель (2.2.1) 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 (2.2.2) 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 которых функция  $\alpha_2(t_n)$  в (2.2.1) принимает минимальное значение (рис. 2.5, 2.6). Момент времени начала раннего радиального потока, согласно параболической модели параметра  $\alpha_2(t_n)$ , определяется по формуле:

$$t_{\text{нpp}} = t_{\min} = \exp(-c_2 / 2c_3) \quad (2.2.3)$$

что следует из решения уравнения

$$\frac{d\alpha_2(t_n)}{d(\ln(t_n))} = 0.$$

Момент завершения раннего радиального потока согласно (2.2.1) определяется по формулам:

$$t_{\text{кpp}} = \max \left( \exp \left( \frac{-c_2 + \sqrt{c_2^2 - 4c_3c_1}}{2c_3} \right); \exp \left( \frac{-c_2 - \sqrt{c_2^2 - 4c_3c_1}}{2c_3} \right) \right) \quad (2.2.4)$$

Аналогично (2.2.3) и (2.2.4) имеют место формулы для центральной части  $t_{л}$ , начала  $t_{нл}$  и завершения  $t_{кл}$  линейного потока, полученные с использованием модели (2.2.2) [58].

Преимущество такого подхода к решению задачи выделения фильтрационных потоков заключается в том, что для определения моментов времени начала и завершения раннего радиального и линейного потоков, а также центральной части линейного потока, достаточно решить задачу параметрической идентификации моделей (2.2.1), (2.2.2).

Приведем решение задачи параметрической идентификации диагностического признака  $\alpha_2^*(t_n)$  на примере модели (2.2.2), представленной в матричном виде

$$\begin{cases} \mathbf{y}_n^* = F_n(t_n)\mathbf{c}_n + \boldsymbol{\xi}_n, \\ h_{к,n}\bar{\alpha}_2(t_{\max}) = F_n(t_{\max})\mathbf{c}_n + \boldsymbol{\eta}_n, n = \overline{n_{кпп}, n_k} \end{cases} \quad (2.2.5)$$

где  $\mathbf{y}_n^* = (\alpha_2^*(t_n), n = \overline{n_{кпп}, n_k})^T$  – вектор оценок параметра  $\alpha_2^*(t_n)$ ;  $\mathbf{c}_n = (c_{1,n}, c_{2,n}, c_{3,n})$  –

вектор переменных параметров модели (2.2.2);  $F_n^T = \begin{pmatrix} 1 & 1 & \dots & 1 \\ x_{n_{кпп}} & x_{n_{кпп}+1} & \dots & x_{n_k} \\ x_{n_{кпп}}^2 & x_{n_{кпп}+1}^2 & \dots & x_{n_k}^2 \end{pmatrix}$  –

матрица, в которой  $x_n = \ln t_n$ ,  $x_n^2 = (\ln t_n)^2$ ,  $n = \overline{n_{кпп}, n_k}$ ;  $\boldsymbol{\xi}_n, \boldsymbol{\eta}_n$  – векторы случайных величин.

Оценки  $\mathbf{c}_n^*(\boldsymbol{\beta}_n)$  параметров  $\mathbf{c}_n$  модели (2.2.5), согласно методу адаптивной идентификации при использовании квадратичных показателей качества  $\Phi(\boldsymbol{\alpha}_n, \boldsymbol{\beta}_n) = \|\mathbf{y}_n^* - F_n\mathbf{c}_n\|_{K(h_{3,n})}^2 + h_p \left\| h_{к,n}\bar{\alpha}_2(t_{\max}) - F_n(t_{\max})\mathbf{c}_n \right\|^2$  могут быть получены путем решения системы линейных алгебраических уравнений вида:

$$A_n \mathbf{c}_n^*(\boldsymbol{\beta}_n) = B_n, \quad (2.2.6)$$

$$A_n = F_n^T K(h_{3,n}) F_n + h_p F_n(t_{\max}),$$

$$B_n = F_n^T K(h_{3,n}) \mathbf{y}_n^* + h_p h_{к,n} \bar{\alpha}_2(t_{\max})$$

где  $K(h_{3,n}) = \text{diag}(w_n((t_n - t_i)/h_{3,n}), i = \overline{1, n_k})$  – диагональная матрица значений весовой функции  $w_n(t_n)$  для формирования обучающего интервала обработки;  $\beta_n = (h_{3,n}, h_{p,n}, h_{k,n})$  – вектор управляющих параметров забывания  $h_{3,n}$ , регуляризации  $h_{p,n}$  и корректировки  $h_{k,n}$ .

Оценки параметров  $c_i, i = \overline{1, 3}$  модели (2.2.1) могут быть получены из (2.2.6) при  $(w((t_n - t_{n-i})/h_{3,n}) = 1, i = \overline{1, n_{\text{кpp}}})$ . Оценки  $\alpha_2^*(t_n)$  моделей (2.2.1), (2.2.2) диагностического параметра  $\alpha_2(t_n)$  также могут быть получены из (2.2.6) при соответствующих значениях управляющих параметров  $\beta_n$ .

Аналогично (2.2.3) определяется момент времени центральной части линейного потока, при котором функция  $\alpha_2(t_n)$  в (2.2.2) принимает максимальное значение:

$$t_{\text{max},n}^* = \exp(-c_{2,n}^*(\beta_n) / 2c_{3,n}^*(\beta_n)) \quad (2.2.7)$$

Идентификация диагностического признака  $\alpha_2^*(t_n)$  для выделения фильтрационных потоков проводилась на примере горизонтальных скважин №1 и №2, приведенных в параграфе 2.1.

На рисунках 2.5 и 2.6 линией 1 изображены значения оценок диагностического параметра  $\alpha_2^*(t_n)$ , полученные на основе модели логарифмической производной забойного давления

$$y(t_n) = \lg\left(\frac{d\Delta p_3(t_n)}{d \ln t_n}\right) = \alpha_1(t_n) + \alpha_2(t_n) \lg t_n \quad (2.2.8)$$

с использованием промысловых данных и решения СЛАУ (2.1.6). Линией 2 изображены восстановленные на основе моделей (2.2.1), (2.2.2) значения  $\hat{\alpha}_2(t_n)$  диагностического параметра  $\alpha_2^*(t_n)$

$$\hat{\alpha}_2(t_n) = \begin{cases} \sum_{i=0}^2 c_{i+1}^*(\beta_n^*) (\ln t_n)^i \text{ нпу } 0 < t_n \leq \bar{t}_{n,\text{кpp}}, \\ \sum_{i=0}^2 c_{i+1,n}^*(\beta_n^*) (\ln t_n)^i \text{ нпу } t_n \geq \bar{t}_{n,\text{кpp}} \end{cases} \quad (2.2.9)$$

где оценки  $c_{i+1,n}^*(\beta_n^*)$ , полученные из решения системы линейных уравнений (2.2.6) при постоянных значениях весовой функции  $w((t_n - t_{n-i})/h_{3,n})$  в текущем интервале обработки  $[t_n - t_{n-4}]$ , содержащем 5 значений забойного давления  $h_{3,n}^* = 5$  ( $w((t_n - t_{n-i})/h_{3,n}) = 1$  при  $t_n - t_{n-i} \leq h_{3,n} = t_n - t_{n-4}$  и  $w((t_n - t_{n-i})/h_{3,n}) = 0$  при  $t_n - t_{n-i} > h_{3,n}, i = \overline{0, n-1}$ ), при заданном значении параметра регуляризации  $h_p$  в интервале  $[0, 01 \div 1]$ . Оценки  $c_{i+1}^*(\beta_n^*)$  в (2.2.9) получены из решения СЛАУ (2.2.6) при единичных значениях весовой функции  $w((t_n - t_{n-i})/h_{3,n})$  в интервале  $0 < t_n \leq \bar{t}_{n,кпр}$  и при заданном значении параметра регуляризации  $h_p$  в интервале  $[0, 01 \div 1]$ .

Оценки параметров корректировки  $h_{к,n}^*$  в векторе управляющих параметров  $\beta_n^*$  (2.2.6) определяются по аналогии с (2.1.7).

Для сравнения результатов выделения потоков на рисунках 2.5 и 2.6 линией 3 изображены значения логарифмической производной забойного давления

$$\hat{y}(t_n) = \alpha_{1,n}^*(\beta_n^*) + \alpha_{2,n}^*(\beta_n^*) \lg t_n \quad (2.2.10)$$

где оценки  $\alpha_{1,n}^*(\beta_n^*), \alpha_{2,n}^*(\beta_n^*)$  получены методом адаптивной идентификации путем решения СЛАУ вида (2.1.6).

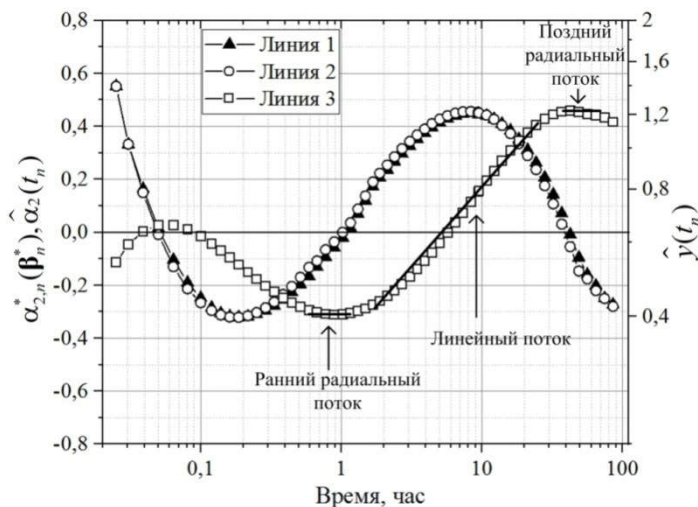


Рисунок 2.5. Значения диагностических параметров  $\alpha_{2,n}^*(\beta_n^*), \hat{\alpha}_2(t_n), \hat{y}(t_n)$

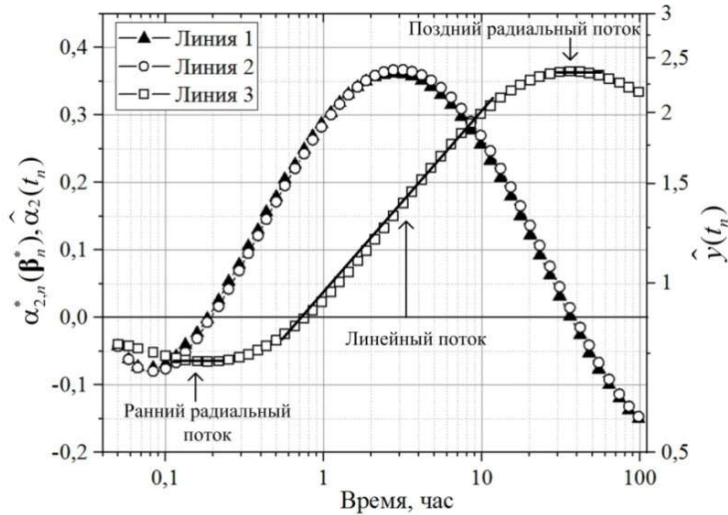


Рисунок 2.6. Значения диагностических параметров  $\hat{\alpha}_{2,n}^*(\beta_n^*)$ ,  $\hat{\alpha}_2(t_n)$ ,  $\hat{y}(t_n)$  скважины №2

На рисунке 2.7 линией 1 изображены прогнозные значения времени начала позднего радиального потока  $t_{\text{нпр}}$  горизонтальной скважины №1, полученные по аналогии формулы (2.2.4) с использованием модели (2.2.2).

$$t_{\text{нпр}} = \max \left( \exp \left( \frac{-c_{2,n}^* + \sqrt{(c_{2,n}^*)^2 - 4c_{3,n}^*c_{1,n}^*}}{2c_{3,n}^*} \right); \exp \left( \frac{-c_{2,n}^* - \sqrt{(c_{2,n}^*)^2 - 4c_{3,n}^*c_{1,n}^*}}{2c_{3,n}^*} \right) \right) \quad (2.2.11)$$

Линия 2 представляет точное значение начала позднего радиального потока, равное 40 часам, полученное из анализа логарифмической производной забойного давления (см. рисунок 2.5, линия 3). Из рисунка 2.7 видно, что уже на стадии линейного потока можно достаточно точно определять время начала позднего радиального потока. Относительная ошибка прогноза в данном случае составляет порядка 1–3%.

В таблице 2.5 приведены результаты сравнительного анализа оценок моментов времени завершения раннего радиального и центральной части линейного потоков, а также начала позднего радиального потока горизонтальных скважин, полученных предложенным адаптивным методом с идентификацией диагностических параметров (ДП), и традиционным графоаналитическим методом.

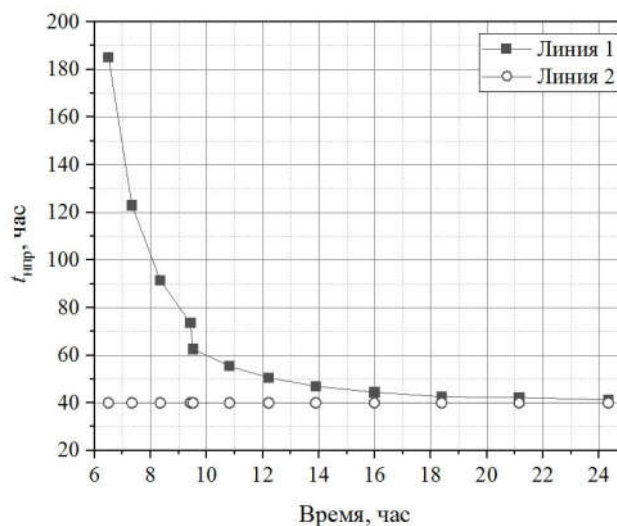


Рисунок 2.7. Прогноз времени начала позднего радиального потока горизонтальной скважины №1

Таблица 2.5. Результаты диагностики фильтрационных потоков горизонтальных скважин

№ 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

Анализ результатов, приведенных на рисунках 2.5–2.7 и в таблице 2.5, показывает, что рассмотренный адаптивный метод выделения потоков с идентификацией диагностических параметров 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.



Однако, адаптивный метод позволяет не только выделять фильтрационные потоки в процессе проведения испытаний скважин, но и прогнозировать наступление позднего радиального потока, что важно для планирования времени завершения гидродинамических исследований и сокращения времени простоя скважин.

### **2.3. Исследование точности моделей и алгоритмов адаптивного метода диагностики фильтрационных потоков методом имитационного моделирования**

В данном параграфе приведены результаты идентификации и выделения фильтрационных потоков по кривым восстановления давления, полученным на основе численного решения дифференциального уравнения (1.1.2) в ПК Saphir [34, 76] при заданных приведенных в таблице 2.6 значениях параметров пласта в условиях постоянства дебитов скважины до ее остановки.

Алгоритм определения моментов времени начала и завершения фильтрационных потоков горизонтальных скважин адаптивным методом приведен на рисунке 2.8.

В качестве исходных данных забойного давления (см. рисунок 2.9, линия 1) изображены значения забойного давления после остановки скважины, полученные методом имитационного моделирования:

$$\Delta p_3^*(t_n) = \Delta p_3(t_n)(1 + c_1 \cdot \xi_n), n = \overline{1, n_k} \quad (2.3.1)$$

где  $\Delta p_3(t_n) = p_3(t_n) - p_3(t_0)$  – значения разности забойного давления, полученные на основе численного решения уравнения пьезопроводности (1.1.2) в ПК Saphir [34, 76, 106], при заданных значениях параметров пласта в условиях постоянства дебитов скважины до её остановки (см. таблицу 2.6);  $\xi_n, n = \overline{1, n_k}$  – случайные величины, полученные с использованием датчика псевдослучайных чисел, распределенных по нормальному закону с нулевыми средними значениями и единичной дисперсией –  $N(0,1)$ ;  $c_1$  – параметр, представляющий относительный уровень погрешности имитационных значений забойного давления.

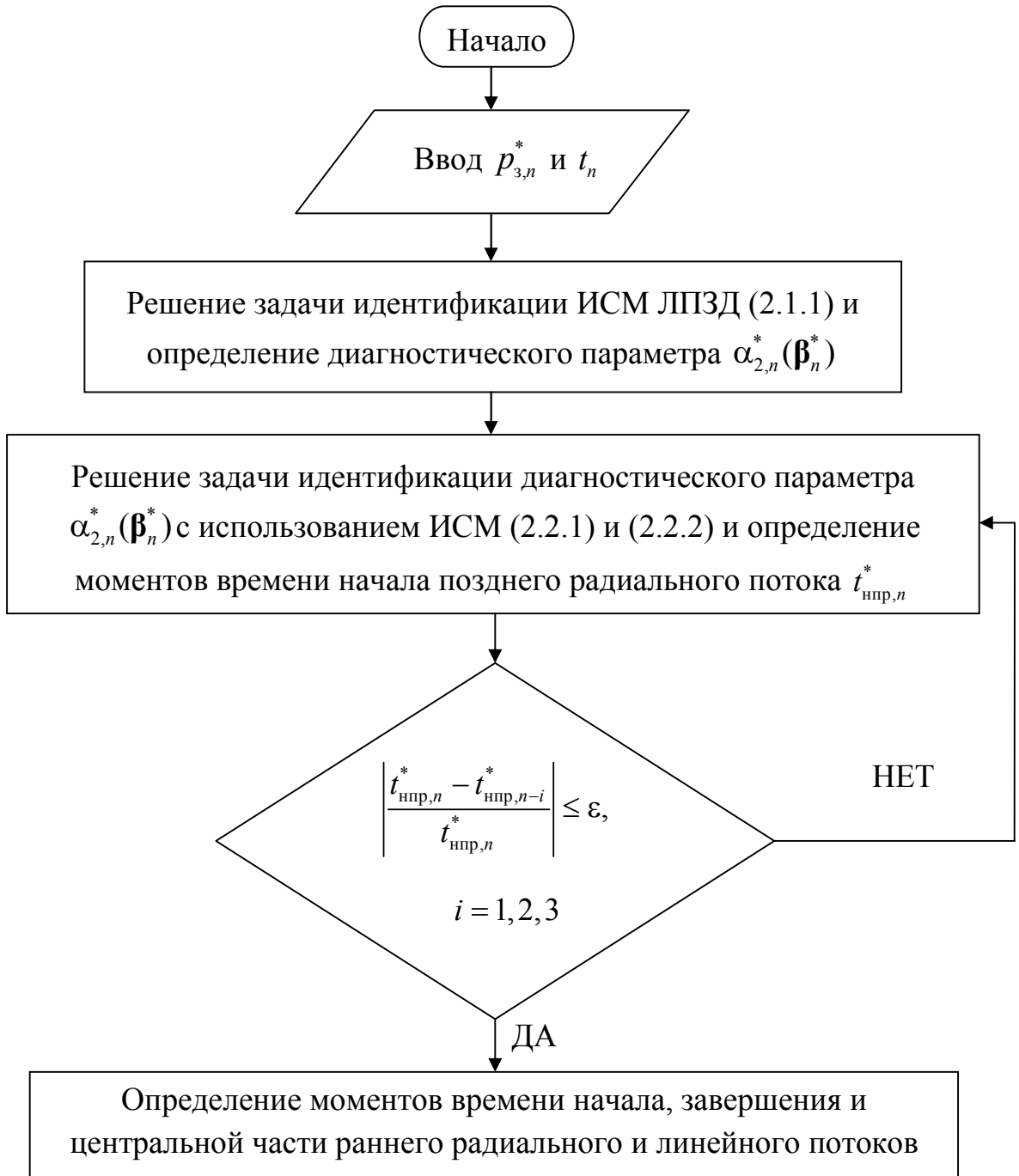


Рисунок 2.8. Алгоритмы адаптивного метода диагностики фильтрационных потоков

На рисунке 2.9 изображены разности имитируемых значений забойного давления горизонтальной скважины и их логарифмической производной (1.1.21) в двойных логарифмических координатах. В таблице 2.5 приведены исходные данные для получения имитируемой КВД горизонтальной скважины в ПК Saphir. Предлагается, что горизонтальный ствол скважины находится в середине

продуктивного пласта. Тогда расстояние от ствола скважины до кровли и подошвы пласта  $z_w = h/2$ , где  $h$  – толщина пласта.

