

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

На правах рукописи

Нгуен Тхак Хоай Фыонг

**МОДЕЛИ И АЛГОРИТМЫ АДАПТИВНОЙ ИДЕНТИФИКАЦИИ
ГАЗОВЫХ ПЛАСТОВ В ПРОЦЕССЕ ГАЗОГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ
ИССЛЕДОВАНИЙ 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 – 2019 г.

ОГЛАВЛЕНИЕ

	стр.
Введение.....	4
1. Традиционные и современные методы идентификации и обработки результатов ГГДИС	10
1.1. Традиционные методы, модели и алгоритмы идентификации и обработки результатов ГГДИС.....	10
1.2. Современные методы адаптивной идентификации ГГДИС.....	28
1.3. Выводы по главе 1.....	38
2. Модели и алгоритмы адаптивной идентификации результатов ГГДИС по ИК. 39	
2.1. Адаптивная идентификация результатов ГГДИС по ИК с использованием закона фильтрации Форхгеймера	39
2.2. Адаптивная идентификация результатов ГГДИС по ИК с использованием степенного закона фильтрации.....	47
2.3. Метод адаптивной идентификации ГГДИС по ИК с размножением данных	56
2.4. Выводы по главе 2.....	68
3. Модели и алгоритмы адаптивной идентификации ГГДИС на неустановившихся режимах фильтрации (КВД, ИК-КВД).....	70
3.1. Модели и алгоритмы обработки результатов ГГДИС с идентификацией начального участка КВД	70
3.2. Модели и алгоритмы идентификации начального участка КВД в адаптивном методе ДМД.....	77
3.3. Рекуррентные алгоритмы идентификации ГГДИС по КВД.....	85
3.4. Модели и алгоритмы адаптивной идентификации комбинированных ГГДИС (ИК-КВД)	89
3.5. Вывод по главе 3	99

Заключение	100
Список литературы	102
Приложение 1. Основные сокращения и обозначения.....	116
Приложение 2. Акт о внедрении.....	117
Приложение 3. Свидетельства о регистрации программ на ЭВМ	118

Введение

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

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

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

определять не только параметры нефтяных и газовых пластов, но и время завершения исследований, что существенно сокращает простои скважин.

Однако остаются нерешенные вопросы, связанные с повышением точности ГГДИС на установившихся режимах фильтрации по индикаторной кривой (ИК) при малом объеме промысловых данных забойного давления и дебитов скважин в условиях неточно заданных значений пластового давления. К актуальным задачам относится проблема обработки коротких, невосстановленных по разным техническим причинам, кривых восстановления забойного давления (КВД) в условиях неопределенности модели начального участка забойного давления. Важной является проблема адаптивной интерпретации комбинированных ГГДИС (ИК-КВД) для увеличения точности определения параметров газовых пластов и сокращения вычислительных затрат, что вызывает необходимость разработки адаптивных рекуррентных процедур идентификации для обработки больших массивов промысловых данных забойного давления в режиме реального времени.

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

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

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

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

Задачи исследования:

1. Разработка и исследование моделей и алгоритмов адаптивной идентификации газовых пластов для определения коэффициентов

фильтрационного сопротивления и пластового давления в процессе ГГДИС на установившихся режимах фильтрации по индикаторной кривой.

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

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

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

Научная новизна.

1. Разработаны интегрированные системы модели газогидродинамических параметров скважины на установившихся и неустановившихся режимах фильтрации (ИК, КВД) с переменными, зависящими от времени, параметрами с учетом и корректировкой дополнительной информации.

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

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

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

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

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

Положения, выносимые на защиту.

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

- определять оптимальные, в смысле заданных показателей качества, значения пластового давления, коэффициентов фильтрационных сопротивлений в процессе проведения исследований; количество режимов испытаний скважин, что значительно сокращает время газогидродинамических исследований;

- учитывать и корректировать дополнительную информацию о пластовом давлении и коэффициентах фильтрационных сопротивлений;

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

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

- определять оптимальные значения фильтрационных параметров, энергетическое состояние газовых пластов и степень загрязнения призабойной зоны скважины в процессе проведения газогидродинамических исследований в условиях неопределенности модели начального участка кривой восстановления давления;

- определять время завершения газогидродинамических исследований в процессе их проведения, что в совокупности с идентификацией начального участка КВД значительно сокращает время простоя скважин;

- учитывать и корректировать дополнительную информацию, что повышает точность определения фильтрационных параметров и энергетическое состояние газовых пластов.