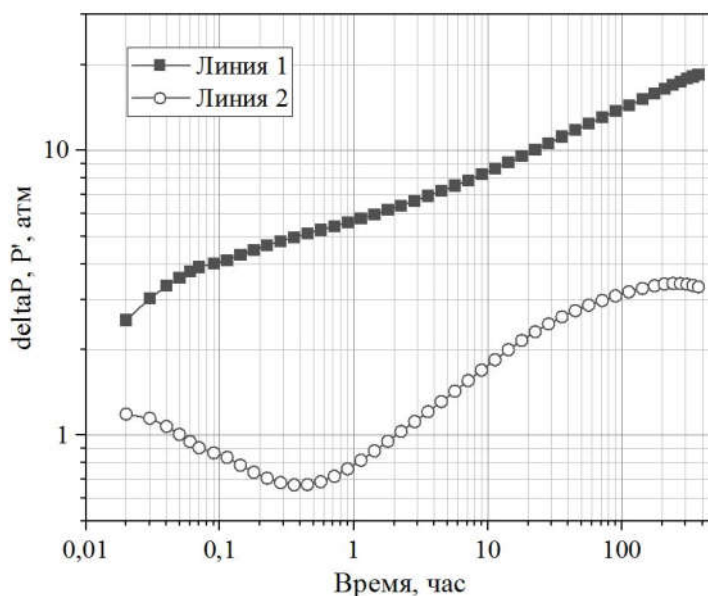


Рисунок 2.9. Имитируемые значения забойных давлений горизонтальной скважины и их производная в двойных логарифмических координатах

Таблица 2.6. Исходные данные для получения имитируемого моделирования КВД горизонтальной скважины в ПК Saphir

Параметры пласта и скважины	Значение
1. Радиус скважины, $r_{скв}$ , м	0,108
2. Дебит скважины до остановки, $q_0$ , м <sup>3</sup> / сут	156
3. Пластовое давление, $p_{пл}$ , атм	160
4. Пористость, $\phi$	0,13
5. Динамическая вязкость нефти, $\mu$ , сП	3,92
6. Латеральная проницаемость, $k_{xy}$ , мД	100
7. Эффективная длина горизонтального ствола, $L_{эфф}$ , м	250
8. Толщина пласта, $h$ , м	10
9. Коэффициент сжимаемости пласта, $c_l$ , атм <sup>-1</sup>	$1,84 \cdot 10^{-4}$
10. Время простоя скважины, час	373
11. Проницаемость в направлении OZ, $k_z$ , мД	20,4
12. Проницаемость в направлении OX, $k_x$ , мД	100
13. Объемный коэффициент флюида, $B$	1,191

Приведем интегрированную систему моделей имитируемой логарифмической производной забойного давления (2.1.1)

$$\begin{cases} y_n^* = y_n(\mathbf{\alpha}_n, t_n) + \xi_{2,n} \\ h_{к,n} \bar{\alpha}_1 = \alpha_{1,n} (1 + c_2 \eta_{1,n}) \end{cases} \quad (2.3.2)$$

где  $y_n^* = \lg \frac{\Delta p_3^*(t_n) - \Delta p_3^*(t_{n-1})}{\ln t_n - \ln t_{n-1}}$  – конечно-разностная аппроксимация

логарифмической производной забойного давления с использованием имитируемых значений разности забойных давлений (2.3.1);  $y_n(\mathbf{\alpha}_n, t_n)$  – значения ЛПЗД, полученные на основе модели ЛПЗД:

$$y_n(\mathbf{\alpha}_n, t_n) = \alpha_{1,n} + \alpha_{2,n} \lg t_n \quad (2.3.3)$$

$\bar{\alpha}_1$  – имитируемое значение дополнительных априорных данных о параметре  $\alpha_1$ ;  $\xi_{2,n}, \eta_{1,n}$  – случайные величины, полученные с использованием датчика псевдослучайных чисел, распределенных по нормальному закону с нулевыми средними значениями и единичной дисперсией –  $N(0,1)$ ;  $c_2$  – константы, представляющие относительный уровень ошибок дополнительной априорной информации о параметре  $\alpha_2$ ;  $h_{к,n}$  – параметр корректировки.

Для определения параметров ИСМ (2.3.2) будем использовать приведенный в параграфе 2.2 алгоритм (2.1.6). При этом оценки параметров получают путём решения СЛАУ:

$$A_n \mathbf{\alpha}_n^*(\boldsymbol{\beta}_n) = B_n \quad (2.3.4)$$

$$A_n = (F_0^T K(h_{3,n}) F_0 + h_{п,n} F_a^T F_a), \quad B_n = (F_0^T K(h_{3,n}) \mathbf{y}_n^* + h_{п,n} F_a^T H_{к,n} \bar{\boldsymbol{\alpha}})$$

где  $F_0, F_a, \mathbf{y}_n^*, K(h_{3,n}), H_{к,n}, h_{п,n}, \bar{\boldsymbol{\alpha}}$  определены в (2.1.2) и (2.1.3).

Расчет оценок параметра корректировки  $h_{к,n}^*$  в векторе  $\boldsymbol{\beta}_n(h_{3,n}, h_{п,n}, h_{к,n})$  проводился путем решения оптимизационной задачи

$$h_{к,n}^* = \arg \min_{h_{к,n}} J_0(\alpha_n^*(h_{3,n}, h_{п,n}, h_{к,n})) \quad (2.3.5)$$

методом дихотомии при заданном значении параметра регуляризации  $h_p$  в интервале  $[0, 01 \div 1]$  и постоянных единичных значениях весовой функции в текущем интервале обработки  $[n - i]$ , содержащем 5 значений забойного давления ( $w_n((n - i) / h_{3,n}) = 1$  при  $(n - i) \leq h_{3,n} = 5$  и  $w_n((n - i) / h_{3,n}) = 0$  при  $(n - i) > h_{3,n}$ ,  $i = \overline{0, n - 1}$ ).

В качестве критериев точности моментов времени начала и завершения фильтрационных потоков горизонтальных скважин использованы их относительные ошибки. За точное значение моментов времени появления и завершения фильтрационных потоков принимаются результаты анализа логарифмической производной забойного давления графоаналитическим методом.

$$\delta_j = \left| \frac{t_j^* - t_{n,j}}{t_{n,j}} \right|, j = \overline{1, 3} \quad (2.3.6)$$

где  $t_j^*$  – оценки момента времени появления или завершения фильтрационного потока с номером  $j$ , полученные адаптивным методом;  $t_{n,j}$  – моменты времени появления или завершения фильтрационного потока с номером  $j$ , полученные графоаналитическим методом.

На рисунке 2.10 приведены имитируемые значения ЛПЗД  $y_n^*$ , восстановленные значения ЛПЗД

$$\hat{y}(t_n) = \alpha_{1,n}^*(\beta_n^*) + \alpha_{2,n}^*(\beta_n^*) \lg t_n \quad (2.3.7)$$

и оценки параметра  $\alpha_{2,n}^*$ , полученные путем решения СЛАУ (2.3.4).

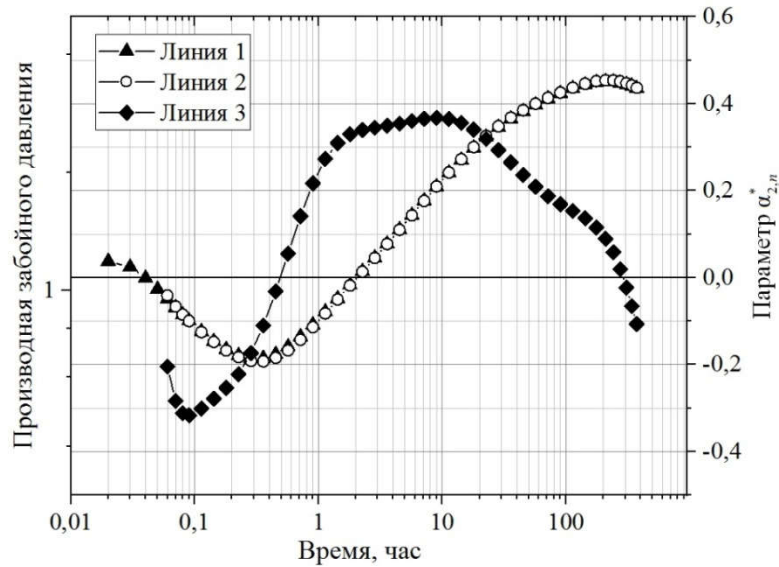


Рисунок 2.10. Имитируемые (линия 1), восстановленные (линия 2) значения ЛПЗД и оценки параметра  $\alpha_{2,n}^*$  (линия 3) горизонтальной скважины

Для определения моментов начала и завершения потоков используется метод адаптивной идентификации диагностического параметра  $\alpha_{2,n}^*(\beta_n^*)$  с использованием ИСМ (2.2.1), (2.2.2). На рисунке 2.11 изображены значения диагностического параметра  $\alpha_{2,n}^*(\beta_n^*)$  и его восстановленные значения  $\hat{\alpha}_2(t_n)$ , полученные с использованием формулы (2.2.9).

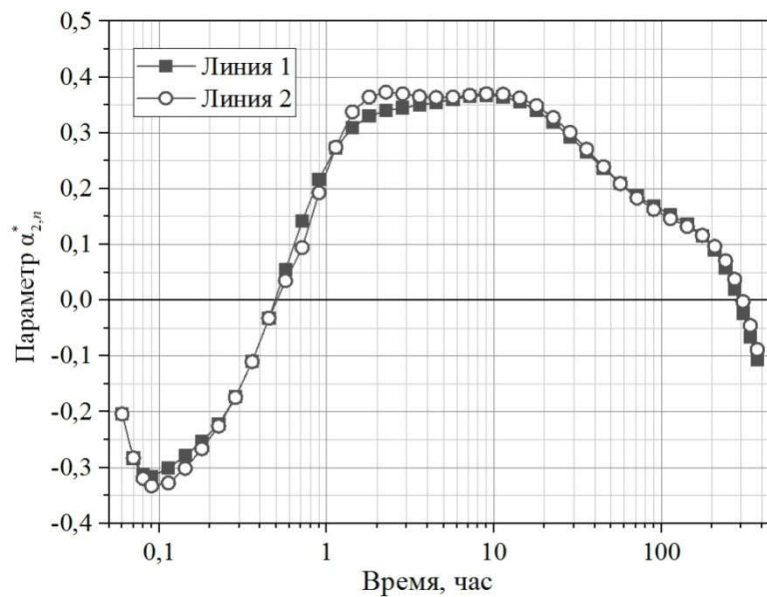


Рисунок 2.11. Значения диагностического параметра  $\alpha_{2,n}^*(\beta_n^*)$  и его восстановленные значения  $\hat{\alpha}_2(t_n)$

В таблице 2.7 приведены моменты завершения раннего радиального потока, начала и центральной части линейного потока и начала позднего радиального потока, полученные графоаналитическим, аналитическим и адаптивным методом. При использовании аналитического метода моменты начала и завершения фильтрационных потоков определяются по формулам (2.1.8)–(2.1.11).

Таблица 2.7. Результаты диагностики фильтрационных потоков горизонтальной скважины

Метод диагностики потоков	Завершение раннего радиального потока	Начало линейного потока	Центральная часть линейного потока	Начало позднего радиального потока
Графо–аналитический	0,48	0,5	7	250
Адаптивный с идентификацией ДП	0,49	0,49	6,2	290
Аналитический	0,5	0,6	12	73,9

В таблице 2.8 приведены относительные ошибки диагностики фильтрационных потоков аналитического и адаптивного методов  $\delta_j, j = \overline{1,3}$ . За точные значения начала, завершения и центральной части потоков принимаются результаты графоаналитического метода.

Таблица 2.8. Относительные ошибки диагностики фильтрационных потоков горизонтальной скважины в %

Метод диагностики потоков	Завершение раннего радиального потока	Начало линейного потока	Центральная часть линейного потока	Начало позднего радиального потока
Аналитический	4,1	20	71,4	70,4
Адаптивный с идентификацией ДП	2,1	2,1	11,4	16

Анализ результатов, приведенных на рисунках 2.10–2.12 и в таблицах 2.7, 2.8 показывает, что оценки моментов времени начала и центральной части фильтрационных потоков, полученные с использованием разработанных моделей и алгоритмов адаптивной идентификации предложенного диагностического параметра не уступают по точности графоаналитическому методу. Применение аналитического метода дает оценки времени начала и завершения фильтрационных потоков с большей погрешностью.

#### **2.4. Вывод по главе 2**

Для выделения фильтрационных потоков в процессе нестационарных испытаний горизонтальных скважин по кривой восстановления давления предложены диагностические критерии и модели логарифмической производной забойного давления с переменными параметрами, с учетом и корректировкой дополнительных априорных сведений. В качестве диагностического признака использованы оценки параметра модели логарифмической производной забойного давления, полученные методом адаптивной идентификации.

Предложены модели и алгоритмы адаптивной идентификации оценок диагностического параметра, на основе которых получены аналитические выражения для моментов времени раннего радиального, линейного и позднего радиального потоков. Полученные аналитические выражения моментов времени раннего радиального и линейного фильтрационных потоков позволяют выделять на кривой восстановления давления соответствующие участки для определения параметров пластов и горизонтальных скважин.

Показано, что предложенные диагностические критерии, модели и алгоритмы адаптивного метода идентификации и диагностики фильтрационных потоков не уступают по точности графоаналитическому методу и позволяют определять моменты времени раннего радиального и линейного фильтрационных потоков в процессе проведения нестационарных испытаний горизонтальных скважин без участия квалифицированного интерпретатора.



### **Глава 3. Адаптивная идентификация параметров нефтяных пластов в процессе ГДИ ГС**

В данной главе рассмотрены модели и алгоритмы адаптивной идентификации нестационарных гидродинамических исследований горизонтальных скважин по кривым восстановления давления с нечеткими признаками позднего радиального потока либо с его отсутствием.

Для решения задачи определения параметров нефтяных пластов по кривым восстановления давления с нечеткими признаками позднего радиального потока используются модели позднего радиального потока с поправочной функцией логистического типа.

В условиях отсутствия позднего радиального потока решение задачи идентификации кривой восстановления давления осуществляется с использованием прогнозирующих феноменологических моделей.

Приводятся результаты исследования точности предложенных моделей и алгоритмов.

#### **3.1. Адаптивная идентификация КВД с нечеткими признаками позднего радиального потока**

При интерпретации результатов ГДИ горизонтальных скважин возникает задача обработки коротких недовосстановленных по ряду причин КВД, с нечеткими признаками позднего радиального потока. На рисунке 3.1 приведен пример недовосстановленной по техническим причинам КВД с нечеткими признаками позднего радиального потока, где четко выделены только ранний радиальный и линейный потоки. В данном случае поздний радиальный поток может еще не достигаться либо скрыт предыдущими фильтрационными потоками и влиянием ствола скважины [28, 37, 44, 54].

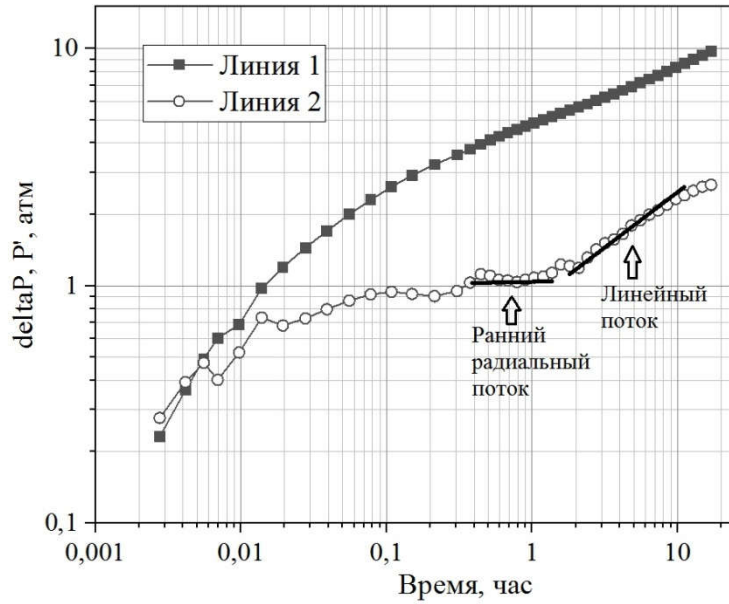


Рисунок 3.1. Диагностический график горизонтальной скважины №2156 в двойных логарифмических координатах

Для решения задачи идентификации КВД с нечеткими признаками позднего радиального потока предлагается использовать интегральное уравнение Вольтерра 1-го рода:

$$p_3(t) = p_3(t_0) + \frac{C_s q_0 \mu B}{k_{xy} h} \int_{t_{нл}}^{t_k} \frac{f(b_n, t_n)}{t_n - \tau} \exp\left(\frac{-\phi \mu c_t r_{пр.н}^2}{4k_{xy}(t_n - \tau)}\right) d\tau \quad (3.1.1)$$

где  $p_3(t)$  – забойное давление линейного и позднего радиального потока;  $p_3(t_{нл})$  – забойное давление в момент времени начала линейного потока;  $f(b_n, t_n)$  – поправочная переходная функция, вызванная влиянием линейного потока и, возможно, влиянием ствола скважины;  $C_s$  – константа, зависящая от используемой системы единиц;  $q_0$  – дебит скважины до остановки;  $\mu$  – динамическая вязкость нефти;  $B$  – объемный коэффициент флюида;  $h$  – толщина пласта;  $k_{xy}$  – латеральная проницаемость;  $\phi$  – пористость;  $c_t$  – общая сжимаемость пласта;  $r_{пр} = r_{скв} \cdot \exp(-s_a)$  – приведенный радиус скважины;  $r_{скв}$  – радиус скважины;  $s_a$  – интегральный скин-фактор;  $t_{нл}, t_k$  – время начала линейного потока и завершения исследования соответственно.

В уравнении (3.1.1) момент времени начала линейного потока  $t_{\text{нл}}$  в процессе проведения ГДИ горизонтальных скважин определяется изложенным в главе 2 методом адаптивной диагностики фильтрационных потоков.

В основе алгоритмов адаптивной идентификации результатов нестационарных испытаний горизонтальных скважин по КВД с учетом уравнения (3.1.1) используется интегрированная система моделей забойного давления с переменными параметрами, с учетом дополнительного априорного сведения вида [16, 19, 20]

$$\begin{cases} p_{3,n}^* = p_3^*(t_0) + \frac{C_s q_0 \mu B}{k_{xy,n} h} \int_{t_{\text{нл}}}^{t_k} \frac{f(b_n, t_n)}{t_n - \tau} \exp\left(\frac{-\phi \mu c_t r_{\text{пр},n}^2}{4k_{xy,n} (t_n - \tau)}\right) d\tau + \xi_n, n = \overline{n_{\text{нл}}, n_k}, \\ \bar{v}_{j,n} = v_{j,n} + \eta_{j,n} = f_{a,j}(t_n, \mathbf{a}_n, b_n) + \eta_{j,n}, j = \overline{1, m} \end{cases} \quad (3.1.2)$$

где  $p_{3,n}^*$  – фактические значения забойного давления, полученные в моменты времени  $t_n \in [t_{\text{нл}}, t_k]$ ;  $f(b_n, t_n)$  – поправочная функция, имеющая смысл, определенный в (3.1.1), с переменными параметрами  $b_n$ ;  $\bar{v}_{j,n}$ ,  $v_{j,n}$  – известные и вычисленные на основе модели  $f_{a,j}(t_n, \mathbf{a}_n, b_n)$  дополнительные априорные данные;  $\mathbf{a}_n$  – вектор неизвестных переменных параметров модели (3.1.2);  $\xi_n$ ,  $\eta_n$  – случайные величины, представляющие погрешности измерений забойного давления скважины, ошибки задания дополнительных априорных сведений.

Однако при условии постоянства забойного давления на выделенном для обработки участке КВД более простой моделью позднего радиального потока горизонтальной скважины (3.1.2) является интегрированная система моделей забойного давления неограниченного нефтяного пласта с учетом и корректировкой дополнительной априорной данной о латеральной проницаемости  $\bar{k}_{xy}$  вида [16]:

$$\begin{cases} p_{3,n}^* = p_3^*(t_0) + f(b_n, t_n)(\alpha_{1,n} + \alpha_{2,n} \lg(t_n)) + \xi_n, n = \overline{n_{\text{нл}}, n_k} \\ h_{k,n} \bar{k}_{xy,n} = k_{xy,n} + \eta_n. \end{cases} \quad (3.1.3)$$

где  $\alpha_{2,n} = \frac{C_{s1} q_0 \mu B}{k_{xy,n} h}$ ,  $\alpha_{1,n} = \alpha_{2,n} \cdot \lg \frac{2,25 k_{xy,n}}{\phi \mu c_l r_{пр}^2}$  – нестационарные параметры модели позднего радиального потока (3.1.3);  $p_{3,n}^*, p_3^*(t_0)$  – фактические значения забойного давления в моменты времени  $t_n$  и в момент остановки скважины  $t_0$ ;  $f(b_n, t_n)$  – поправочная функция с переменным параметром  $b_n$ ;  $f(b_n, t_n) \rightarrow 1$  при  $t_n \rightarrow \infty$ ;  $\xi_n, \eta_n$  – случайные величины, представляющие погрешности измерений забойного давления скважины, ошибки задания дополнительных априорных данных.

Особенность (3.1.3) заключается в том, что переменные параметры  $b_n$  поправочной функции  $f(b_n, t_n)$  являются неизвестными однозначными функциями времени и подлежат определению наряду с параметрами  $\alpha_{1,n}, \alpha_{2,n}$  и временем завершения исследований  $t_k$ . При  $f(b_n, t_n) = 1$  модель (3.1.3) совпадает с интегрированной системой моделей забойного давления позднего радиального потока. Примером модели позднего радиального потока горизонтальной скважины нефтяного пласта с использованием логистической поправочной функции с переменными параметрами является предложенная в [16] зависимость вида

$$p_{3,n} = p_3(t_0) + \frac{1}{1 - \exp(-b_n t_n)} \left( \frac{C_{s1} q_0 \mu B}{k_{xy,n} h} \lg \left( \frac{2,25 k_{xy,n}}{\phi \mu r_{пр,n}^2} t_n \right) \right) \quad (3.1.4)$$

Для решения задачи идентификации модели (3.1.3) удобно представлять её в матричном виде:

$$\begin{cases} \Delta \mathbf{p}_{3,n}^* = F_n(b_n) \mathbf{a}_n + \xi_n, \\ H_{k,n} \bar{\mathbf{a}} = \Gamma \mathbf{a}_n + \eta_n, n = \overline{n_{нл}, n_k}. \end{cases} \quad (3.1.5)$$

Задача параметрической идентификации модели (3.1.5) при использовании квадратичных показателей качества, по аналогии с [62], сводится к решению двух одномерных оптимизационных задач по определению параметра  $b_n^*$  поправочной

функции и параметра корректировки  $h_{к,n}^*$  (при заданных значениях параметров забывания  $h_{з,n}$  и регуляризации  $h_{р,n}$ ):

$$b_n^*(h_{к,n}) = \arg \min_{b_n} (\|\Delta \mathbf{p}_{з,n}^* - F_n(b_n) \cdot \mathbf{\alpha}_n^*(b_n, h_{к,n})\|_{K(h_{з,n})}^2) \quad (3.1.6)$$

$$h_{к,n}^* = \arg \min_{h_{к,n}} (\|\Delta \mathbf{p}_{з,n}^* - F_n(b_n) \cdot \mathbf{\alpha}_n^*(b_n, h_{к,n})\|_{K(h_{з,n})}^2) \quad (3.1.7)$$

Параметры  $\mathbf{\alpha}_n^*(b_n, h_{к,n})$  модели (3.1.5) определяем из решения системы линейных алгебраических уравнений

$$\begin{aligned} (F_n(b_n))^T K(h_{з,n}) F_n(b_n) + h_{р,n} \Gamma \mathbf{\alpha}_n &= \\ &= F_n(b_n)^T K(h_{з,n}) \Delta \mathbf{p}_{з,n}^* + h_{р,n} H_{к,n} \bar{\mathbf{\alpha}} \end{aligned} \quad (3.1.8)$$

где  $\Delta \mathbf{p}_{з,n}^* = (p_{з,n}^* - p_з^*(t_0), n = \overline{n_{нл}, n_k})$  – вектор значений разности забойного

давления;  $F_n(b_n) = \begin{pmatrix} f_{n_{нл}} & f_{n_{нл}+1} & \dots & f_{n_k} \\ f_{n_{нл}} x_{n_{нл}} & f_{n_{нл}+1} x_{n_{нл}+1} & \dots & f_{n_k} x_{n_k} \end{pmatrix}$  – матрица размерности

$(2 \times (n_k - n_{нл}))$ , в которой  $f_i = f(b_i, t_i)$ ,  $x_i = \lg(t_i)$ ,  $i = \overline{n_{нл}, n_k}$ ;

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

функций  $w((t_n - t_{n-i})/h_{з,n})$  с параметром забывания  $h_{з,n}$ ;  $h_{р,n}$  – параметр

регуляризации для обеспечения невырожденности матрицы  $F_n(b_n)^T K(h_{з,n}) F_n(b_n)$ ;

$H_{к,n} = \text{diag}(0, h_{к,n})$  – матрица значений параметров корректировки

дополнительных сведений и экспертных оценок  $\bar{\mathbf{\alpha}} = (0, \bar{\alpha}_2)$ ,  $\Gamma = \text{diag}(0, 1)$  –

диагональная матрица;  $\xi_n, \eta_n$  – вектор случайных величин.

Для определения параметров нефтяного пласта, таких как эффективная длина горизонтальной скважины, проницаемость раннего радиального и линейного потоков, механический скин-фактор скважины, используем интегрированные системы моделей с учетом дополнительной информации для раннего радиального

$$\begin{cases} \Delta p_{3,n}^* = \alpha_{1pp,n} + \alpha_{2pp,n} \lg(t_n) + \xi_{pp,n} \\ h_{крп} \bar{\alpha}_{2pp,n} = \alpha_{2,n} + \eta_{pp,n}, n = \overline{1, n_{крп}} \end{cases} \quad (3.1.9)$$

и линейного потока

$$\begin{cases} \Delta p_{3,n}^* = \alpha_{1л,n} + \alpha_{2л,n} \sqrt{t_n} + \xi_{л,n} \\ h_{кл,n} \bar{\alpha}_{2л,n} = \alpha_{2л,n} + \eta_{л,n}, n = \overline{n_{нл}, n_{нпр}} \end{cases} \quad (3.1.10)$$

где  $\alpha_{2pp,n} = \frac{C_{s2} q_0 \mu B}{k_{zy,n} L_{эфф}}$ ,  $\alpha_{1pp,n} = \alpha_{2pp,n} \cdot \left( \lg \frac{2,25 k_{zy,n}}{\phi \mu c_t r_{скв}^2} + 2s_{м,n} \right)$  – параметры модели раннего

радиального потока;  $\alpha_{2л,n} = \frac{C_{s3} q B}{\sqrt{\pi} L_{эфф,n} h} \sqrt{\frac{\mu}{c_t k_{y,n}}}$ ,  $\alpha_{1л,n} = \frac{C_{s4} q \mu s_n}{k_{zy,n} L_{эфф,n}}$  – параметры модели

линейного потока;  $\bar{\alpha}_{2pp,n}$ ,  $\bar{\alpha}_{2л,n}$  – дополнительные сведения о параметрах модели

раннего радиального и линейного потока;  $k_{zy,n}$  – проницаемость раннего

радиального потока;  $s_{м,n}$  – механический скин-фактор;  $L_{эфф,n}$  – эффективная длина

горизонтального ствола скважины;  $h_{крп,n}$ ,  $h_{кл,n}$  – параметры корректировки

дополнительных сведений;  $C_{s2}$ ,  $C_{s3}$ ,  $C_{s4}$  – константы, зависящие от используемой

системы единиц;  $n_{крп}$  – момент завершения раннего радиального потока;  $n_{нл}$  –

момент начала линейного потока;  $n_{нпр}$  – момент начала позднего радиального

потока;  $\xi_{pp,n}$ ,  $\eta_{pp,n}$ ,  $\xi_{л,n}$ ,  $\eta_{л,n}$  – случайные величины, представляющие погрешности

измерений забойного давления скважины, ошибки дополнительных данных.

Решение задачи параметрической идентификации ИСМ (3.1.9) и (3.1.10), представленных в матричном виде:

$$\begin{cases} \Delta p_{3,n}^* = F_{pp,n} \mathbf{a}_{pp,n} + \xi_{pp,n} \\ H_{крп,n} \bar{\mathbf{a}}_{pp} = \Gamma \mathbf{a}_{pp,n} + \eta_{pp,n}, n = \overline{1, n_{крп}} \end{cases} \quad (3.1.11)$$

$$\begin{cases} \Delta p_{3,n}^* = F_{л,n} \mathbf{a}_{л,n} + \xi_{л,n} \\ H_{кл,n} \bar{\mathbf{a}}_{л} = \mathbf{a}_{л,n} + \eta_{л,n}, n = \overline{n_{нл}, n_{нпр}} \end{cases} \quad (3.1.12)$$

сводится к решению оптимизационных задач по определению параметров моделей  $\mathbf{\alpha}_{pp,n}^* = (\alpha_{1pp,n}^*, \alpha_{2pp,n}^*)$ ,  $\mathbf{\alpha}_{л,n}^* = (\alpha_{1л,n}^*, \alpha_{2л,n}^*)$  и параметров корректировки  $h_{крп,n}^*$ ,  $h_{кл,n}^*$  (при заданных значениях параметров забывания  $h_{зpp,n}$ ,  $h_{зл,n}$  и регуляризации  $h_{ppp,n}$ ,  $h_{рл,n}$ ):

$$\mathbf{\alpha}_{pp,n}^* = \arg \min_{\mathbf{\alpha}_{pp,n}} \Phi(t_n, \mathbf{\alpha}_{pp,n}, \mathbf{\beta}_{pp,n}) \quad (3.1.13)$$

$$\mathbf{\alpha}_{л,n}^* = \arg \min_{\mathbf{\alpha}_{л,n}} \Phi(t_n, \mathbf{\alpha}_{л,n}, \mathbf{\beta}_{л,n}) \quad (3.1.14)$$

$$h_{крп,n}^* = \arg \min_{h_{крп,n}} \left\| \Delta \mathbf{p}_{з,n}^* - F_{pp,n} \mathbf{\alpha}_{pp,n}^* \right\|_{K(h_{зpp,n})}^2 \quad (3.1.15)$$

$$h_{кл,n}^* = \arg \min_{h_{кл,n}} \left\| \Delta \mathbf{p}_{з,n}^* - F_{л,n} \mathbf{\alpha}_{л,n}^* \right\|_{K(h_{зл,n})}^2 \quad (3.1.16)$$

где  $\Phi(t_n, \mathbf{\alpha}_{pp,n}, \mathbf{\beta}_{pp,n}) = \left\| \Delta \mathbf{p}_{з,n}^* - F_{pp,n} \mathbf{\alpha}_{pp,n}^* \right\|_{K(h_{зpp,n})}^2 + h_{ppp,n} \left\| H_{крп,n} \bar{\mathbf{\alpha}}_{pp} - \Gamma \mathbf{\alpha}_{pp,n} \right\|^2$ ,

$\Phi(t_n, \mathbf{\alpha}_{л,n}, \mathbf{\beta}_{л,n}) = \left\| \Delta \mathbf{p}_{з,n}^* - F_{л,n} \mathbf{\alpha}_{л,n}^* \right\|_{K(h_{зл,n})}^2 + h_{рл,n} \left\| H_{кл,n} \bar{\mathbf{\alpha}}_{л} - \Gamma \mathbf{\alpha}_{л,n} \right\|^2$  – общие показатели

качества моделей (3.1.11) и (3.1.12) соответственно;  $\Delta \mathbf{p}_{з,n}^* = (p_{з,n}^* - p_{з}^*(t_0))$  – вектор

разности значений забойного давления;  $F_{pp,n} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & \dots & 1 \\ \lg(t_1) & \lg(t_2) & \dots & \lg(t_{n_{крп}}) \end{pmatrix}$  –

матрица размерности  $(2, n_{крп})$ ;  $F_{л,n} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & \dots & 1 \\ \sqrt{t_{n_{нл}}} & \sqrt{t_{n_{нл}+1}} & \dots & \sqrt{t_{n_{нлп}}} \end{pmatrix}$  – матрица

размерности  $(2, n_{нлп} - n_{нл})$ ;  $K(h_{зpp,n}) = \text{diag}(w((t_n - t_{n-i}) / h_{зpp,n}), i = \overline{0, n-1})$ ,

$K(h_{зл,n}) = \text{diag}(w((t_n - t_{n-i}) / h_{зл,n}), i = \overline{0, n-1})$  – диагональные матрицы весовых

функций  $w((t_n - t_{n-i}) / h_{зpp,n})$ ,  $w((t_n - t_{n-i}) / h_{зл,n})$  параметров забывания  $h_{зpp,n}$ ,  $h_{зл,n}$ ;

$h_{ppp,n}$ ,  $h_{рл,n}$  – параметры регуляризации;  $H_{крп,n} = \text{diag}(0, h_{крп,n})$ ,  $H_{кл,n} = \text{diag}(0, h_{кл,n})$  –

диагональные матрицы параметров корректировки  $h_{крп,n}$ ,  $h_{кл,n}$ .

В процессе идентификации КВД оценки латеральной проницаемости  $k_{xy,n}^*$ , интегрального скин-фактора  $s_{a,n}^*$ , эффективной длины ствола горизонтальных

скважин  $L_{\text{эфф},n}^*$ , пластового давления  $p_{\text{пл},n}^*$  и проницаемости в вертикальной плоскости  $k_{zy,n}^*$  в моменты времени  $t_n$  определяются по следующим формулам:

$$k_{xy,n}^* = \frac{C_{s1} q_0 \mu B}{\alpha_{2,n}^* (h_{к,n}^*) h} \quad (3.1.17)$$

$$s_{a,n}^* = 0,5 \cdot \left( \frac{\alpha_{1,n}^* (h_{к,n}^*)}{\alpha_{2,n}^* (h_{к,n}^*)} - \lg \frac{2,25 k_{xy,n}^* (h_{к,n}^*)}{\phi \mu c_t r_{\text{СКВ}}^2} \right) \quad (3.1.18)$$

$$L_{\text{эфф},n}^* = \frac{C_{s2} q B}{\sqrt{\pi} \alpha_{2л,n}^* (h_{кл,n}^*) h} \sqrt{\frac{\mu}{c_t k_{y,n}}} \quad (3.1.19)$$

$$p_{\text{пл},n}^* = \alpha_{1,n}^* (h_{к,n}^*) + \alpha_{2,n}^* (h_{к,n}^*) \lg(T) \quad (3.1.20)$$

$$k_{zy,n}^* = \frac{C_{s2} q_0 \mu B}{\alpha_{2pp,n}^* (h_{кpp,n}^*) L_{\text{эфф},n}^*} \quad (3.1.21)$$

где  $\alpha_{1,n}^*$ ,  $\alpha_{2,n}^*$  – оценки параметров ИСМ позднего радиального потока (3.1.3);  $\alpha_{2pp,n}^*$  – оценки параметра  $\alpha_{2pp,n}$  модели раннего радиального потока (3.1.9);  $\alpha_{2л,n}^*$  – оценки параметра  $\alpha_{2л,n}$  ИСМ линейного потока (3.1.10);  $q_0$  – дебит скважины до остановки скважин;  $\phi$  – пористость;  $\mu$  – динамическая вязкость нефти;  $T$  – время восстановления забойного давления;  $B$  – объемный коэффициент флюида.

На рисунке 3.2 приведен алгоритм адаптивной идентификации КВД с нечеткими признаками позднего радиального потока (3.1.6), (3.1.8) и определением параметров нефтяного пласта (3.1.14)–(3.1.18) с решением изложенной во второй главе задачи диагностики раннего радиального и линейного потоков.



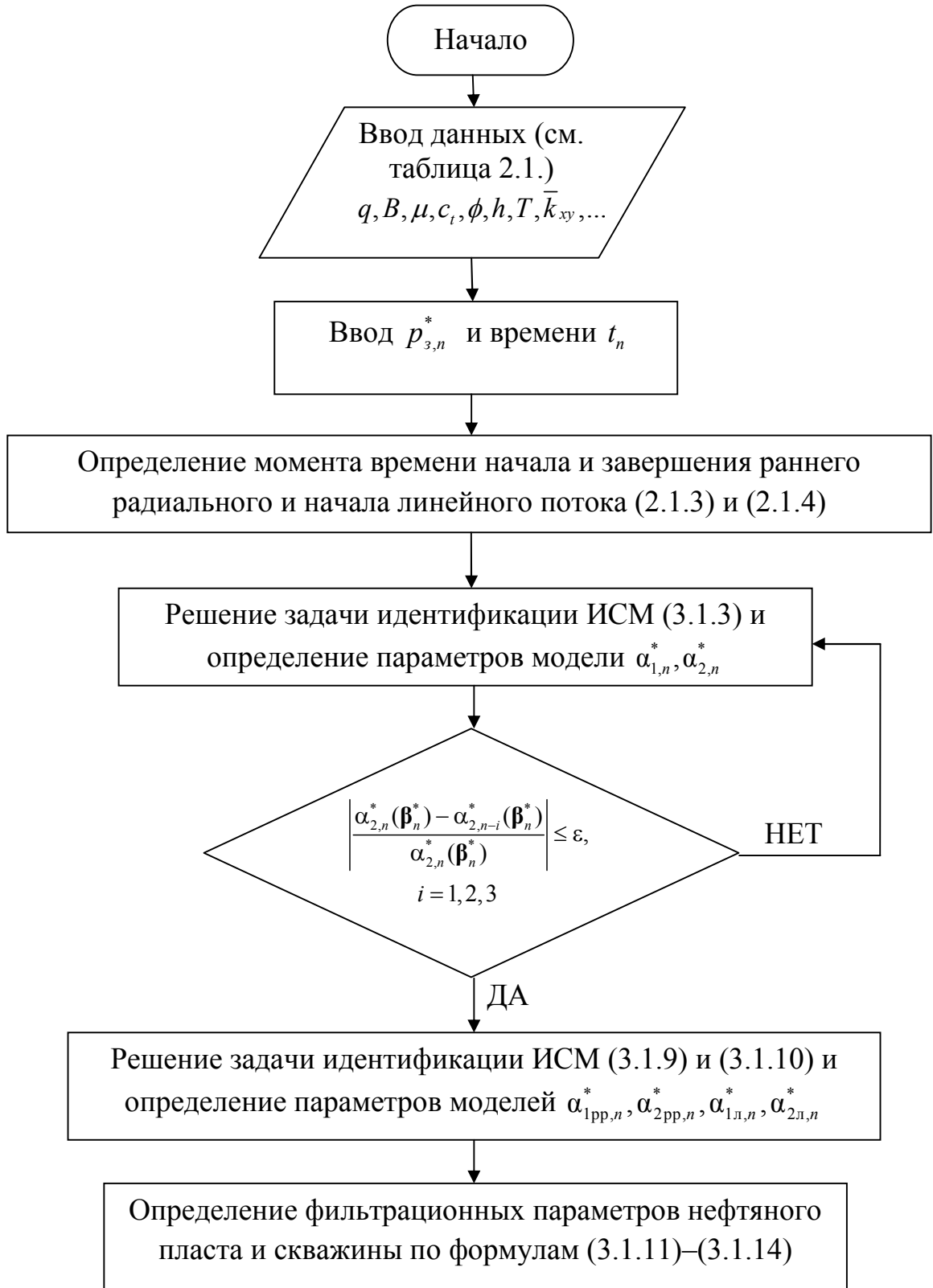


Рисунок 3.2. Алгоритмы адаптивной идентификации КВД ГС с нечеткими признаками позднего радиального потока

Исследование точности моделей и алгоритмов определения параметров нефтяных пластов проведем на примере адаптивной идентификации двух КВД с нечеткими признаками позднего радиального потока горизонтальных скважин №2156 и №1166 нефтяного месторождения Тюменской области. Исходные данные пласта и скважин приведены в таблицу 3.1

Таблица 3.1. Исходные данные скважин №2156 и №1166

Параметры	Значение	
	Скважина №1166	Скважина №2156
1. Радиус скважины, $r_{\text{скв}}$ , м	0,108	0,108
2. Дебит скважины до остановки, $q_0$ , м <sup>3</sup> /сут	137	176
3. Пористость, $\phi$	0,13	0,13
4. Динамическая вязкость нефти, $\mu$ , сП	3,92	3,92
5. Объемный коэффициент флюида, $B$	1,191	1,191
6. Общая сжимаемость пласта, $c_t$ , атм <sup>-1</sup>	$1,84 \cdot 10^{-4}$	$1,84 \cdot 10^{-4}$
7. Толщина пласта, $h$ , м	5,4	4,78
7. Экспертная оценка латеральной проницаемости $\bar{k}_{xy}$ , мД	750	350
8. Экспертная оценка пластового давления $\bar{p}_{\text{пл}}$ , атм	141	148

Для определения момента начала линейного потока используется рассмотренный во второй главе адаптивный метод диагностики фильтрационных потоков. Результаты диагностики потоков двух горизонтальных скважин представлены на рисунках 3.3 и 3.4. При этом линией 1 изображены значения логарифмической производной забойного давления, линия 2 – восстановленные значения ЛПЗД, полученные по формуле (2.1.4), линия 3 – диагностический параметр  $\alpha_2(t_n)$ , линия 4 – восстановленные значения диагностического

параметра  $\alpha_{2,n}^*(\beta_n^*)$ , которые определяются по формуле (2.2.9). На диагностическом графике четко выделяются ранний радиальный и линейный потоки. Поздний радиальный поток явно не наблюдается и искажен на его начальной стадии.