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

- сократить число режимов испытаний по ИК и время проведения исследований по КВД;

- повысить точность определения параметров газовых пластов и степени загрязнения призабойной зоны скважины.

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

телеметрическими системами; комплекс программ, реализующий алгоритмы адаптивной идентификации газовых пластов по ИК и КВД.

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

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

Структура и объем работы. Содержание диссертации состоит из введения, трех глав, заключения, списка литературы из 115 названий. Содержание работы изложено на 119 страницах основного текста, иллюстрировано 53 рисунками и 11 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.

1. Традиционные и современные методы идентификации и обработки результатов ГГДИС

В данной главе рассмотрены проблемы классических методов ГГДИС при решении задач планирования, проведения, идентификации и интерпретации результатов испытаний. Рассмотрены методические основы современного метода адаптивной идентификации и обработки результатов ГГДИС в процессе их проведения. Приведены примеры моделей и алгоритмов адаптивной идентификации и обработки результатов ГГДИС по КВД газовой скважины, показывающие целесообразность и возможность определения параметров газовых пластов в процессе проведения газогидродинамических исследований в промысловых условиях без участия квалифицированного интерпретатора.

1.1. Традиционные методы, модели и алгоритмы идентификации и обработки результатов ГГДИС

Для пояснения сути традиционных методов, моделей и алгоритмов обработки ГГДИС и возникающих при их использовании проблем рассмотрим основные этапы процесса интерпретации [2, 4, 11]:

- планирование ГГДИС;
- проведение ГГДИС;
- идентификация пластовых систем;
- интерпретация результатов ГГДИС.

Планирование ГГДИС. Одной из основных задач на этапе планирования ГГДИС является проблема определения времени завершения газогидродинамических исследований. Время завершения исследований при использовании традиционных графоаналитических методов обработки результатов ГГДИС по КВД часто связывают с наступлением радиального режима течения в пласте. Для

определения начала радиального режима течения используются аналитический и графоаналитический методы. Графоаналитический метод, реализованный в ряде отечественных и зарубежных программах, основан на визуальном анализе интерпретатором диагностического графика КВД и ее производной (см. рисунок 1.1) [98, 101, 102].

На рисунке 1.1 приведен график кривой восстановления давления и ее производной газовой скважины с выделенным участком радиального режима течения, начиная с 10 часов исследований.

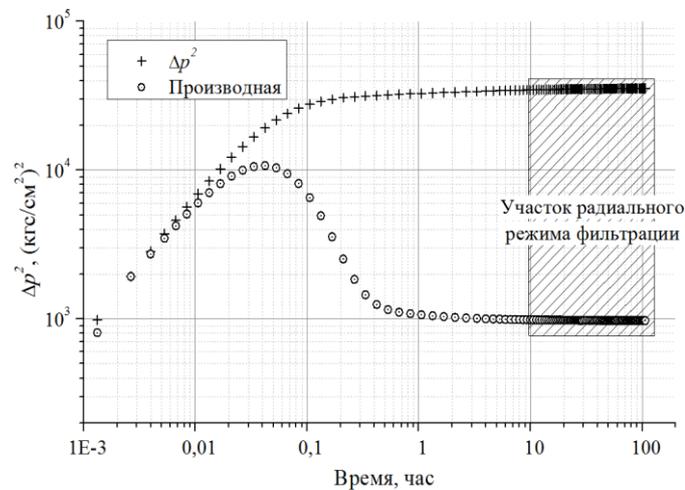


Рисунок 1.1. Диагностический график КВД и ее производной

На рисунке 1.2 наблюдается иная ситуация, показывающая отсутствие радиального режима течения (стабилизация производной КВД не наступает), что приводит к необходимости использования количественных критериев.