Момент времени начала линейного потока для горизонтальной скважины №2156 составляет 0,3 часа, а для скважины №1166 – 1 час, что соответствует оценкам, равным нулю, параметра  $\alpha_{2,n}^*$  модели ЛПЗД (2.1.1). Завершение линейного фильтрационного потока происходит к 30 часам для скважины №2156 и к 40 часам для скважины №1166.

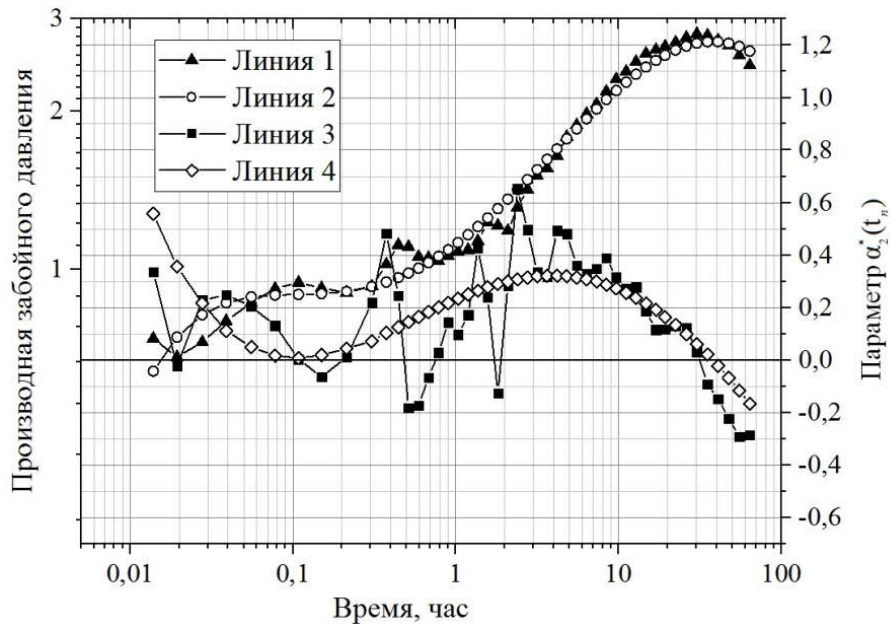


Рисунок 3.3. Диагностический график фильтрационных потоков горизонтальной скважины №2156

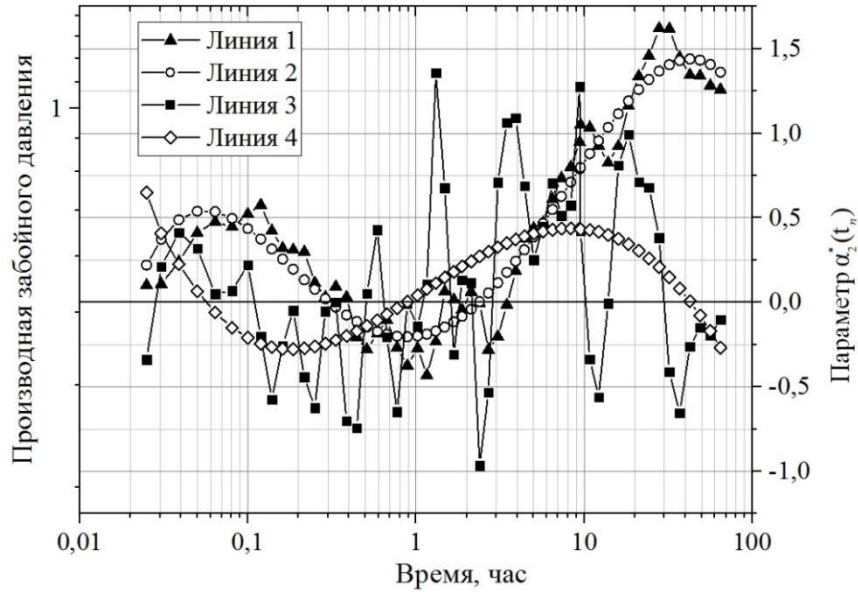


Рисунок 3.4. Диагностический график фильтрационных потоков горизонтальной скважины №1166

На рисунке 3.5 и 3.6 приведены фактические значения забойного давления  $p_{z,n}^*$  (линия 1), его восстановленные значения горизонтальных скважин №2156 и №1166, полученные адаптивным методом идентификации с использованием модели (3.1.3) (линия 3) и адаптивным методом с регуляризацией по А.Н. Тихонову (линия 2), следующим из (3.1.3) при  $h_k = 0$ .

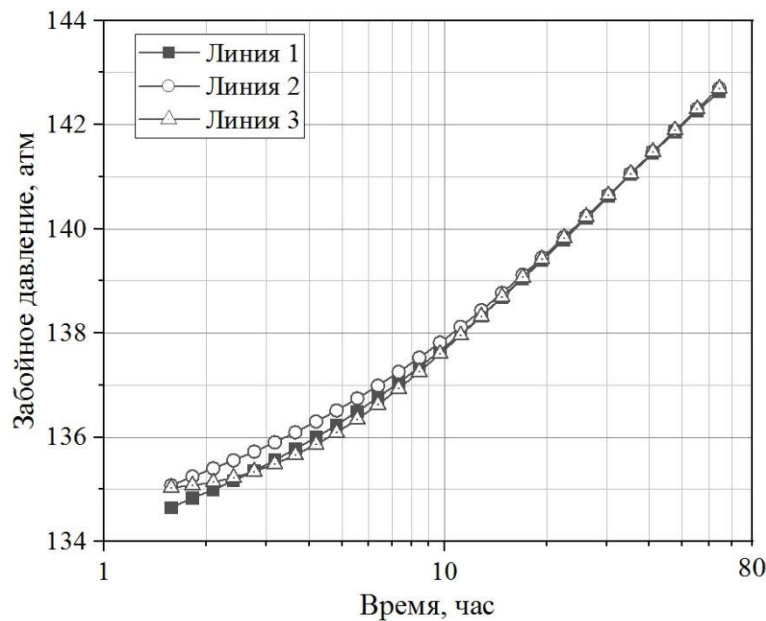


Рисунок 3.5. Фактические (линия 1) и восстановленные (линия 2, 3) значения КВД горизонтальной скважины №2156

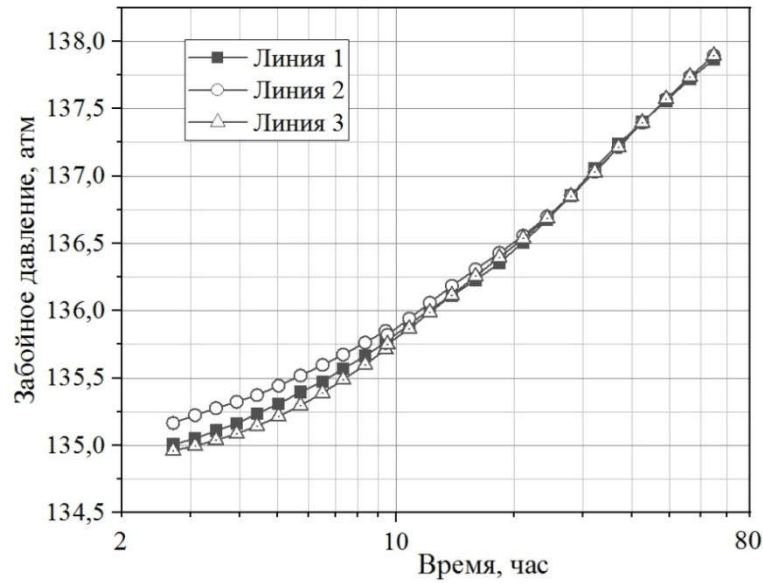


Рисунок 3.6. Фактические (линия 1) и восстановленные (линия 2, 3) значения КВД горизонтальной скважины №1166

На рисунках 3.7, 3.8 приведены оценки латеральной проницаемости и пластового давления пласта двух горизонтальных скважин без учета поправочной функции при  $f(b_n, t_n) = 1$  (линия 1) и с учетом поправочной функции при

$$f(b_n, t_n) = \frac{1}{1 - \exp(-b_n t_n)} \quad (\text{линия 2}) \quad (3.1.3) - (3.1.8).$$

Из рисунков 3.7– 3.10 видно, что рассмотренные модели и алгоритмы адаптивной идентификации КВД с нечеткими признаками позднего радиального потока позволяют получить стабилизацию оценок латеральной проницаемости и пластового давления уже на завершающей стадии линейного потока. Так, например, для скважины №1166 стабилизация оценок наступает уже на 10,8 часа, а для скважины №2156 – 11,2 часа.

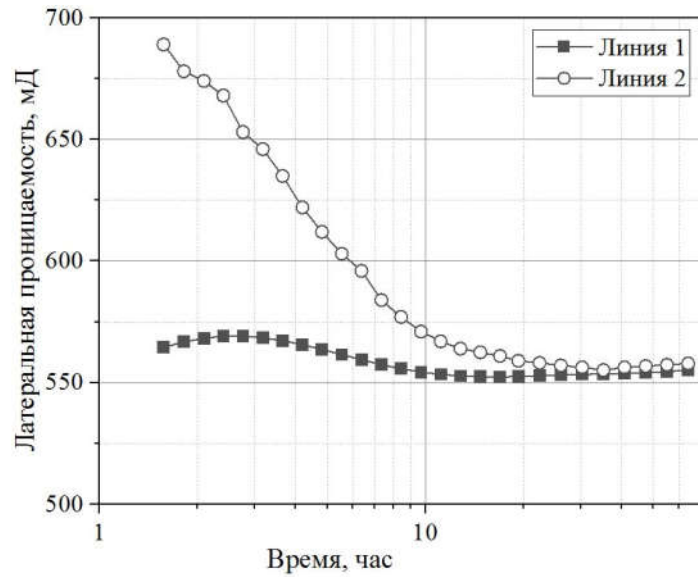


Рисунок 3.7. Оценки латеральной проницаемости скважины №2156

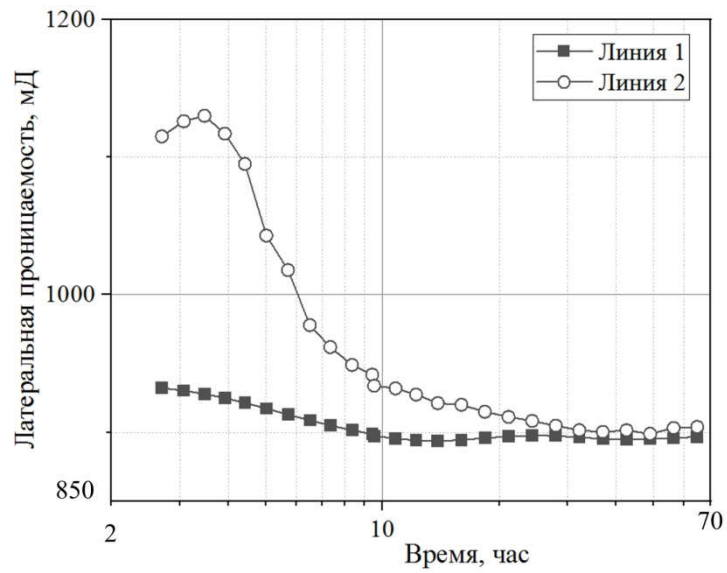


Рисунок 3.8. Оценки латеральной проницаемости скважины №1166

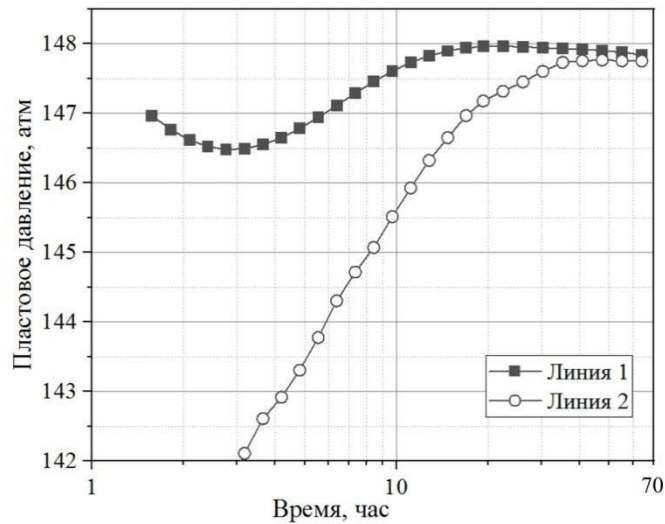


Рисунок 3.9. Оценки пластового давления скважины №2156

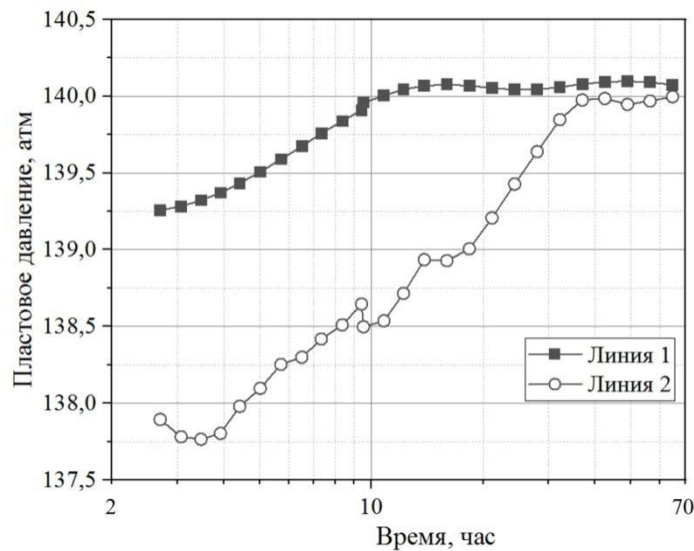


Рисунок 3.10. Оценки пластового давления скважины №1166

В таблице 3.2 приведены оценки параметров нефтяного пласта и горизонтальных скважин, полученные с применением программного комплекса Saphir, моделей и алгоритмов адаптивной идентификации КВД с нечеткими признаками позднего радиального потока (АМИ), метода адаптивной идентификации с регуляризацией по А.Н. Тихонову (АМИР), следующим из (3.1.3) при  $h_{к,н} = 0$  и адаптивного метода наилучшего совмещения (АМНС), следующим из (3.1.3) при  $h_p = 0$ . Для программы Saphir начало участка позднего радиального потока выбиралось по диагностическому критерию равенства нулю оценки параметра логарифмической производной забойного давления [87, 106].

Таблица 3.2. Результаты идентификации и интерпретации ГДИ горизонтальных скважин

Скважина	Метод идентификации и интерпретации	Время стабилизации оценок, ч	Проницаемость раннего радиального потока, мД	Латеральная 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

Таблица 3.3. Относительные ошибки оценок параметров пласта и скважины в %

Скважина	Методы идентификации	Проницаемость в вертикальной плоскости	Латеральная проницаемость	Пластовое давление	Эффективная длина горизонтального ствола	Механический скин-фактор	Интегральный скин-фактор
1166	АМИ	7,5	1,2	0,7	1,4	9	1,5
	АМИР	9,1	1,2	0,9	2,2	10,3	1,8
	АМНС	12	5,3	1,1	3	12,8	2,4
2156	АМИ	6,7	1,5	0,8	2,2	8,2	0,9
	АМИР	9,9	1,5	0,9	3,6	10,2	1
	АМНС	13,8	4,2	1,3	5,3	14,3	1,9

Результаты исследований, приведенные на рисунках 3.5–3.10 и таблицах 3.2, 3.3, показывают, что модели и алгоритмы адаптивной идентификации КВД горизонтальных скважин, 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, например, по сравнению с результатами, полученными с использованием программы Saphir (см. таблицу 3.2), время простоя скважины № 1166 сокращается с 40 часов до 10,8, а для скважины № 2156 с 39 часов до 11,2.

### 3.2. Модели и алгоритмы адаптивной идентификации нефтяных пластов в процессе ГДИ ГС на прогнозирующих моделях

Рассмотренные в предыдущем параграфе модели и алгоритмы адаптивной идентификации позволяют получить оценки фильтрационных параметров нефтяных пластов в процессе ГДИ ГС по кривым восстановления давления с нечеткими признаками позднего радиального потока. Стабилизация оценок параметров нефтяных пластов наступает уже на завершающей стадии линейного потока. Однако, если на стадии линейного режима течения стабилизация оценок параметров не наблюдается и требуется по ряду причин прервать исследования, возникает проблема идентификации таких невосстановленных КВД с отсутствием участка позднего радиального потока.

Для прогноза забойного давления на невосстановленном участке позднего радиального потока предлагается применять феноменологические модели забойного давления с переменными параметрами  $\alpha_n$ , с учетом и корректировкой дополнительное априорное сведение о пластовом давлении  $\bar{p}_{пл}$  вида [59]:

$$\begin{cases} p_3^*(t_n) = p_3(t_0) + f(t_n, \alpha_n) + \xi(t_n), n = \overline{1, n_k}, \\ h_{к,n} \cdot \bar{p}_{пл} = f(T, \alpha_n) + \eta_n. \end{cases} \quad (3.2.1)$$

где  $p_3^*(t_n)$ ,  $f(t_n, \alpha_n)$  – промысловые и вычисленные на основе феноменологической модели  $f(t_n, \alpha_n)$  значения забойного давления, полученные

в моменты времени  $t_n \in [t_0, t_k]$ ;  $\alpha_n$  – вектор параметров феноменологической модели забойного давления в моменты времени  $t_n$ ;  $\overline{p}_{пл}$  – экспертная оценка пластового давления;  $T$  – экспертная оценка времени восстановления забойного давления;  $h_k$  – параметр корректировки экспертной оценки пластового давления;  $\xi_n, \eta_n$  – случайные величины, представляющие погрешность измерений забойного давления и ошибку экспертных оценок.

В таблице 3.4 приведены три феноменологические модели, которые используются для решения задачи прогноза забойного давления на недовосстановленном участке КВД горизонтальных скважин в процессе гидродинамических исследований. Особенностью приведенных моделей является то, что при увеличении времени гидродинамических исследований забойное давление увеличивается и при соответствующем выборе параметров стремится к пластовому [60].

Таблица 3.4. Феноменологические модели забойного давления

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

Для решения задачи параметрической идентификации представим модель (3.2.1) в матричном виде:

$$\begin{cases} \Delta \mathbf{p}_{3,n}^* = \mathbf{f}(t_n, \alpha_n) + \xi_n \\ h_{k,n} \cdot \overline{p}_{пл} = f(T, \alpha_n) + \eta_n \end{cases} \quad (3.2.2)$$

где  $\Delta \mathbf{p}_{3,n}^* = (p_{3,n}^* - p_3^*(t_0), n = \overline{n_{пл}, n_k})$  – вектор разности значений забойного давления;  $\mathbf{f}(t_n, \alpha_n)$  – векторы нелинейных функций  $f(t_n, \alpha_n)$ , вычисленных в точках  $t_n, n = \overline{1, n_k}$ ;  $\overline{p}_{пл}$  – вектор экспертных оценок пластового давления;  $h_{k,n}$  –

параметр корректировки экспертной оценки пластового давления;  $\xi_n$  – вектор случайных величин;  $\eta_n$  – случайные величины.

Прогнозные значения забойного давления на недовосстановленном участке КВД на время  $\tau$  вычисляем по формуле

$$\hat{p}_3(t_n + \tau) = p_3(t_0) + f(t_n + \tau, \alpha_n^*(\beta_n^*)) \quad (3.2.3)$$

где оценки параметров модели (3.2.1)  $\alpha_n^*(\beta_n^*)$  определяем путем решения оптимизационной задачи:

$$\alpha_n^*(\beta_n^*) = \arg \min_{\alpha_n} (\Phi(t_n, \alpha_n, \beta_n)), \quad (3.2.4)$$

$$\Phi(t_n, \alpha_n, \beta_n) = \left\| \Delta p_{3,n}^* - \mathbf{f}(t_n, \alpha_n) \right\|_{K(h_{3,n})}^2 + h_p (h_{\kappa,n} \cdot \bar{p}_{\text{пл}} - f(T, \alpha_n))^2 \quad (3.2.5)$$

где  $K(h_{3,n}) = \text{diag}(w_n((t_n - t_i) / h_{3,n}), i = \overline{1, n})$  – диагональный вектор значений весовой функции  $w_n((t_n - t_i) / h_{3,n})$  с параметром забывания  $h_3$ ;  $h_p$  – параметр регуляризации.

Для нелинейной ИСМ (3.2.2) с комбинированным показателем качества (3.2.5) оптимизационная задача (3.2.4) решается методом Гаусса-Ньютона и сводится к последовательному решению систем линейных алгебраических уравнений вида:

$$\begin{cases} \alpha_{i,n}^* = \alpha_{i-1,n}^* + h_{i,n} \Delta \alpha_{i-1,n}^*, \\ A_n \Delta \alpha_{i-1,n}^* = B_n, n = \overline{1, n_k} \end{cases} \quad (3.2.6)$$

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

где  $D_{0,n} = \left( \frac{\partial f(t_i, \alpha_n)}{\partial \alpha_{j,n}}, i = \overline{1, n}, j = \overline{1, m} \right)_{n,m}$ ,  $\mathbf{d}_{a,n} = \left( \frac{\partial f_a(\bar{t}_B, \alpha_n)}{\partial \alpha_{j,n}}, j = \overline{1, m} \right)_m$  – матрица и

вектор частных производных по параметрам феноменологической модели и модели объекта-аналога;  $\mathbf{e}_{0,n} = (\Delta p_{3,i}^* - f(t_i, \alpha_n), i = \overline{1, n})$ ,  $\mathbf{e}_{a,n} = (\bar{p}_{\text{пл}} - f_a(T, \alpha_n))$  – векторы невязок.

Для апробации прогнозирующих феноменологических моделей и алгоритмов адаптивной идентификации использованы две горизонтальные скважины №1725 и №647 нефтяного месторождения Тюменской области.

На рисунках 3.11 и 3.12 изображены промысловые значения разности забойного давления и логарифмическая производная забойного давления скважин №1725 и №647 в двойных логарифмических координатах ( $\lg(\Delta p_3)$  – по оси Y,  $\lg t$  – по оси X). На диагностических графиках четко выделены ранний радиальный, линейный и поздний радиальный потоки. Для оценки точности прогноза оценок забойного давления на КВД выделены обучающий и контрольный интервалы. Для скважины №1725 длительность обучающего интервала составляет 28 часов, а для скважины №647 – 4,5 часа. В таблице 3.5 приведены исходные данные двух горизонтальных скважин.

Таблица 3.5. Исходные данные горизонтальных скважин

Параметры	Значение	
	№1725	№647
1. Радиус скважин, $r_{\text{скв}}$ , м	0,108	0,108
2. Дебит скважины до остановки, $q_0$ , м <sup>3</sup> / сут	69	163,2
3. Пористость, $\phi$	0,13	0,13
4. Динамическая вязкость нефти, $\mu$ , сП	3,92	3,92
5. Толщина пласта, $h$ , м	12,6	7,2
6. Объемный коэффициент флюида, $B$	1,191	1,191
7. Общая сжимаемость пласта, $c_t$ , атм <sup>-1</sup>	$1,84 \cdot 10^{-4}$	$1,84 \cdot 10^{-4}$
8. Экспертная оценки о пластовом давлении, $\bar{p}_{\text{пл}}$ , атм	140	150

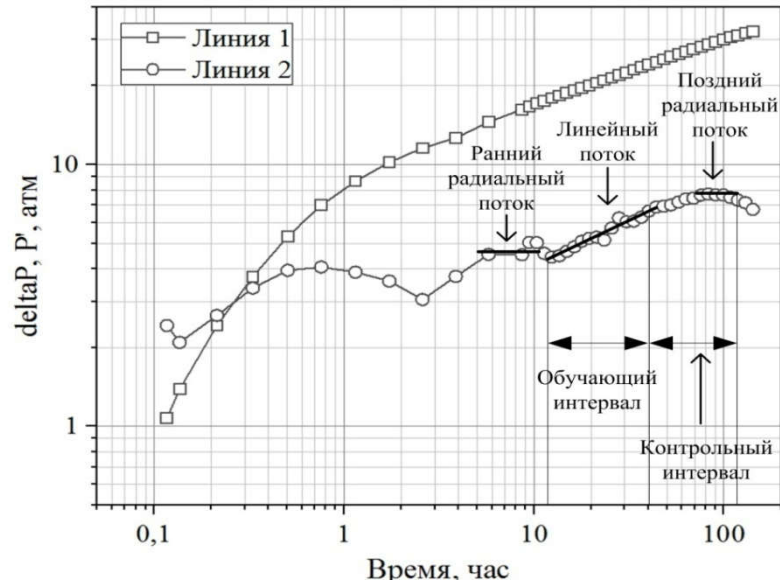


Рисунок 3.11. Диагностический график горизонтальной скважины №1725 (линия 1 – разность забойного давления, линия 2 – логарифмическая производная забойного давления)

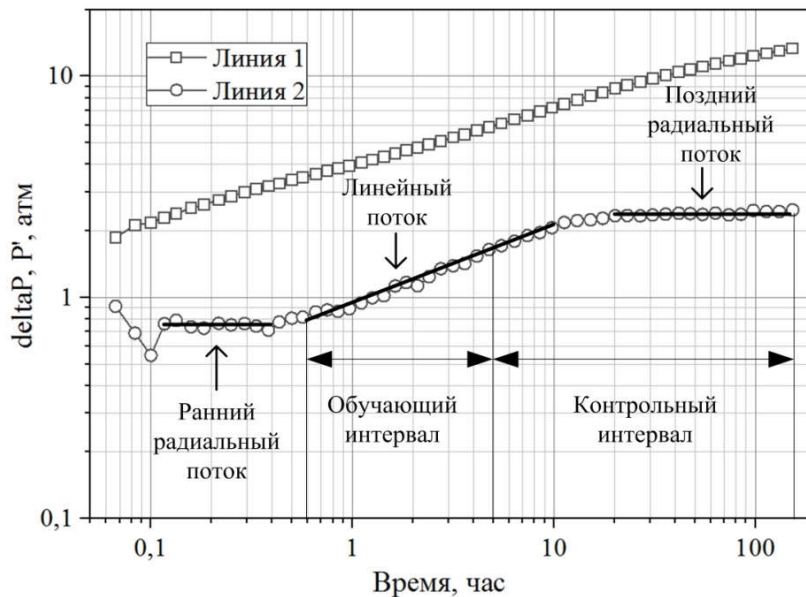


Рисунок 3.12. Диагностический график горизонтальной скважины №647 (линия 1 – разность забойного давления, линия 2 – логарифмическая производная забойного давления)

На рисунках 3.13 и 3.14 представлены измеренные значения забойного давления (линия 1) и его прогнозные значения, полученные адаптивным методом идентификации с использованием модели Хоанг-Ан (линия 2), Берталанфи (линия 3), Гольрауш (линия 4) для горизонтальных скважин №1725 и №647.

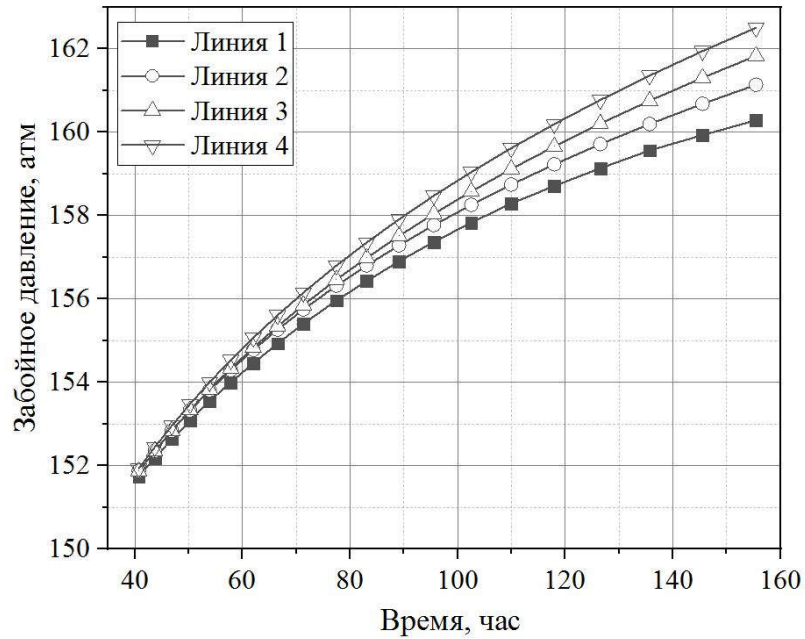


Рисунок 3.13. Измеренные и прогнозные значения забойного давления горизонтальной скважины №1725

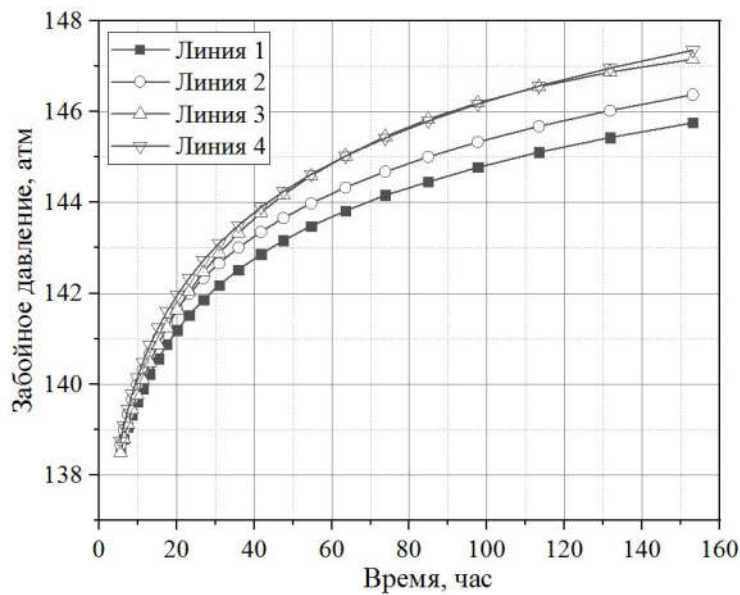


Рисунок 3.14. Измеренные и прогнозные значения забойного давления горизонтальной скважины №647

В таблице 3.6 приведены относительные ошибки  $\delta_\tau$  прогноза забойного давления позднего радиального потока на время  $\tau$ , полученные с завершающей стадии линейного потока  $t_{л} = 38$  час (для скважины №1725) и  $t_{л} = 5$  час (для скважины №647) по обучающей выборке забойного давления (см. рисунки 3.13, 3.14).

Таблица 3.6. Относительная ошибка прогноза забойного давления

Модель	Относительная ошибка прогноза на время $\tau$ (час), %			
Хоанг -Ан	Скважина №1725			
	$\tau = 50$	$\tau = 90$	$\tau = 120$	$\tau = 155$
	0,15	0,24	0,36	0,53
	Скважина №647			
	$\tau = 10$	$\tau = 25$	$\tau = 65$	$\tau = 150$
	0,1	0,33	0,37	0,44
Берталанфи	Скважина №1725			
	$\tau = 50$	$\tau = 90$	$\tau = 120$	$\tau = 155$
	0,16	0,39	0,67	0,96
	Скважина №647			
	$\tau = 10$	$\tau = 25$	$\tau = 65$	$\tau = 150$
	0,11	0,45	0,86	0,98
Гольрауш	Скважина №1725			
	$\tau = 50$	$\tau = 90$	$\tau = 120$	$\tau = 155$
	0,26	0,64	1,02	1,38
	Скважина №647			
	$\tau = 10$	$\tau = 25$	$\tau = 65$	$\tau = 150$
	0,31	0,61	0,83	1,09

На рисунке 3.15 и 3.16 приведены оценки пластового давления горизонтальных скважин №1725 и №647, полученные с использованием феноменологических моделей КВД, приведенных в таблице 3.4. На рисунках 3.17 и 3.18 представлены относительные ошибки пластового давления скважин №1725 и №647.

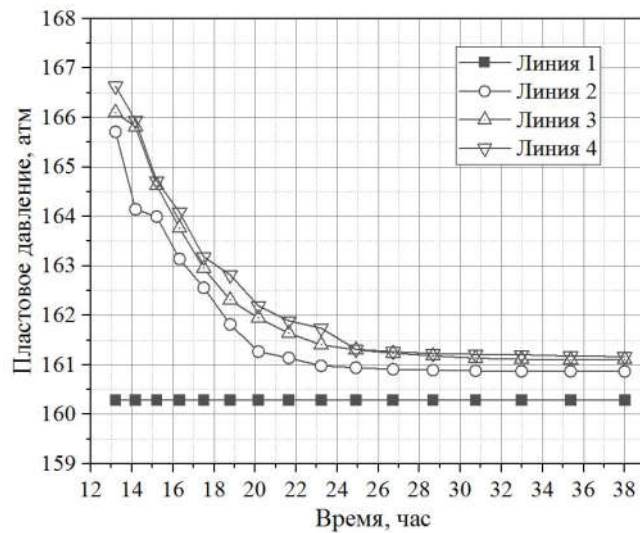


Рисунок 3.15. Оценки пластового давления скважины №1725 (линия 1 – фактическое значение пластового давления; линия 2 – по модели Хоанг-Ан; линия 3 – по модели Берталанфи; линия 4 – по модели Гольрауш)

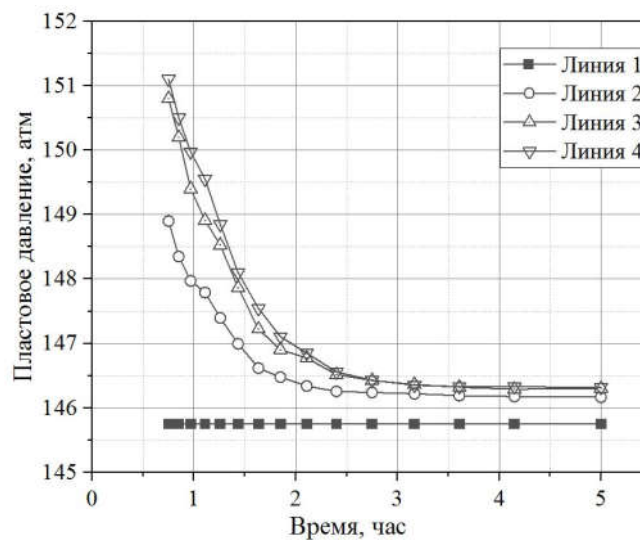


Рисунок 3.16. Оценки пластового давления скважины №647 (линия 1 – фактическое значение пластового давления; линия 2 – по модели Хоанг-Ан; линия 3 – по модели Берталанфи; линия 4 – по модели Гольрауш)



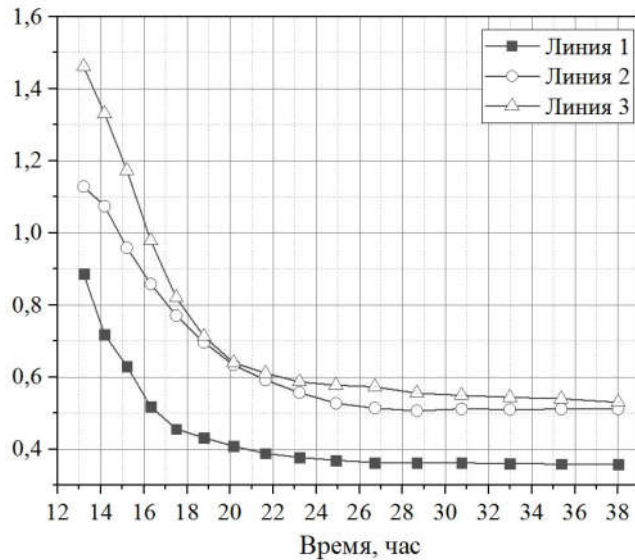


Рисунок 3.17. Относительные ошибки оценок пластового давления скважины №1725 (линия 1 – по модели Хоанг-Ан; линия 2 – по модели Берталанфи; линия 3 – по модели Гольрауш)

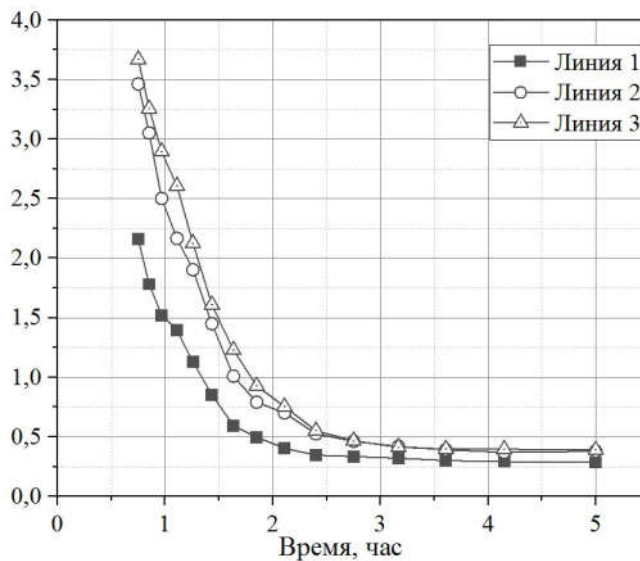


Рисунок 3.18. Относительные ошибки оценок пластового давления скважины №647 (линия 1 – по модели Хоанг-Ан; линия 2 – по модели Берталанфи; линия 3 – по модели Гольрауш)

Анализ результатов, приведенных на рисунках 3.13–3.18 и таблице 3.6, показывает, что модели и алгоритмы адаптивной идентификации и прогноза на основе феноменологической модели КВД Хоанг-Ан позволяют достаточно точно определять значения забойного давления (с ошибкой порядка 0,1–0,53%) на невосстановленном участке КВД.

Процесс идентификации КВД с прогнозированием забойного давления на невосстановленном участке и определения параметров нефтяного пласта осуществляется по следующей схеме:

1. определяем оценки фильтрационных параметров: латеральная проницаемость пласта, пластовое давление и интегральный скин-фактор, на основе модели забойного давления позднего радиального потока с учетом поправочной функции. В момент времени начала стабилизации оценок латеральной проницаемости процесс нестационарных испытаний скважин завершается;

2. если стабилизация оценок латеральной проницаемости не наступает (см. рисунок 3.23), то осуществляется прогноз забойного давления на невосстановленном участке КВД с использованием прогнозирующих феноменологических моделей (3.2.3);

3. с использованием восстановленных значений забойного давления и модели позднего радиального определяются оценки латеральной проницаемости до их стабилизации. В результате получаем оценки пластового давления (3.1.17), эффективной длины горизонтального ствола скважины (3.1.16) и интегрального скин-фактора (3.1.15).

Результаты идентификации и интерпретации КВД с прогнозированием забойного давления горизонтальных скважин №1725 и №647 приведены на рисунках 3.19, 3.20 и в таблице 3.6. Процесс восстановления забойного давления начинался с момента времени  $t_{д} = 11$  часов и  $t_{д} = 0,7$  часа для скважин №1725 и №647 соответственно. На рисунках 3.23 и 3.24 приведены оценки латеральной проницаемости скважин №1725 и №647

$$k_{xy,n}^* = \frac{C_{s1} q_0 \mu B}{\alpha_{1,n}^* (\beta_n^*) h} \quad (3.2.7)$$

для полных и восстановленных КВД, полученных с использованием моделей Хоанг-Ан методом адаптивной идентификации с использованием ИСМ позднего радиального потока (3.1.5).