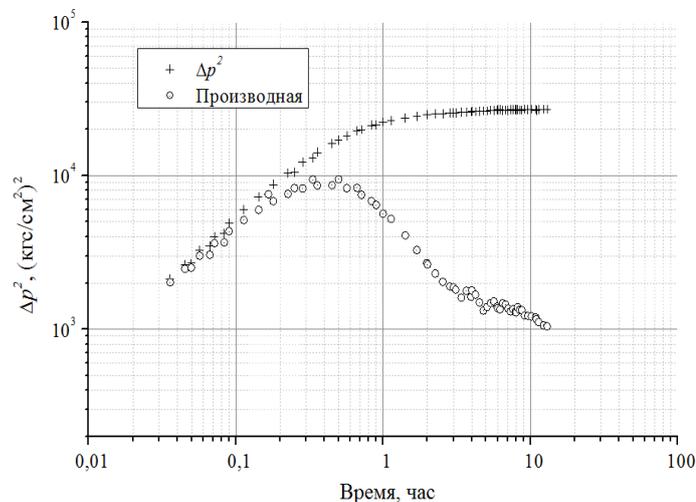


Рисунок 1.2. Диагностический график КВД и ее производной

Отметим, что наиболее известным количественным критерием определения времени начала радиального режима течения $t_{н.р}$ является зависимость [100]

$$t_{н.р} = \frac{C_s \mu_{нл}}{kh} F(S), \quad (1.1.1)$$

где k, h - проницаемость и эффективная толщина пласта; $C_s, \mu_{нл}$ - коэффициент влияния ствола скважины и вязкость газа; $F(S)$ - известная функция от скин-фактора S , зависящая от характеристик пласта.

Проблемой количественных критериев для оценки времени начала радиального режима фильтрации (в том числе и критерия (1.1.1) является наличие там параметров пласта и скважины (скин-фактор, проницаемость и коэффициент влияния ствола скважины), которые изначально неизвестны и подлежат определению.

В этой связи, решение задачи определения времени завершения газогидродинамических исследований приведенными выше аналитическими и графоаналитическими методами часто приводит к значительным простоям скважин и вызывает значительные трудности их использования в автоматизированных системах обработки результатов ГГДИС [3, 15, 16].

Проведение ГГДИС. Проведение ГГДИС для достижения целей исследований, получения необходимых для идентификации и обработки промысловых данных в нефтяных и газовых компаниях осуществляется с использованием двух основных методов исследований: на установившихся режимах фильтрации по ИК и неуставившихся режимах фильтрации по кривой восстановления и падения забойного давления (КВД, КПД, КВУ) [11, 20, 39, 42].

Технология проведения исследования газовых скважин на установившемся режиме фильтрации по ИК следует, что перед началом испытаний давление на устье скважин должно быть постоянным. Исследование необходимо проводить от меньших дебитов к большим (прямой ход). При этом скважину следует пускать в работу с небольшим дебитом до полной стабилизации давления и дебита. Забойное давление и дебит непрерывно регистрируются соответствующими

приборами и оборудованием, которые монтируют на скважине согласно схемам подключения скважины к газосборному пункту, изображенным на рисунках 1.3 и 1.4.

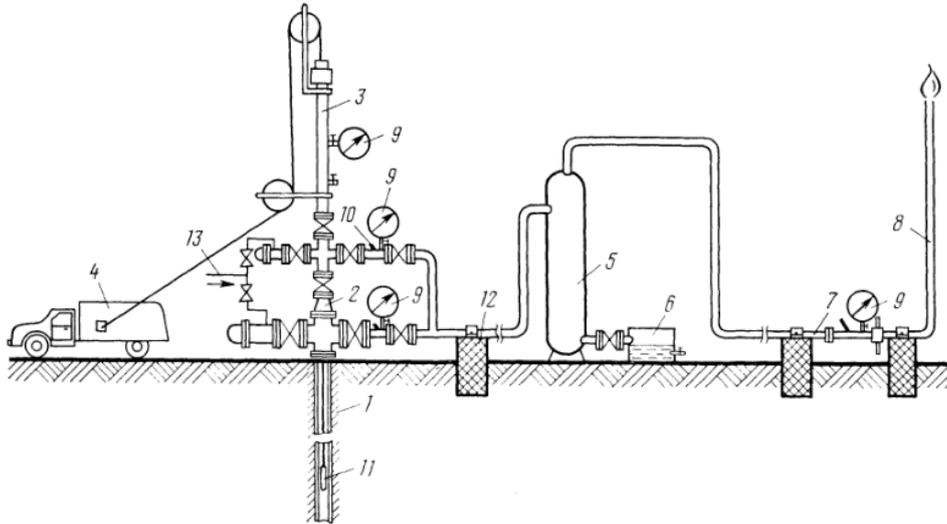


Рисунок 1.3. Схема оборудования на устье скважины

1 – скважина; 2 – фонтанная арматура; 3 – лубрикатор; 4 – лебедка; 5 – сепаратор; 6 – емкость для замера жидкости; 7 – диафрагменный измеритель критического истечения; 8 – факельная линия; 9 – манометры; 10 – термометр; 11 – глубинный прибор; 12 – крепление выкидной линии; 13 – линия ввода ингибитора