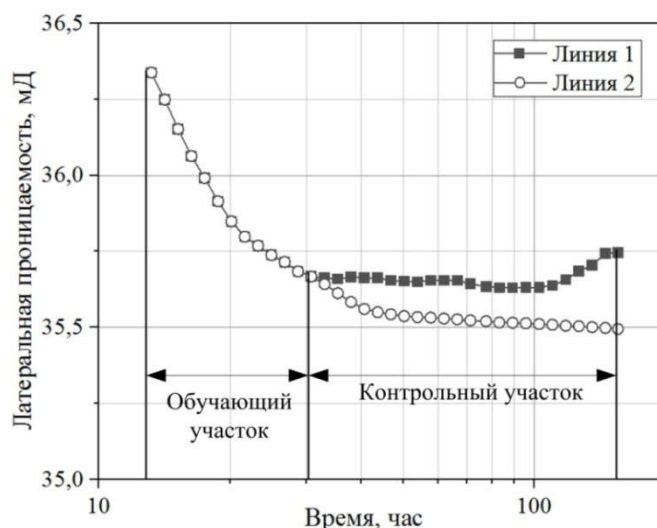


Рисунок 3.19. Оценки латеральной проницаемости скважины №1725 (линия 1 – для полной КВД, линия 2 – для восстановленной КВД с моделью Хоанг-Ан)

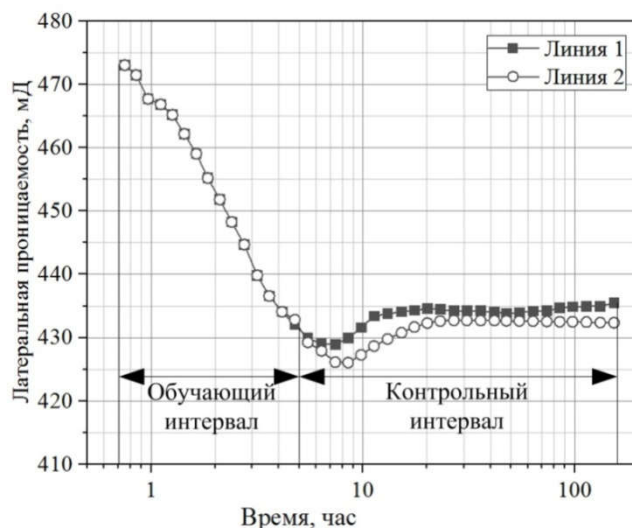


Рисунок 3.20. Оценки латеральной проницаемости скважины №647 (линия 1 – для полной КВД, линия 2 – для восстановленной КВД с моделью Хоанг-Ан)

В таблице 3.7 приведены оценки фильтрационных параметров пласта и горизонтальной скважины, полученные к моменту времени их стабилизации с применением программного комплекса Saphir и методом адаптивной идентификации (АМИ). Восстановленные значения забойного давления были получены с помощью модели Хоанг-Ан. Оценки пластового давления и интегрального скин-фактора получены с использованием модели позднего радиального режима течения по формулам (3.2.8) и (3.2.9), где  $\alpha_{1,n}^*$ ,  $\alpha_{2,n}^*$  –

параметры модели позднего радиального режима течения (3.1.5),  $T$  – время восстановления забойного давления.

$$p_{пл,n}^* = \alpha_{1,n}^* + \alpha_{2,n}^* \ln T \quad (3.2.8)$$

$$s_{a,n}^* = 0,5 \cdot \left( \frac{\alpha_{1,n}^*}{\alpha_{2,n}^*} - \lg \left( \frac{2,25k_{xy}^*}{\phi c_t \mu r_{скв}^2} \right) \right) \quad (3.2.9)$$

Таблица 3.7. Результаты адаптивной идентификации КВД горизонтальных скважин №1725 и №647

КВД	Метод	Скважина	Время, час	Оценки параметров пласта и скважин		
				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	46	35,7	161,3	-5,15
		647	10	435	147,8	-5,46
Восстановленная	Saphir	1725	40	43,1	157	-5,03
		647	5	532	145	-5,2
	АМИ	1725	40	34	161,8	-5,13
		647	5	433	148,2	-5,43

Таблица 3.8. Относительная ошибка оценок параметров пласта и скважин №1725 и №647 по восстановленным КВД в %

Скважина	Метод	Латеральная проницаемость	Пластовое давление	Интегральный скин-фактор
1725	Saphir	18,1	2,1	3,6
	АМИ	6,8	0,3	1,7
647	Saphir	20,9	1,6	6,5
	АМИ	1,6	0,54	2,3

Анализ результатов, приведенных на рисунках 3.19, 3.20 и в таблицах 3.7, 3.8, показывает, что адаптивная идентификация КВД горизонтальных скважин с использованием феноменологических прогнозирующих моделей в условиях отсутствия позднего радиального потока позволяет достаточно точно определять забойное давление на недовосстановленном участке КВД и параметры пласта и скважины, что существенно уменьшает время простоя скважин. Так, для рассмотренных выше двух горизонтальных скважин необходимое время испытаний при применении программного комплекса Saphir составляет 90 часов. С использованием приведенных в данном параграфе прогнозирующих феноменологических моделей и алгоритмов адаптивной идентификации достаточно 45 часов нестационарных испытаний скважин.

### **3.3. Исследование точности моделей и алгоритмов адаптивной идентификации КВД методом имитационного моделирования**

В данном параграфе приводятся результаты исследования точности рассмотренных в предыдущих параграфах данной главы моделей и алгоритмов адаптивной идентификации недовосстановленных КВД методом имитационного моделирования.

В качестве промысловых данных забойного давления  $p_{3,i}^*$  используются их модельные значения:

$$\Delta p_{3,i}^* = \Delta p_{3,i} (1 + c_1 \xi_i), i = \overline{1, n_k} \quad (3.3.1)$$

где  $\Delta p_{3,i} = p_3(t_i) - p_3(t_0)$ ;  $p_3(t_i)$  – забойное давление ГС, полученное в момент времени  $t_i$  после остановки скважины на основе численного решения дифференциального уравнения (1.1.2) в ПК Saphir [34, 75, 105], при заданных, приведенных в таблице 3.8 значениях параметров пласта в условиях постоянства дебитов скважины до её остановки;  $\xi_i, i = \overline{1, n_k}$  – случайные величины, полученные с использованием датчика псевдослучайных чисел, распределенных по

нормальному закону с нулевыми средними значениями и единичной дисперсией –  $N(0,1)$ ;  $c_1$  – параметр, представляющий относительный уровень погрешности имитационных значений забойного давления.

В таблице 3.9 приведены исходные данные, необходимые для получения значений забойного давления  $\Delta p_{3,i}$  (3.3.1). На рисунке 3.21 изображены имитируемые значения разности забойных давлений  $\Delta p_{3,i}^*$ , полученные согласно (3.3.1) с ошибкой 1% ( $c_1 = 0,01$ ), и логарифмическая производная давления  $(y(t_i) = \frac{d\Delta p_{3,i}^*}{d\ln t_i})$  в двойных логарифмических координатах ( $\lg t$  – по оси X,  $\lg \Delta p_3$  – по оси Y).

Таблица 3.9. Исходные данные для получения имитируемых значений КВД

Параметры пласта и скважины	Значение
1. Радиус скважины, $r_{\text{скв}}$ , м	0,108
2. Дебит скважины до остановки, $q_0$ , м <sup>3</sup> / сут	69
3. Пластовое давление, $p_{\text{пл}}$ , атм	165
4. Пористость, $\phi$	0,13
5. Динамическая вязкость нефти, $\mu$ , сП	3,92
6. Латеральная проницаемость, $k_{xy}$ , мД	19
7. Эффективная длина горизонтального ствола, $L_{\text{эфф}}$ , м	158
8. Толщина пласта, $h$ , м	12
9. Общая сжимаемости пласта, $c_t$ , атм <sup>-1</sup>	$1,84 \cdot 10^{-4}$
10. Время простоя скважины, час	583
11. Проницаемость раннего радиального потока, $k_{zy}$ , мД	2,85
12. Проницаемость линейного потока $k_y$ , мД	19
13. Интегральный скин-фактор, $s_a$	-5,29
14. Объемный коэффициент флюида, $B$	1,191

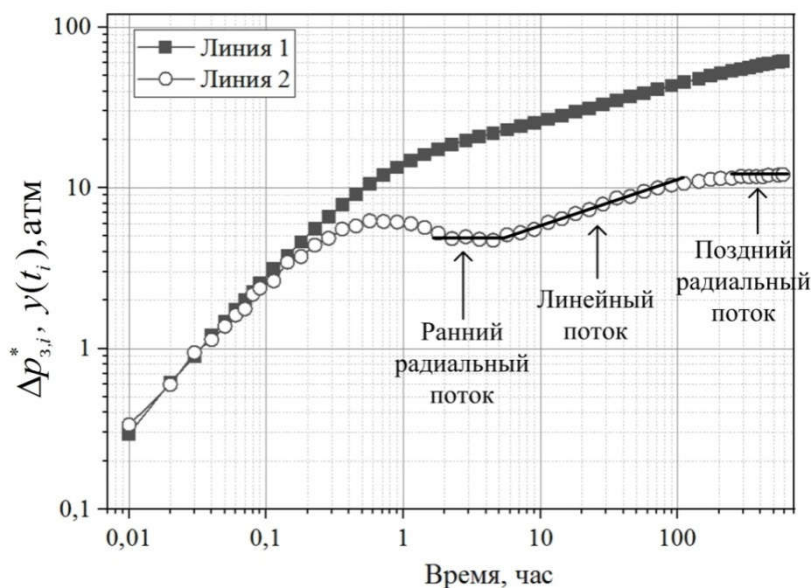


Рисунок 3.21. Диагностический график на основе имитируемых значений КВД (линия 1 – значения разности забойного давления, линия 2 – логарифмическая производная давления)

Исследование точности приведенных в параграфе 3.1 моделей и алгоритмов адаптивной идентификации КВД с нечеткими признаками позднего радиального потока проведем на примере ИСМ КВД с учетом и корректировкой дополнительной априорной информации и экспертных оценок латеральной проницаемости  $\bar{k}_{xy}$ :

$$\begin{cases} \Delta p_{3,n}^* = f_3(t_n, b_n, \mathbf{\alpha}_n) + \xi_{1,n} \\ h_{к,n} \bar{k}_{xy} = k_{xy,n} \cdot (1 + c_2 \eta_{1,n}) \end{cases} \quad (3.3.2)$$

где  $f_3(t_n, b_n, \mathbf{\alpha}_n) = \frac{1}{1 - \exp(-b_n t_n)} (\alpha_{1,n} + \alpha_{2,n} \lg t_n), n = \overline{1, n_k}$  – значения забойного

давления с учетом логистической поправочной функции с переменным,

зависящим от времени параметром  $b_n$ ;  $\alpha_{2,n} = \frac{C_{s1} q_0 \mu B}{k_{xy,n} h}$ ,  $\alpha_{1,n} = \alpha_{2,n} \cdot \lg \frac{2,25 k_{xy,n}}{\phi \mu c_t r_{пр}^2}$  –

зависящие от времени параметры модели позднего радиального потока;  $q_0$  –

дебит скважины до остановки;  $B$  – объемный коэффициент флюида;  $\mu$  –

динамическая вязкость нефти;  $C_{s1}$  – константа, зависящая от используемой

системы единиц;  $\phi$  – пористость;  $h$  – толщина пласта;  $c_1$  – коэффициент сжимаемости пласта;  $r_{пр} = r_{скв} \exp(-s_a)$  – приведенный радиус скважины;  $r_c$  – радиус скважины;  $s_a$  – интегральный скин-фактор;  $\bar{k}_{xy}$  – имитируемые значения дополнительной информации о латеральной проницаемости;  $c_2$  – параметры, представляющие относительный уровень ошибок дополнительной информации о латеральной проницаемости;  $\xi_{1,n}, \eta_{1,n}$  – случайные величины, полученные с использованием датчика псевдослучайных чисел, распределенных по нормальному закону с нулевыми средними значениями и единичной дисперсией –  $N(0,1)$ ;  $h_{к,n}$  – параметр корректировки дополнительных данных.

ИСМ (3.3.2) удобно представить в матричном виде:

$$\begin{cases} \Delta \mathbf{p}_{3,n}^* = \Delta \mathbf{p}_3(\mathbf{\alpha}_n) + \xi_1 \\ H_{к,n} \bar{\mathbf{\alpha}} = \Gamma \mathbf{\alpha}_n (1 + c_2 \eta) \end{cases} \quad (3.3.3)$$

Для определения параметров ИСМ (3.3.3) и вектора управляющих параметров по аналогии с (3.1.5) используем комбинированный показатель качества вида:

$$\Phi(\mathbf{\alpha}) = \left\| \Delta \mathbf{p}_{3,n}^* - \Delta \mathbf{p}_3(\mathbf{\alpha}_n) \right\|_{K(h_{3,n})}^2 + h_p \left\| H_{к,n} \bar{\mathbf{\alpha}} - \Gamma \mathbf{\alpha}_n \right\|^2 \quad (3.3.4)$$

где  $\Delta \mathbf{p}_3(\mathbf{\alpha}_n) = F_n(b_n) \cdot \mathbf{\alpha}_n$ ;  $F_n(b_n)$ ,  $\mathbf{\alpha}_n$ ,  $\bar{\mathbf{\alpha}}_n$ ,  $H_{к,n}$ ,  $\Gamma$ ,  $K(h_{3,n})$ ,  $h_p$  обозначены в (3.1.5)–(3.1.8);  $\xi_1$  – вектор случайных величин  $\xi_1$ .

Оценки параметров поправочной функции  $b_n^*$  и параметров корректировки  $h_{к,n}^*$  определяются путем решения одномерных оптимизационных задач вида (3.1.6) и (3.1.7) при заданном значении параметра регуляризации  $h_p$  в интервале  $[0, 01 \div 1]$  и при постоянных единичных значениях весовой функции в текущем интервале обработки  $[n-i]$ , содержащем 5 значений забойного давления ( $w_n((n-i)/h_{3,n}) = 1$  при  $(n-i) \leq h_{3,n} = 5$  и  $w_n((n-i)/h_{3,n}) = 0$  при  $(n-i) > h_{3,n}$ ,  $i = \overline{0, n-1}$ ). Параметры  $\mathbf{\alpha}_n^*(b_n^*, h_{к,n}^*)$  модели (3.3.3) определяем по аналогии с (3.1.8).



Для определения точности оценок латеральной проницаемости, пластового давления и интегрального скин-фактора скважины были использованы их относительные ошибки:

1) латеральной проницаемости

$$\delta_n(k_{xy,n}^*) = abs\left(\frac{k_{xy,n}^*(\alpha_{2,n}^*(\beta_n^*)) - k_{xy}}{k_{xy}}\right) \quad (3.3.5)$$

2) пластового давления

$$\delta_n(p_{пл}^*) = abs\left(\frac{p_{пл,n}^*(T, \alpha_n^*(\beta_n^*), b_n^*) - p_{пл}}{p_{пл}}\right) \quad (3.3.6)$$

3) интегрального скин-фактора

$$\delta_n(s_{a,n}^*) = abs\left(\frac{s_{a,n}^*(\alpha_n^*(\beta_n^*)) - s_a}{s_a}\right) \quad (3.3.7)$$

где  $k_{xy,n}^*(\alpha_{2,n}^*(\beta_n^*)) = \frac{C_s q \mu B}{h \alpha_{2,n}^*(\beta_n^*)}$  – оценки латеральной проницаемости;  $\alpha_{2,n}^*(\beta_n^*)$  –

оценки параметра модели КВД (3.1.5);  $\beta_n^*$  – вектор управляющих параметров, полученный по алгоритму (3.1.7);

$p_{пл,n}^*(T, \alpha_n^*(\beta_n^*), b_n^*) = f(b_n^*, T) \cdot (\alpha_{1,n}^*(\beta_n^*) + \alpha_{2,n}^*(\beta_n^*) \lg T)$  – оценки пластового давления;

$s_{a,n}^*$  – оценки интегрального скин-фактора;  $k_{xy}, p_{пл}, s_a$  – фактические значения латеральной проницаемости, пластового давления и интегрального скин-фактора.

На рисунках 3.22 и 3.23 изображены оценки латеральной проницаемости и пластового давления, полученные адаптивным методом интегрированных моделей с учетом логистической поправочной функции (линия 2), адаптивным методом наилучшего совмещения при  $h_p = 0$  (линия 1) при  $c_2 = 0,1$ .

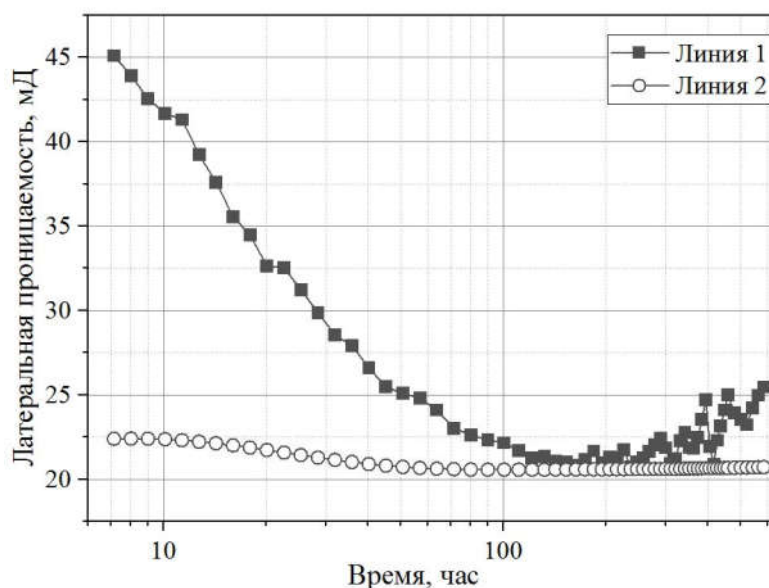


Рисунок 3.22. Оценки латеральной проницаемости

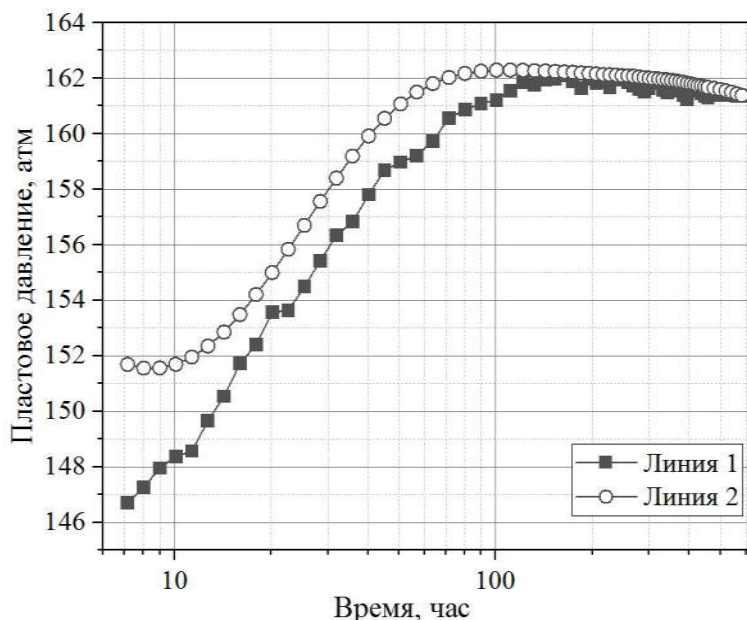


Рисунок 3.23. Оценки пластового давления

В таблице 3.10 приведены результаты расчета относительных ошибок оценок латеральной проницаемости, пластового давления и интегрального скин-фактора, полученных адаптивным методом наилучшего совмещения (АМНС) при  $h_p = 0$ , адаптивным методом интегрированных моделей с учетом поправочной функции (АМСПФ), адаптивным методом интегрированных моделей без учета поправочной функции (АМИМ) с использованием критерия завершения испытаний вида:

$$\left| \frac{\alpha_{2,n}^*(\beta_n^*) - \alpha_{2,n-i}^*(\beta_n^*)}{\alpha_{2,n}^*(\beta_n^*)} \right| \leq \varepsilon, i = 1, 2, 3 \quad (3.3.8)$$

где  $\varepsilon = 0,001$ .

Таблица 3.10. Относительная ошибка оценок пластового давления, фильтрационных параметров пласта и скважины

Методы адаптивной идентификации	Время испытаний, час	Относительная ошибка пластового давления и фильтрационных параметров в %		
		Латеральная проницаемость	Пластовое давление	Интегральный скин-фактор
АМНС	110	14,2	2,1	8,2
АМИМ	110	10,5	1,78	7,3
АМСПФ	110	8,3	1,64	6,9

Из рисунков 3.22, 3.23 и таблицы 3.10 видно, что применение адаптивного метода идентификации с учетом логистической поправочной функции позволяет достаточно точно определять параметры пласта на завершающей стадии линейного потока. Например, за 110 часов относительная ошибка оценок латеральной проницаемости пласта, полученных адаптивным методом с учетом поправочной функции, составляет 8,3%, а с использованием адаптивного метода наилучшего совмещения она составляет 14,2%.

Проведем исследование точности рассмотренных в параграфе 3.2 моделей и алгоритмов адаптивной идентификации недовосстановленных КВД при условии отсутствия позднего радиального потока на примере феноменологической модели КВД с учетом дополнительной информации о пластовом давлении, которая представляется в матричном виде:

$$\begin{cases} \Delta p_3^* = f(t_n, \alpha_n) + \xi_{2,n} \\ h_{k,n} \cdot \bar{p}_{пл} = f(T, \alpha_n)(1 + c_3 \eta_{2,n}) \end{cases} \quad (3.3.10)$$

где  $\Delta p_3^* = (\Delta p_{3,n}^*, n = \overline{1, n_k})$  – вектор имитируемых значений разности забойного давления (см. рисунок 3.25), полученный на основе модели (3.3.1);  $f(t_n, \alpha_n)$  –

вектор заданной с точностью до параметров  $\mathbf{a}$  феноменологической модели  $f(t_n, \mathbf{a}_n)$ ;  $\bar{p}_{\text{пл}}$  – имитируемое значения дополнительной априорной информации и экспертных оценок пластового давления;  $\xi_{2,n}$  – вектор случайных величин, полученных с использованием датчика псевдослучайных чисел, распределенных по нормальному закону с нулевыми средними значениями и единичной дисперсией –  $N(0,1)$ ;  $p_{\text{пл}}(T, \mathbf{a}_n)$  – модель пластового давления;  $T$  – время восстановления забойного давления по пластового;  $\eta_{2,n}$  – случайные величины, полученные с использованием датчика псевдослучайных чисел, распределенных по нормальному закону с нулевыми средними значениями и единичной дисперсией –  $N(0,1)$ ;  $c_3$  – параметр, представляющий относительный уровень погрешности имитационных значений забойного давления, дополнительных данных и экспертных оценок.

Решение задачи идентификации ИСМ (3.3.10) осуществляем в оптимизационной постановке:

$$\mathbf{a}_n^* = \arg \min_{\mathbf{a}_n} \Phi(\mathbf{a}_n) \quad (3.3.11)$$

где  $\Phi(\mathbf{a}_n) = \left\| \Delta \mathbf{p}_3^* - \mathbf{f}(t_n, \mathbf{a}_n) \right\|_{K(h_3)}^2 + h_p (h_{\kappa,n} \cdot \bar{p}_{\text{пл}} - f(T, \mathbf{a}_n))^2$  – общий показатель качества.

С применением метода оптимизации Гаусса-Ньютона по аналогии с (3.2.6) определение оценок неизвестных параметров  $\mathbf{a}_n$  сводится к рекуррентной процедуре вида:

$$\mathbf{a}_{i,n}^* = \mathbf{a}_{i-1,n}^* + h_i \Delta \mathbf{a}_{i-1,n}^* \quad (3.3.12)$$

где приращения вектора параметров  $\Delta \mathbf{a}^{i-1}$  на каждой итерации определяются путем решения СЛАУ:

$$A_n \Delta \mathbf{a}^{i-1} = B_n, \quad (3.3.13)$$

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

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

где  $D_{0,n}$ ,  $\mathbf{d}_{a,n}$ ,  $\mathbf{e}_{0,n}$ ,  $\mathbf{e}_{a,n}$  обозначены в (3.2.6).

Для определения точности прогноза забойного давления

$$\hat{p}_3(t_n + \tau) = p_3(t_0) + f(t_n + \tau, \boldsymbol{\alpha}_n^*(\boldsymbol{\beta}_n^*)) \quad (3.3.14)$$

и пластового давления

$$p_{\text{пл},n}^* = p_3(t_0) + f(T, \boldsymbol{\alpha}_n^*(\boldsymbol{\beta}_n^*)) \quad (3.3.15)$$

использованы их относительные ошибки

$$\delta_n(\hat{p}_3(t_n + \tau)) = \text{abs}\left(\frac{p_3^*(t_n + \tau) - \hat{p}_3(t_n + \tau)}{p_3^*(t_n + \tau)}\right) \quad (3.3.16)$$

$$\delta_n(p_{\text{пл},n}^*) = \text{abs}\left(\frac{P_{\text{пл}} - p_{\text{пл},n}^*}{P_{\text{пл}}}\right) \quad (3.3.17)$$

в зависимости от длительности исследований горизонтальной скважины до завершения линейного режима течения, равного 100 часам. Здесь  $p_3^*(t_n + \tau)$  – значения забойного давления имитируемой КВД (см. рис 3.25).

В таблице 3.11 приведены результаты расчета относительных ошибок прогноза забойного давления (3.3.16), (3.3.17) в зависимости от используемых и приведенных в таблице 3.10 феноменологических моделей. Длительность обучающего интервала составила 100 часов. Для указания вида моделей прогноза забойного давления введены следующие обозначения интегрированных систем феноменологических моделей забойного давления (3.3.2):

$\{p_3^*\}$  – модель забойного давления без учета дополнительной информации;

$\{p_3^*, \bar{p}_{\text{пл}}\}$  – модель забойного давления с учетом дополнительного априорного

сведения о пластовом давлении.

Таблица 3.11. Относительная ошибка прогноза забойного давления в %

Феноменологические модели		Время прогноза забойного давления $\tau$ , час				
		150	200	300	400	500
Хоанг-Ан	$\{p_3^*\}$	0,61	0,83	0,98	1,17	1,36
	$\{p_3^*, \bar{p}_{пл}\}$	0,53	0,79	0,95	1,13	1,31
Берталанфи	$\{p_3^*\}$	0,64	1,22	1,61	1,95	2,31
	$\{p_3^*, \bar{p}_{пл}\}$	0,61	1,2	1,58	1,90	2,25
Гольрауш	$\{p_3^*\}$	0,64	1,56	2,1	2,45	2,68
	$\{p_3^*, \bar{p}_{пл}\}$	0,63	1,53	2,04	2,4	2,61

Из таблицы 3.11 видно, что учет априорной информации о пластовом давлении обеспечивает повышение точности прогноза забойного давления. Интегрированные системы феноменологических моделей вида (3.3.3) позволяют с завершающей стадии линейного потока прогнозировать забойное давление с ошибкой порядка 1-3% на достаточно продолжительный период времени - до 500 часов.

На рисунке 3.25 изображены имитируемые (линия 1) и прогнозные значения забойного давления, полученные методом адаптивной идентификации недовостановленных КВД с учетом и корректировкой дополнительной информации о пластовом давлении с использованием модели Хоанг-Ан (линия 2), модели Берталанфи (линия 3) и модели Гольрауш (линия 4).

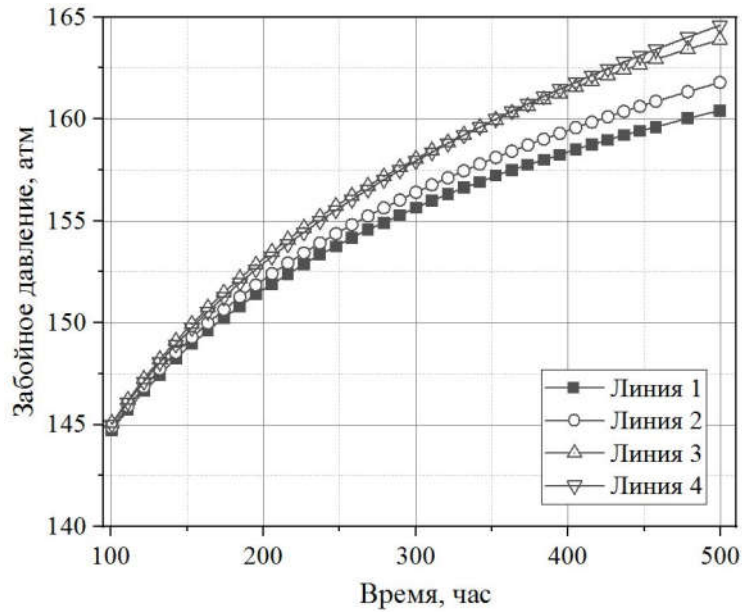


Рисунок 3.25. Имитируемые и прогнозные значения забойного давления

Изображенные на рисунке 3.25 восстановленные значения забойного давления, начиная с момента времени линейного потока ( $t_{л} = 100$  часов, см. рисунок 3.25), были использованы для оценок параметров нефтяного пласта (латеральной проницаемости, пластового давления, интегрального скин-фактора скважины) по формулам (3.2.7) – (3.2.9). Для сравнения в таблице 3.12 приведены результаты расчета относительных ошибок оценок фильтрационных параметров, полученных с использованием прогнозных значений забойного давления (3.3.14) на период времени  $\tau$ , равное 400 часов.

Таблица 3.12. Относительная ошибка оценки параметров в %

Прогнозирующие модели	Латеральная проницаемость	Пластовое давление	Интегральный скин-фактор
Хоанг-Ан	17,4	2,3	10,9
Берталанфи	18,9	2,8	12,3
Гольрауш	19,4	2,6	13,6

На рисунках 3.26 приведены точное значение латеральной проницаемости (линия 1) и её оценки, полученные адаптивным методом идентификации

фактической кривой давления (линия 1), восстановленных кривых давления на основе модели Хоанг-Ан (линия 2), Берталанфи (линия 3), Гольрауш (линия 4).

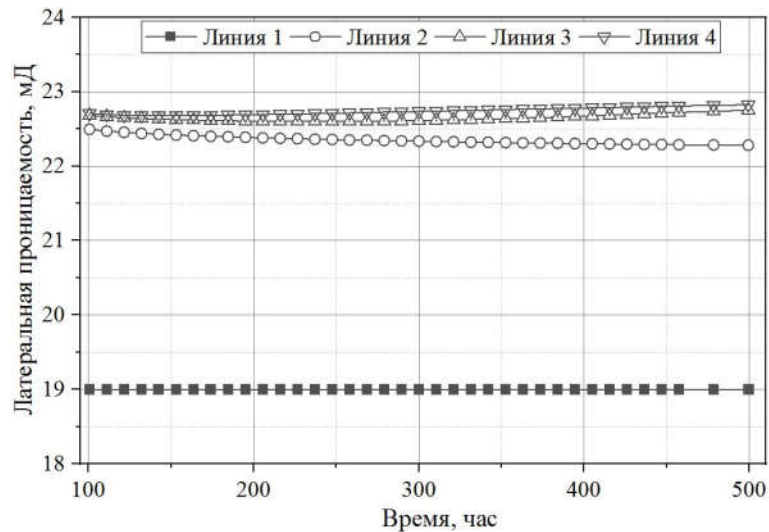


Рисунок 3.26. Оценки латеральной проницаемости

Анализ таблицы 3.12 и рисунка 3.26 показывает, что использование прогнозных значений забойного давления (3.3.14), полученных на основе феноменологических моделей, позволяет достаточно точно определять фильтрационные параметры, пластовое давление и интегральный скин-фактор скважины в условиях отсутствия позднего радиального потока. Так, например, относительная ошибка оценок пластового давления составляет порядка 3%, а для оценок латеральной проницаемости она составляет порядка 17-20%, что позволяет значительно сократить время простоя скважин с 500 часов до 100 часов.

### 3.4. Выводы по главе 3

Сформулируем выводы и основные результаты данной главы.

1. Предложены и исследованы модели и алгоритмы адаптивной идентификации кривой восстановления забойного давления с нечеткими признаками позднего радиального потока в процессе проведения гидродинамических исследований горизонтальных скважин с учетом дополнительной априорной информации о латеральной проницаемости.



Показано, что предложенные модели позднего радиального потока с использованием логистической поправочной функции и алгоритмы адаптивной идентификации позволяют в процессе проведения гидродинамических исследований достаточно точно определять параметры нефтяных пластов уже на завершающей стадии линейного потока и сократить время простоя скважин.

2. Предложены и исследованы феноменологические модели долгосрочного прогноза забойного давления с учетом дополнительной информации о пластовом давлении и алгоритмы адаптивной идентификации для определения параметров нефтяных пластов по недовосстановленным КВД.

Показано, что модели и алгоритмы адаптивной идентификации позволяют в процессе проведения гидродинамических исследований достаточно точно прогнозировать забойное давление в условиях отсутствия на КВД участка позднего радиального потока, что повышает точность определения параметров нефтяных пластов и сокращает время простоя скважин.

3. Проведено исследование 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 и прогнозирующих феноменологических моделях.

Показано, что предложенные модели и алгоритмы адаптивной идентификации позволяют на завершающей стадии линейного потока достаточно точно, с относительной ошибкой порядка 1-3%, определять забойное давление на недовосстановленном участке КВД длительностью до 500 часов, что повышает достоверность определения параметров нефтяных пластов и значительно сокращает время простоя скважин.

## Заключение

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 нестационарных испытаний горизонтальных скважин по кривой восстановления давления позволяют:

- выделять на кривой восстановления давления участки раннего радиального и линейного фильтрационного потока;
- определять фильтрационные 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 уменьшает время простоя горизонтальных скважин.

При решении поставленных задач получены следующие основные результаты:

1. Разработаны диагностические критерии, модели и алгоритмы, позволяющие выделять на КВД участки раннего радиального, 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 промысловых условиях в процессе проведения гидродинамических исследований повысить точность определения параметров нефтяных пластов и значительно сократить время простоя скважин.

### Список литературы

1. Апарцин А. С. Неклассические уравнения Вольтера I рода. Теория и численные методы / А. С. Апарцин. – Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1999. – 193 с.
2. Антропов В.Ф. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. Руководящий документ. РД 153-39.0-109-01. – М.: Наука, 2002. – 75 с
3. Аниканов А.С. Адаптивная идентификация и интерпретация результатов нестационарных гидродинамических исследований с учетом притока продукции в скважине / А.С. Аниканов, П.А. Кемерова, В.Л. Сергеев // Известия Томского политехнического университета. – 2011. – Т319. – №5. – С. 43–46.
4. Афанаскин И.В. Новый подход к мультискважинной деконволюции при гидродинамических исследованиях скважин / И.В. Афанаскин, С.Г. Вольпин, В.А. Юдин // Нефтяное хозяйство. – 2019. – №7. – С. 100–103.
5. Басниев К.С. Подземная гидродинамика / К.С. Басниев, И.Н. Кочина, В.М. Максимов. – М.: Недра, 1993, 416 с.
6. Богачев К.Ю. Практикум на ЭВМ. Методы решения линейных систем и нахождения собственных значений / К.Ю. Богачев. М.: Москва, 1998. – 137 с.
7. Бузинов С.Н. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов / С.Н. Бузинов, И.Д. Умрихин. – Москва: Недра, 1973. – 248 с
8. Булгаков С.А. Повышение информативности исследования нефтяных скважин на основе метода ДМД / С.А. Булгаков, Б.А. Ольховская // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – №1. – С. 54–57.
9. Вячислая А.А. Диагностика сложных трещин в коллекторах низкой проницаемости по результатам гидродинамических исследований / А.А. Вячислая, В.В. Кокурина М.И. Кременецкий, Е.И. Гришина, Н.А. Морозовский // Каротажник. – 2017. – №3. – С. 38–61.

10. Гаврилов К.С. Адаптивная интерпретация нестационарных гидродинамических исследований скважин в системе «пласт–скважина» методом интегрированных моделей / К.С. Гаврилов, В.Л. Сергеев // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов – 2012. – Е321. – №5. – С. 72–75
11. Гонтмахер Ф.Р. Теория матриц / Ф.Р. Гонтмахер. – М.: Наука, 1967. – 575 с.
12. Граничин О.Н. Рандомизированные алгоритмы оптимизации и оценивания при почти произвольных помехах / О.Н. Граничин, Б.Т. Поляк. – М.: Наука, 2003, – 291 с.
13. Гриценко А.И. Руководство по исследованию скважин / А.И. Гриценко, З.А. Алиев, О.М. Ермилов и др. – М.: Наука, 1995. – 523 с.
14. Деева Т.А. Гидродинамические исследования скважин: анализ и интерпретация данных / Т.А. Деева, М.Р. Камартдинов, Т.Е. Кулагина, П.В. Мангазеев. – Томск: Центр профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела ТПУ, 2009. – 243 с
15. Демиденко Е.Г. Оптимизация и регрессия / Е. З. Демиденко. – М.: Наука, 1989. – 296 с.
16. Донг В.Х. Адаптивная интерпретация гидродинамических исследований горизонтальных скважин с идентификацией псевдорadiaльного потока / В.Х. Донг, В.Л. Сергеев // Известия Томского политехнического университета. – 2017. – Т. 328. – № 10. – С. 67–73.
17. 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.
18. 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>.

19. 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.

20. Донг Ван Хоанг. Адаптивная интерпретация гидродинамических исследований горизонтальных скважин при отсутствии псевдорадиального 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.

21. 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.

22. 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.

23. 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.

24. 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.

25. Емельянов В.В. Теория и практика эволюционного моделирования / В.В. Емельянов, В.М. Курейчик, В.В. Курейчик. – М.: ФИЗМАТЛИТ, 2003. – 432 с.

26. Ермаков С.М. Математическая теория оптимального эксперимента / С.М. Ермаков, А.А. Живглевский. – М.: Наука, 1987. – 320 с.

27. Ерофеев А.А. Обработка недовосстановленных кривых восстановления давления методами касательной и детерминированных моментов давления / А.А. Ерофеев, И.Н. Пономарева, В.А. Мордвинов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – №10. – С. 25–27.

28. Иктисанов В.А. Определение фильтрационных параметров пластов и реологических свойств дисперсионных систем при разработке нефтяных месторождений / В.А. Иктисанов. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2001. – 212 с.

29. Иктисанов В.А. Метод определения оптимальной длины горизонтальных скважин / В.А. Иктисанов, Р.Х. Ахмадуллин, Л.М. Миронова // Нефтепромысловое дело. – 2018. – №8. – С. 17–20.

30. Иктисанов В.А. Совершенствование методик интерпретации кривых восстановления давления горизонтальных скважин // Нефтяное хозяйство. – 2002. – №2. С. 56–59.

31. Ипатов А.И. Современные технологии гидродинамических исследований скважин и их возрастающая роль в разработке углеводородов / А.И. Ипатов, М.И. Кременецкий, Д.Н. Гуляев // Нефтяное хозяйство. – 2009. – №1 – С. 52–55.

32. Ипатов А. И. Долговременный мониторинг промысловых параметров как направление развития современных ГДИС / А. И. Ипатов, М. И. Кременецкий // Инженерная практика. – 2012. – №9. – С. 4–8.

33. Ипатов А. И. Обзор стационарных глубинных измерительных комплексов – основы «интеллектуализации» эксплуатационных скважин / А. И. Ипатов, М. И. Кременецкий, М. Ф. Нуриев // Современные технологии гидродинамических исследований скважин на всех стадиях разработки

месторождений: Материалы конференции СИАМ.– Томск: Изд-во Томского университета, 2010.– С. 6–10.

34. Каневская Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов / Р.Д. Канаевская. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2002. – 140 с.

35. Карнаухов М. Л. Современные методы гидродинамических исследований скважин: справочник инженеров по исследованию скважин / М. Л. Карнаухов, Е. М. Пьянкова. – М.: Инфра-Инженерия, 2010. – 432 с.

36. Катковник В.Я. Непараметрическая идентификация и сглаживание данных / В. Я. Катковник. – М.: Наука, 1985. – 336 с.

37. Кременецкий М.И. Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых скважин / М.И. Кременецкий, А.И. Ипатов, Д.Н. Гуляев. – М.: Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. – 896 с.

38. Корилов А. М. Интегрированные модели и алгоритмы идентификации систем управления / А. М. Корилов, В. Л. Сергеев // Проблемы современной электроники и систем управления. – Томск: Изд-во ТУСУР, 2002. – С. 63–64.

39. Корилов А.М. Технология проектирования адаптивной системы идентификации и прогноза производственных процессов в условиях неопределенности / А.М. Корилов, В.Л. Сергеев, Д.В. Севостьянов, П.В. Сергеев, А.С. Аниканов // Доклады Томского государственного университета систем управления и радиоэлектроники. – 2011. – № 2(24), ч. 2. – С. 189–194.

40. Корилов А. М. Основы теории управления: учебное пособие / А. М. Корилов. – 2-е изд. – Томск: Изд-во НТЛ, 2002. –392 с.

41. Кульпин Л.Г. Гидродинамические методы исследований нефтегазовых пластов / Л. Г. Кульпин, Г. В. Бочаров. – М.: Недра, 1974. – 200 с.

42. Малышенко А.М. Математические основы теории систем: учебник для вузов / А.М. Малышенко. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. –364 с.



43. Максимов М.М. Использование данных гидродинамических исследований при составлении постоянно действующих геолого-технологических моделей / М.М. Максимов // Современные гидродинамические исследования скважин: Труды международного форума исследователей скважин. – М.: Институт нефтегазового бизнеса, 2004. – С. 172–179.

44. Мартынов В.Г. Развитие геофизического и гидродинамического мониторинга на этапе перехода к разработке объектов с трудноизвлекаемыми запасами нефти / В.Г. Мартынов, А.И. Ипатов, М.И. Кременецкий, Д.Н. Гуляев, В.М. Кричевский, В.В. Кокурина, С.И. Мельников // Нефтяное хозяйство. – 2014. – №03. – С. 106–109.

45. Мицель А. А. Методы оптимизации: учебное пособие / А.А. Мицель, А.А. Шелестов. – Томск: Изд-во Томск. гос. ун-та систем управления и радиоэлектроники, 2004. – 256 с.

46. Мирзаджанзаде А. Х. Моделирование процессов нефтегазодобычи. Нелинейность, неравновесность, неопределенность / А.Х. Мирзаджанзаде, М.М. Хасанов, Р.Н. Бахтизин. – Москва–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2005. – 368 с.

47. Мирзаджанзаде А. Х. Динамические процессы в нефтегазодобыче: Системный анализ, диагноз, прогноз / А. Х. Мирзаджанзаде, А. Х. Шахвердиев. – М.: Наука, 1997. – 254 с.

48. Мирзаджанзаде А. Х. Этюды о моделировании сложных систем нефтегазодобычи. Нелинейность, неравновесность, неоднородность / А. Х. Мирзаджанзаде, М. М. Хасанов, Р. Н. Бахтизин. – Уфа: Изд-во «Гилем», 1999. – 462 с.

49. Морозов П. Е. Определение параметров пласта по данным мгновенного изменения давления в горизонтальной скважине // Нефтепромысловое дело. – 2018. – №11. – С. 36–42.