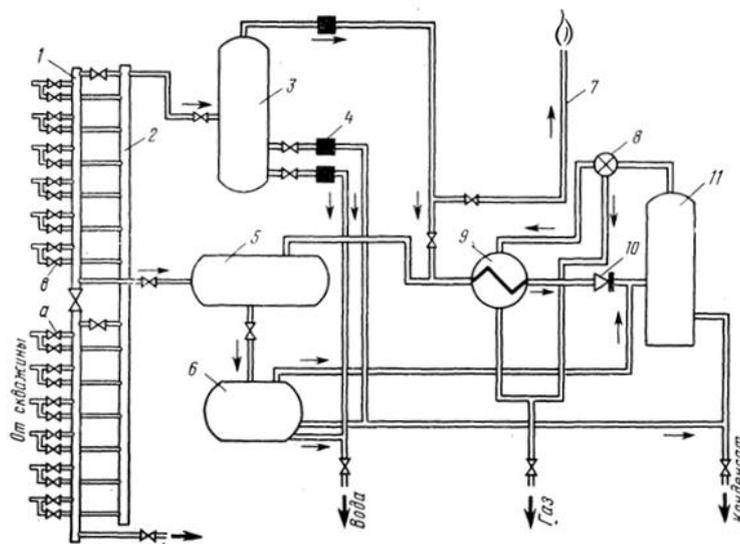


Рисунок 1.4. Оборудование устья скважины, подключенной к газосборному пункту

1 – блок входных ниток; 2 – линия контрольных замеров; 3 – контрольный сепаратор; 4 – узел замеров; 5 – сепаратор I ступени; 6 – разделительная емкость; 7 – факельная линия; 8 – регулятор теплового режима; 9 – теплообменник; 10 – регулируемый штуцер; 11 – сепаратор II ступени

Полный цикл изменения давления во времени на одном режиме с полной стабилизацией забойного давления и дебита, работой на режиме и с полным восстановлением давления после закрытия скважины показан на рисунке 1.5.

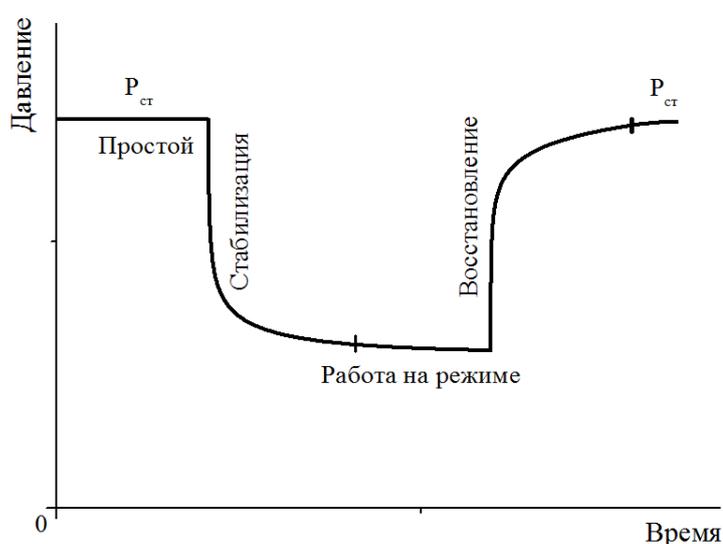


Рисунок 1.5. Цикл изменения забойного давления на одном режиме испытаний

Испытание скважин проводится не менее чем на пяти-шести режимах прямого и двух-трех режимах обратного хода. На всех режимах необходимо соблюдать условия, выполненные на первом режиме, и провести аналогичные замеры давления, температуры, дебита газа, жидкости и твердых частиц. Полный процесс снятия индикаторной кривой при установившихся режимах фильтрации газа показан на рисунке 1.6.