50. Муслимов Р. Х. Гидродинамические исследования горизонтальных скважин / Р. Х. Муслимов, Р. С. Хисамов, М. Х. Хайруллин, и др. // Нефтяное хозяйство. – 2013. – №7. – С. 74–75.

51. Пантелеев А.В. Методы оптимизации в примерах и задачах / А.В. Пантелеев, Т.А. Летова. – М.: Высшая школа, 2002. – 544 с.

52. Патент РФ на изобретение №2483212 С1 МПК E21B 47/00. Способ гидродинамических исследований горизонтальных скважин в масштабе реального времени / Имаев А.И., Баженов В.В., Горшенин С.И. – заявл. 01.12.2011. – опубл. 27.05.2013. – Бюл. № 15.

53. Пимонов Е. А. Деконволюция: новый подход в интерпретации ГДИС / Е. А. Пимонов // Современные технологии гидродинамических исследований на всех стадиях разработки месторождений: Материалы 7-й науч.-тех. конф. – Томск: Изд-во Том. ун-та, 2008. – С 90–94.

54. Романова Е.В. Адаптивная идентификация кривой восстановления давления горизонтальных скважин с диагностикой потоков / Е.В. Романова, В.Л. Сергеев // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринггеоресурсов – 2013. – Т. 323. – № 5. – С. 20–25.

55. Романова Е.В. Метод адаптивной идентификации и диагностики нефтяных пластов в процессе нормальной эксплуатации скважин и кратковременных остановок / Е.В. Романова, В.Л. Сергеев // Известия Томского политехнического университет. – 2014. – Т. 324. – №5. С. 43–48.

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

57. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2018665608. Адаптивная диагностика потоков по кривой восстановления давления горизонтальных скважин (AdaptiveSystem 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.

58. 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

59. 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.

60. 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.

61. 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.

62. Сергеев В.Л. К оптимизации адаптивных алгоритмов идентификации и интерпретации гидродинамических исследований с учетом влияния ствола скважины / В.Л. Сергеев, К.Д. Ву // Доклады Томского государственного университета систем управления и радиоэлектроники. – 2016. – Т. 19, № 3. – С. 98–102.

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

64. Сергеев В.Л. Адаптивная интерпретации гидродинамических исследований с учетом влияния ствола скважины / В.Л. Сергеев, К.Д. Ву // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2016. – Т. 327. – № 9. – С. 70–77.

65. Сергеев В.Л. Интегрированные системы идентификации. – Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2011. – 198 с.

66. Сергеев, В.Л. Метод адаптивной идентификации гидродинамических исследований скважин с учетом априорной информации / В.Л. Сергеев, А.С. Аниканов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг Георесурсов. – 2010. – Т. 317, № 5. – С. 50–52.

67. Сергеев П. В. Модели, алгоритмы и программные средства идентификации для гидродинамических исследований скважин с учетом априорной информации: Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук: 03.13.18 / Павел Викторович Сергеев. – Томск, 2006. – 145 с

68. Сергеев П. В. Интегрированные системы идентификации гидродинамических исследований скважин с учетом априорной информации / П.В. Сергеев, В. Л. Сергеев // Современные гидродинамические исследования скважин: Труды международного форума исследователей скважин и второй научно-практической конференции. – М.: Институт нефтегазового бизнеса, 2004. – С. 188–196.

69. Сергеев П. В. Идентификация гидродинамических параметров скважин на неустановившихся режимах фильтрации с учетом априорной информации / П. В. Сергеев, В. Л. Сергеев // Известия Томского политехнического университета. – 2006. – Т. 309. – № 5. – С. 156–161.

70. Соколов В.А. Анализ разработки нефтегазовых месторождений нелинейными динамическими моделями / В.А. Соколов // IV междунар. технолог. симпозиум «Новые технологии разработки и повышения нефтеотдачи», Москва, РАГС при Президенте РФ, 15–17.03.2005 г. – М.: Институт нефтегазового бизнеса, 2005. – 500 с, – С. 341–355.

71. Соколов В.А. Эволюционные управления как феноменологические модели разработки нефтяных залежей / В.А. Соколов // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. – 2006. – № 2. – С. 1–36. URL: [http://ogbus.ru/authors/SokolovVA/SokolovVA\\_1.pdf](http://ogbus.ru/authors/SokolovVA/SokolovVA_1.pdf).

72. Терентьев В.Л. Теория и практика интерпретации кривых восстановления давления в горизонтальных скважинах / В.Л. Терентьев, К.С. Григорьев, К.М. Федоров // Нефтяное хозяйство. – 2010. – №6. – С. 56–59.

73. Тихонов А.Н. Методы решения некорректных задач / А.Н. Тихонов, В.Я. Арсенин. М.: наука, 1979. – 392 с.

74. Фатихов С.З. Использование систем постоянного мониторинга скважин на нефтяных месторождениях / С.З. Фатихов, В.Н. Федоров, А.Г. Малов // Нефтяное хозяйство. – 2016. – №2. – С. 56–59.

75. Федоров А.Э. Новый подход к интерпретации гидродинамических исследований горизонтальных скважин в подгазовых зонах / А.Э. Федоров // Society of Petroleum Engineers. – 2017. – №187920-RU. – С. 1–14.

76. Хайруллин М.Х. Интерпретация результатов гидродинамических исследований скважин методами регуляризации / М.Х. Хайруллин, Р.С. Хисамов, М.Н. Шамсиев, Р.Г. Фархуллин. – М.–Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика»; Институт компьютерных исследований, 2006. – 172 с.

77. Хасанов М.М. Оценка извлекаемых запасов на основе феноменологических моделей / М.М. Хасанов, Н.А. Карачурин, Р.Н. Бахтизин // Вестник инженерного центра ЮКОС. – 2001. – № 2. – С.3–7.

78. Хасанов М.М. Помехоустойчивые алгоритмы по обработке данных гидродинамических исследований скважин / М.М. Хасанов, Г.Т. Булгакова, Р.Н. Гарифуллин и др. – Уфа: Уфимский филиал ООО «ЮганскНИПИнефть», 2002. – 80 с.

79. Хасанов М.М. Неравновесность, неоднородность и неустойчивость в задачах гидродинамического исследования скважин и пластов // Современные гидродинамические исследования скважин: Труды международного форума исследователей скважин. – М.: Институт нефтегазового бизнеса, 2004. – С. 43.–44.

80. Хисамов Р.С. Гидродинамические исследования скважин и методы обработки результатов измерений / Р.С. Хисамов, Э.И. Сулейманов, Р.Г. Фархуллин. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2000. – 228 с.

81. Цыпкин Я.З. Оптимальные алгоритмы оценивания параметров в задачах идентификации / Я.З. Цыпкин // Автомат. и телемех. – 1982. – №12. С. 9–23.

82. Цыпкин Я.З. Основы информационной теории идентификации / Я.З. Цыпкин. – М.: Наука, 1984. – 320 с.

83. Чарный И.А. Подземная гидродинамика / И.А. Чарный. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – 369.

84. Шагиев Р.Г. Исследование скважин по КВД / Р.Г. Шагиев. – М.: Наука, 1998. – 304 с.

85. Ahmadi M. A new pressure-rate deconvolution algorithm based on Laplace transformation and its application to measured well response / M. Ahmadi, H. Sartipizadeh, E. Ozkan // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2017. – No. 157. – P. 68–80.

86. Al-Otaibi, A.M. Interpretation of skin effect from pressure transient tests in horizontal wells / A.M. Al-Otaibi, E. Ozkan // Society of Petroleum Engineers. – 2005. – No. 93296. – P. 1–16.

87. Bourdet D. Well test analysis: The use of advanced interpretation models / Amsterdam: Elsevier Science, 2002. – 426 p.

88. Bourdet D. Use of pressure derivative in well test interpretation / D. Bourdet, J.A. Ayoub, Y.M. Piard // Society of Petroleum Engineers. – 1984. – No. 12777. – P. 293–302.

89. Björck Å. Numerical methods for least squares problems. Society for Industrial and applied mathematics (SIAM), Philadelphia, 1996. – 407 p.

90. Chaudhry A.U. Oil well testing handbook. – Texas: Elsevier Science, 2003. – 525 p.

91. Clark A.J. Production forecasting with logistic growth models / A.J. Clark, L.W. Lake, T.W. Patzek // Society of Petroleum Engineers. – 2011. – № 144790. – P. 1–11.

92. Engler T. Analysis of pressure and pressure derivative without type-curve matching, 6. Horizontal well tests in anisotropic media / T. Engler, D. Tiab // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 1996. – No. 15. – P. 153–168.
93. Escobar F.H. Determination of horizontal permeability from the elliptical flow of horizontal wells using conventional analysis / F.H. Escobar, M. Montelegre // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2007. – No. 61. – P. 15–20.
94. Ezekwe N. *Petroleum reservoir engineering practice*. – Prentice Hall, 2010. – 700 p.
95. Goldfeld S.M., Quandt R.E. *Nonlinear methods in econometrics*. – Amsterdam: North-Holland, 1977. – 452 p.
96. Goode P.A. Pressure drawdown and buildup analysis of horizontal wells in anisotropic media / P.A. Goode, R.K.M. Thambynayagam // *Society of Petroleum Engineers*. – 1987. – No. 14250. – P. 683–697.
97. Issaka M.B. Drawdown and buildup pressure derivative analyses for horizontal wells / M.B. Issaka, A.K. Ambastha // *Society of Petroleum Engineers*. – 1992. – No. 24323. – P. 155–165.
98. Kamal M.M. *Transient well testing* / SPE Monograph 23, 2009. – 863 p.
99. Koshel R.J. Enhancement of the downhill simplex method of optimization // *International Optical Design Conference*. – 2002. – Vol. 4832. – P. 270–282.
100. Kuchuk F.J., Onur M., Hollaender F. *Pressure transient formation and well testing: Convolution, Deconvolution and Nonline Estimation*. – Amsterdam: Elsevier, *Developments in Petroleum Science*, 2010. – 389 p.
101. Kuchuk F.J. Well testing and interpretation for horizontal wells / F.J. Kuchuk // *Journal of Petroleum Technology*. – 1995. – V. 47. – No 1 – P. 36–41.
102. Levitan M.M. Practical application of pressure-rate deconvolution to analysis of real well tests // *Society of Petroleum Engineers*. – 2003. – No. 84290. P. 1–12.
103. Li P. A new production decline model for horizontal wells in low-permeability reservoirs / P. Li, M. Hao, J. Hu, Z. Ru, Z. Li // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2018. – No. 171. – P. 340–352.

104. Liu W., Liu Y, Han G., Zhang J., Wan Y. An improved deconvolution algorithm using B-splines for well-test data analysis in petroleum engineering // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2017. – Vol. 149. – P. 306–314.
105. Odeh A.S. Transient flow behavior of horizontal well: Pressure drawdown and buildup analysis of horizontal wells in anisotropic media / P.A. Goode, R.K.M. Thambynayagam // *Society of Petroleum Engineers*. – 1987. – No. 14250. – P. 683–697.
106. Olivier H. Dynamic data analysis / H. Olivier, V. Didier, S. F. Ole. *KAPPA Engineering*, 2016. – 708 p.
107. Onur M. An investigation of recent deconvolution methods for well-test data analysis / M. Onur, M. Cinar, D. Ilk, P.P. Valko, T.A. Blasingame, P.S. Hegeman // *Society of Petroleum Engineers*. – 2008. – No. 102575. – P. 226–247.
108. Ozkan E. Horizontal-well pressure analysis / E. Ozkan, R. Raghavan, S.D. Joshi // *Society of Petroleum Engineers*. – 2007. – No. 16378. – P. 567–575.
109. Ozkan E. Estimation of formation damage in horizontal wells / E. Ozkan, R. Raghavan // *Society of Petroleum Engineers*. – 1997. – No. 37511. – P. 901–908.
110. Sergeev V.L. Adaptive identification and interpretation of pressure transient tests of horizontal wells: Challenges and perspectives / V.L. Sergeev, Dong Van Hoang // *Proc. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. – 2016. – V. 43. – No. 1. – P. 1–6.
111. Tikhonov A., Arsenin V. *Solutions of Ill-Posed Problems*. – New York: Wiley, 1977. – 258 p.
112. Tsoularis A. Analysis of logistic growth models / A. Tsoularis, J. Wallace // *Mathematical Biosciences*. – 2002. – № 179. – P. 21–55.
113. von Schroeter T. Deconvolution of well test data as a nonlinear total least squares problem / T. von Schroeter, F. Hollaender, A. C. Gringarten // *SPE Journal*. – 2004. Vol. 9. – P. 375–390.
114. Yousuf W. New models for time-cumulative behavior of unconventional reservoir-diagnostic relations, production forecasting, and EUR methods / W. Yousuf,



T.A. Blasingame // Unconventional resources technology conference. – 2016. – № 2461766. P. 1–24.

### Приложение 1. Основные сокращения и обозначения

ГДИ – гидродинамические исследования

ГС – горизонтальная скважина

ИСМ – интегрированная система моделей

КВД – кривая восстановления давления

ЛПЗД – логарифмическая производная забойного давления

ДП – диагностический параметр

АМНК – адаптивный метод наименьших квадратов

АМНКР – адаптивный метод с регуляризацией по А.Н. Тихонову

СЛАУ – система линейных алгебраических уравнений

МИМ – метод интегрированных моделей

АМИМ – адаптивный метод интегрированных моделей

$\arg \min_{\mathbf{x}} f(\mathbf{x})$  определяет координаты  $\mathbf{x}^* = (x_1^*, x_2^*, \dots)$  минимума функции

$f(\mathbf{x})$ , т.е.  $f(\mathbf{x}^*) = \min_{\mathbf{x}} f(\mathbf{x})$

$\|X\| = \sqrt{\sum_{i=1}^n x_i^2}$  – норма матрицы  $X$

$\|X\|_W^2 = X^T W X$  – квадратичная норма

$\mathbf{x}^T = (x_1, x_2, \dots, x_n) = (x_i, i = \overline{1, n})$  – вектор строка,  $T$  – символ

транспонирования

$A = (a_{ij}, i = \overline{1, n}, j = \overline{1, m})$  – матрица элементов  $a_{ij}$  размерности  $n \times m$  ( $n$  – число строк,  $m$  – число столбцов)

$W = \text{diag}(\gamma_{11}, \gamma_{22}, \dots, \gamma_{mm}) = \text{diag}(\gamma_i, i = \overline{1, n})$  – диагональная квадратичная матрица, в которой  $\begin{cases} \gamma_{ij} = \gamma_i & \text{при } i = j \\ \gamma_{ij} = 0 & \text{при } i \neq j \end{cases}$

$A^{-1}$  – обратная матрица,  $A^{-1} A = I$ , где  $I$  – единичная матрица

## Приложение 2. Акты о внедрении

Утверждаю  
Главным геологом ООО «Альтаир»

*Соболев М.Г.*

«10» 12 2019 г.

### Акт о внедрении

Гидродинамические исследования (ГДИ) горизонтальных скважин (ГС) являются в настоящее время наиболее достоверным и востребованным способом определения фильтрационных параметров и энергетического состояния пластов, на основании которых создаются геолого-технологические модели разработки нефтяных и газовых месторождений, решаются задачи мониторинга и управления процессами нефтегазодобычи.

В настоящее время в связи с большим объемом ввода в эксплуатацию горизонтальных скважин, оснащенных стационарными информационно-измерительными телеметрическими системами важной задачей является разработка новых методов идентификации и обработки результатов ГДИ ГС в промышленных условиях в процессе их проведения в режиме реального времени. Возможности использования традиционных графо-аналитических методов интерпретации ГДИ ГС, требующие привлечения квалифицированных специалистов, ограничены.

Разработанные в диссертационной работе Донг Ван Хоанг модели и алгоритмы адаптивной идентификации и диагностики фильтрационных потоков обеспечивают новые возможности обработки результатов ГДИ ГС неустановившихся режимах фильтрации по кривой восстановления забойного давления и позволяют:

- определять время начала и завершения фильтрационных режимов течения в процессе проведения исследований в промышленных условиях;
- определять параметры нефтяных пластов и время завершения гидродинамических исследований горизонтальных скважин в процессе их проведения по недовосстановленным кривым забойного давления;
- учитывать и корректировать дополнительную информацию, что обеспечивает повышение точности определения фильтрационных параметров и энергетическое состояние нефтяных пластов, значительно сокращает время простоя скважин.

Полученные Донг Ван Хоанг и отраженные в его диссертационной работе модели, алгоритмы и программные средства идентификации нефтяных пластов были использованы в ООО «Альтаир» при обработке промышленных данных ГДИ ГС на неустановившихся режимах работы скважин.

Зам. директора по геологии филиала г. Бузулука  
ООО «Альтаир»

*Холод Д.В.*



Утверждаю:  
 Главный геолог  
 ООО «ИЦ ГазИнформПласт»  
 А.Ю. Горлач

« 16 »

2019 г.

### Акт о внедрении

Актуальным направлением гидродинамического мониторинга нефтяных месторождений являются гидродинамические исследования (ГДИ) горизонтальных скважин (ГС), позволяющие получать наиболее достоверную информацию о параметрах нефтяных пластов и скважин, необходимую для решения задач моделирования и управления процессами нефтегазодобычи.

В настоящее время важной задачей является разработка новых методов идентификации и обработки результатов ГДИ ГС, оснащенных стационарными информационно измерительными телеметрическими системами, в промысловых условиях в процессе проведения исследований в режиме реального времени. Однако, использование традиционных графоаналитических методов интерпретации ГДИ ГС (в том числе и методов, реализованных в программном комплексе Saphir, широко используемого в нефтяных компаниях) вызывает значительные трудности, связанные с привлечением квалифицированных специалистов, необходимостью получения полноценных кривых забойного давления с участком позднего радиального потока, что приводит к продолжительным простоям скважин до 300 часов и более.

Разработанные в диссертационной работе Донг Ван Хоанг диагностические критерии, модели и алгоритмы адаптивной диагностики и идентификации фильтрационных потоков обеспечивают новые возможности обработки результатов ГДИ ГС на неустановившихся режимах фильтрации по кривым восстановления, что позволяет:

- определять моменты времени начала и завершения фильтрационных потоков в процессе проведения испытаний скважин;
- определять параметры нефтяных пластов и время завершения гидродинамических исследований горизонтальных скважин в процессе их проведения по кривым восстановления забойного давления с нечеткими признаками позднего радиального потока либо с его отсутствием, что значительно сокращает время простоя скважин.

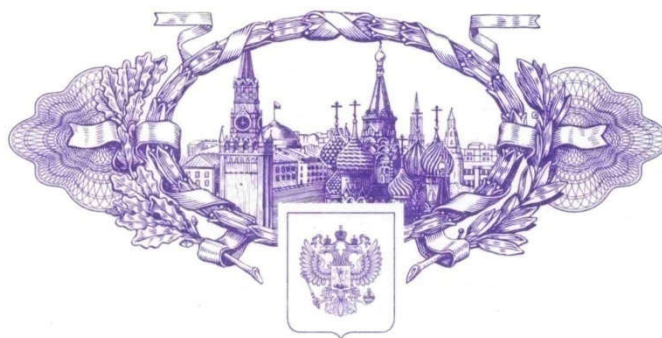
Полученные Донг Ван Хоанг и отраженные в его диссертационной работе модели, алгоритмы и программные средства адаптивной идентификации и диагностики фильтрационных потоков были использованы в ООО «ИЦ ГазИнформПласт» при обработке результатов ГДИ ГС по кривой восстановления забойного давления.

**Заместитель главного геолога –  
 начальник геологического отдела  
 ООО «ИЦ ГазИнформПласт»**

 **Е.А. Ким**

## Приложение 3. Свидетельства о регистрации программ на ЭВМ

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



## СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2018665608

Адаптивная диагностика потоков по кривой восстановления  
давления горизонтальных скважин (Adaptive Diagnostics  
KVD HWT 1.0)

Правообладатель: *федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«Национальный исследовательский Томский политехнический  
университет» (RU)*

Авторы: *Донг Ван Хоанг (VN),  
Сергеев Виктор Леонидович (RU)*

Заявка № 2018662936

Дата поступления 20 ноября 2018 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 06 декабря 2018 г.

Руководитель Федеральной службы  
по интеллектуальной собственности

 Г.П. Ивлиев

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



## СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2018664882

**Адаптивная интерпретация гидродинамических исследований горизонтальных скважин с идентификацией псевдорadiaльного потока (Adaptive System KVD HWT 1.0)**

Правообладатель: *федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (RU)*

Авторы: *Донг Ван Хоанг (VN),  
Сергеев Виктор Леонидович (RU)*

Заявка № 2018662991

Дата поступления 20 ноября 2018 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 26 ноября 2018 г.

Руководитель Федеральной службы  
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлиев