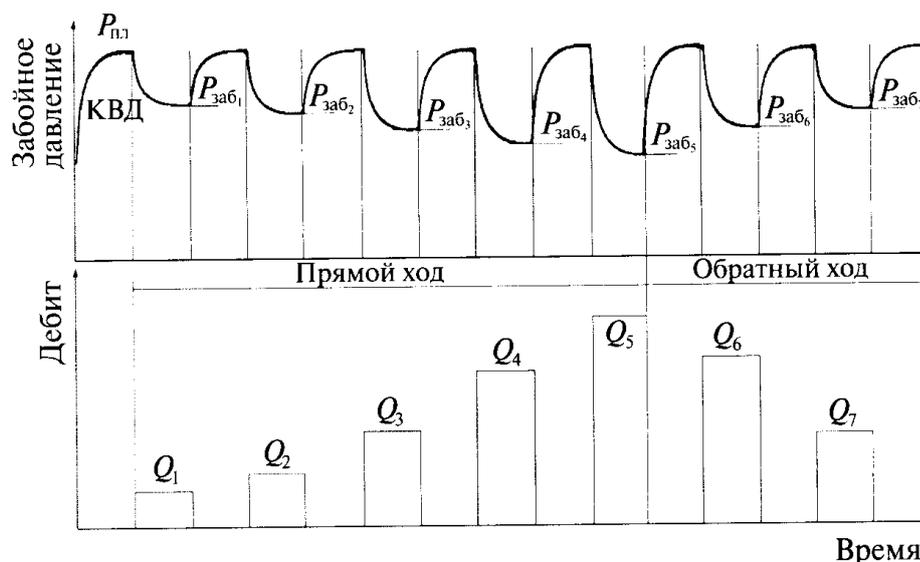


Рисунок 1.6. Схема исследований скважины на установившихся режимах фильтрации

В комбинированных ГГДИС (ИК-КВД) кривые восстановления забойного давления регистрируются в процессе проведения исследования по ИК на каждом режиме испытаний (см. рисунок 1.5, 1.6).

Для получения качественной КВД (см. рисунок 1.1) с помощью глубинных манометров на забое желательно, чтобы режим работы скважины до остановки был установившимся, что требует соответственно времени и увеличивает затраты на проведение исследований.

В настоящее время, в связи с внедрением интеллектуальных скважин, оснащенных информационными измерительными телеметрическими системами, появляется возможность определять параметры нефтяных и газовых пластов в режиме реального времени [29]. Пример регистрации данных комбинированных ГГДИС с использованием информационной телеметрической системы на четырех режимах испытаний представлен на рисунке 1.7.

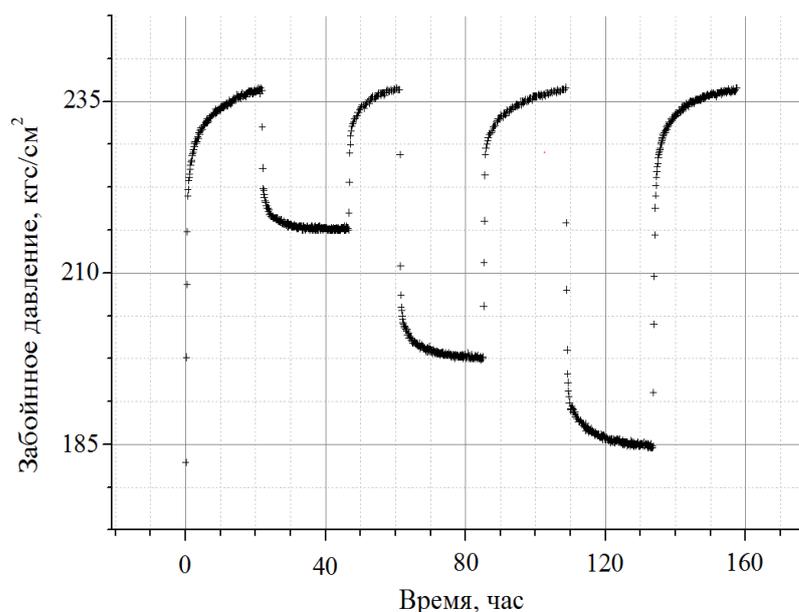


Рисунок 1.7. Регистрация данных ГГДИС информационными телеметрическими системами

Идентификация пластовых систем. Наиболее сложным этапом при использовании графоаналитических методов интерпретации ГГДИС является задача идентификации пластовых систем, требующая привлечения не только формальных методов накопленного опыта и знаний, но и участия квалифицированных специалистов интерпретаторов. Основной целью идентификации является задача определения вида и параметров моделей пластовых систем [6–8, 48, 49, 89]. Проблема идентификации пластовых систем относится к классу обратных задач и требует применения соответствующих методов системного анализа и обработки промысловых данных.

Наиболее используемыми традиционными методами идентификации ГГДИС являются [12, 13, 51, 67, 68, 80–83, 86]:

- метод детерминированных моментов давлений (ДМД);
- метод касательных (МК);
- метод наилучшего совмещения (метод наименьших квадратов – МНК);
- помехоустойчивые методы (метод регуляризации – МР, метод интегрированных моделей – МИМ).

Использование приведенных методов идентификации позволяет решить следующие задачи:

- определение вида модели нефтяных и газовых пластов путем расчета диагностического коэффициента на основе метода ДМД;
- определение параметров модели нефтяных и газовых пластов, обеспечение устойчивости оценок и повышение их точности.

Следует отметить, что задача определения вида моделей (задача структурной идентификации) решается в традиционных методах обработки результатов ГГДИС преимущественно с использованием графоаналитического подхода путем анализа поведения КВД, КПД и их производных по определенным диагностическим тестам [45, 98, 101].

Примером математической модели газовых пластов при интерпретации ГГДИС на установившихся режимах фильтрации по ИК является широко используемое в нефтегазовых компаниях России двухчленное уравнение Форхгеймера, представляющее зависимость дебита газа от потерь энергии пласта $(p_{nl}^2 - p_{3,i}^2)$ [5, 20, 21, 67, 68].

$$p_{nl}^2 - p_{3,i}^2 = C + aq_i + bq_i^2, i = \overline{1, n}, \quad (1.1.2)$$

где $p_{3,i}$ – забойное давление скважины на режиме номер i ; p_{nl} – начальное пластовое давление пласта; q_i – дебит скважины на режиме с номером i ; n – количество режимов исследований.

Уравнение (1.1.2) имеет физический смысл фильтрации газа к забою скважины, где коэффициенты фильтрационного сопротивления a и b , зависящие от геометрии зоны дренирования, несовершенства скважины, параметров пласта и свойств газа, определяются по формулам [20, 42, 67]:

$$a = \frac{\mu_{nl} z_{nl} \rho_{cm} T_{nl}}{2\pi kh T_{cm}} \left[\ln \left(\frac{r_k}{r_c} \right) + S_1 + S_2 \right] \quad (1.1.3)$$

$$b = \frac{\rho_{cm} z_{nl} \rho_{cm} T_{nl}}{2\pi^2 l h^2 T_{cm}} \left[\frac{1}{r_c} - \frac{1}{r_k} + S_3 + S_4 \right] \quad (1.1.4)$$

где μ_{nl}, z_{nl} – коэффициенты вязкости и сверхсжимаемости газа при пластовых условиях; p_{cm}, T_{cm} – стандартные давление и температура соответственно; T_{nl} – пластовая температура; h – толщина пласта; k – проницаемость пласта; l – коэффициент макрошероховатости пласта; S_1, S_3 – коэффициенты совершенства скважины по степени вскрытия пласта; S_2, S_4 – коэффициенты совершенства скважины по характеру вскрытия пласта; r_k, r_c – радиус контура питания и радиус скважины; ρ_{cm} – плотность газа при стандартных условиях. Коэффициент C (1.1.2) не имеет физического смысла и введен для учета систематических ошибок вызванных рядом причин (появление жидкости на забое скважины, погрешности задания пластового давления, неадекватности модели и т.п.).

При обработке результатов ГГДИС на установившихся режимах фильтрации по ИК в зарубежных компаниях часто используется степенной закон фильтрации газа вида [95–97, 111].

$$q_i = \lambda \left(p_{nl}^2 - p_{s,i}^2 \right)^\gamma, i = \overline{1, n}, \quad (1.1.5)$$

где λ – коэффициент продуктивности; γ – постоянный коэффициент, теоретическое значение γ в диапазоне от 0,5 (турбулентный поток) до 1,0 (ламинарный поток).

Математической основой для анализа ГГДИС на неустановившихся режимах фильтрации в радиальных координатах является уравнение пьезопроводности, представляющее (однофазное, одномерное) течение реального газа в пористой среде [20, 68, 89]

$$\frac{kp}{m_0} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{1}{\mu(p)z(p)} \frac{\partial p^2}{\partial r} \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{p^2}{z(p)} \right) \quad (1.1.6)$$

с начальными и граничными условиями вида:

- установившееся давление по всему пласту перед началом исследований, $p(r, 0) = p_0(r), r \in [r_c, r_k]$, где $p_0(r)$ – распределение давления от контура питания r_k до скважины;

- бесконечный пласт (влияние границ не существенно), $p(r_k, t) = p_{nl}$. Давление на контуре питания скважины постоянно и равно пластовому давлению;
- радиус скважины мал по сравнению с радиусом контура питания (радиусом исследования), $r_c \ll r_k$;
- скважина работает с постоянным дебитом, $q = \frac{2\pi r_c kh}{\mu_{nl}} \frac{p T_{cm}}{P_{cm} T_{nl} z_{nl}} \frac{\partial p}{\partial r}$, $t > 0$.

где m_0 – пористость пласта; $z(p_{nl}) = z_{nl}$, $\mu(p_{nl}) = \mu_{nl}$ – коэффициент сверхсжимаемости и вязкость газа при пластовых условиях; $\frac{kp}{m_0 \mu_{nl}} \cong \frac{kp_{nl}}{m_0 \mu_{nl}} = \chi$ – коэффициент пьезопроводности.

В соответствии с граничными условиями аналитическое решение дифференциального уравнения имеет вид [20]:

$$p_{nl}^2 - p_3^2(r_0, t) = \frac{q \mu_{nl} z_{nl} P_{cm} T_{nl}}{2\pi kh T_{cm}} \left[-Ei \left(-\frac{r_0^2}{4\chi t} \right) \right] \quad (1.1.7)$$

где $p_3(r_0, t)$ – забойное давление укрупненной фиктивной скважины радиусом r_0 , за пределами которой имеет место линейный закон фильтрации; q – дебит скважины; $\left[-Ei \left(-\frac{r_0^2}{4\chi t} \right) \right]$ – интегральная показательная функция, которая

приближенно может быть замена равенством $-Ei \left(-\frac{r_0^2}{4\chi t} \right) \approx \ln \left(\frac{4\chi t}{r_0^2} \right) - 0,5772$.

В призабойной зоне скважины при $r_c \leq r \leq r_0$, скорость фильтрации газа значительно возрастает, что приводит к нарушению линейного закона. В этой связи приток газа к скважине может быть представлен зависимостью вида [20]

$$p_{nl}^2 - p_3^2(t) = \frac{q z_{nl} P_{cm} T_{nl}}{2\pi \sigma T_{cm}} \left[-Ei \left(-\frac{r_0^2}{4\chi t} \right) \right] + \frac{q z_{nl} P_{cm} T_{nl}}{2\pi \sigma T_{cm}} \ln \left(\frac{r_0^2}{r_{np}^2} \right) + bq^2 \quad (1.1.8)$$

где $\sigma = \frac{kh}{\mu_{nl}}$ – коэффициент гидропроводности пласта; b – коэффициент фильтрационного сопротивления модели ИК (1.1.2); r_{np} – приведенный радиус скважины (фиктивный радиус скважины, при котором скважина считается совершенной); p_{cm} – стандартное давление; T_{nl}, T_{cm} – пластовая и стандартная температура.

Важным параметром ГГДИС, с использованием приведенного радиуса r_{np} (1.1.8), является скин-фактор скважины S [20, 91]:

$$S = \ln \left(\frac{r_c}{r_{np}} \right). \quad (1.1.9)$$

Скин-фактор характеризует несовершенство вскрытия пласта, загрязнение околоскважинной (призабойной) зоны скважины.

Следует отметить, что при обработке результатов ГГДИС используется более простое, по сравнению с (1.1.8), уравнение притока газа к скважине вида [2, 20, 68]

$$p_{nl}^2 - p_3^2(t) = \frac{qz_{nl}p_{cm}T_{nl}}{2\pi\sigma T_{cm}} \lg \left(\frac{2,25\chi t}{r_{np}^2} \right) + bq^2 \quad (1.1.10)$$

Для скважины, работающей до закрытия с постоянным дебитом q_0 и забойным давлением $p_{3,0}$, уравнение притока газа к скважине имеет вид

$$p_3^2(t) = p_{3,0}^2 + \frac{q_0z_{nl}p_{cm}T_{nl}}{2\pi\sigma T_{cm}} \lg \left(\frac{2,25\chi t}{r_{np}^2} \right) + bq_0^2 \quad (1.1.11)$$

При решении задачи идентификации формулу (1.1.11) представляют в виде

$$p_3^2(t_n) = \alpha_1 + \alpha_2 \lg(t_n), n = \overline{1, n_t} \quad (1.1.12)$$

где параметры $\alpha_1 = p_{3,0}^2 + \frac{42,4 \cdot q_0z_{nl}p_{cm}T_{nl}}{\sigma T_{cm}} \lg \left(\frac{2,25\chi}{r_{np}^2} \right) + bq_0^2$; и $\alpha_2 = \frac{42,4 \cdot q_0z_{nl}p_{cm}T_{nl}}{\sigma T_{cm}}$

определяют по измеренным значениям забойного давления $p_3(t_n)$.

Уравнение (1.1.12) широко используется в качестве базовой модели газовых пластов при интерпретации ГГДИС на неустановившихся режимах фильтрации в условиях постоянного дебита скважины перед ее остановкой. В условиях переменного дебита используется уравнение Дюамеля [37, 49, 86]:

$$p_3^2(t) = p_{3,0}^2 + \frac{z_{nl} p_{cm} T_{nl}}{2\pi\sigma T_{cm}} \int_{t_0}^t \frac{q_0 - q(\tau)}{t - \tau} \exp\left[-\frac{r_{np}^2}{4\chi(t - \tau)}\right] d\tau, \quad (1.1.13)$$

которое представляет процесс восстановления забойного давления после остановки скважины.

Более простой моделью газовых пластов, используемой при обработке результатов ГГДИС по КВД, в условиях переменного дебита скважины, является уравнение вида [91]:

$$p_3^2(t) = p_{3,0}^2 + \frac{q_1 z_{nl} p_{cm} T_{nl}}{2\pi\sigma T_{cm}} \ln\left(\frac{2,25\chi}{r_{np}^2}\right) + b q_1^2 + \frac{q_1 z_{nl} p_{cm} T_{nl}}{2\pi\sigma T_{cm}} \psi(t), \quad (1.1.14)$$

$$\psi(t) = \ln \frac{t(\tau_n - \tau_{n-1})}{\tau_n - \tau_{n-1} + t} + \sum_{j=1}^{n-1} \frac{q_j}{q_n} \ln \frac{(\tau_n - \tau_{j-1} + t)(\tau_n - \tau_{j-1})}{(\tau_n - \tau_j)(\tau_n - \tau_j + t)} \quad (1.1.15)$$

где q_1, q_2, \dots, q_n – дебиты скважины на различных режимах ее работы; $\tau_1, \tau_2, \dots, \tau_n$ – время работы скважины на режимах; t – время восстановления давления с момента остановки скважины; n – количество режимов; j – порядковый номер режима.

Для решения задач идентификации и интерпретации результатов ГГДИС на установившихся и неустановившихся режимах фильтрации используется дискретная стохастическая модель газового пласта вида [74, 81]:

$$y^*(t_i) = y(t_i) + \xi_i = f(t_i, \mathbf{a}, x^*(t_i)) + \xi_i, i = \overline{1, n} \quad (1.1.16)$$

где $y^*(t_i), x^*(t_i)$ – измеренные значения забойного давления, дебита, динамических уровней скважины и т.д. (предполагается, что величины $x^*(t_i)$ измеряются точно); $y(t_i)$ – вычисленные на основе модели $f(t_i, \mathbf{a}, x(t_i))$ значения газогидродинамических параметров в моменты времени t_i ; $\mathbf{a} = (\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_m)$ – вектор неизвестных параметров; n – объем данных измеренных значений

гидродинамических параметров; ξ_i – случайные величины, представляющие различные ошибки измерений газогидродинамических параметров, ошибки выбора модели и т.п.

Линейные по параметрам модели нефтяных и газовых пластов удобно представлять в унифицированном матричном виде [74, 81]

$$\mathbf{y}^* = F \mathbf{a} + \xi \quad (1.1.17)$$

где $\mathbf{y}^* = (y^*(t_i), i = \overline{1, n})$, – вектор измеренных зависимых значений газогидродинамических параметров в моменты времени t_i ; $F = (\varphi_j(t_i, x^*(t_i)), i = \overline{1, n}, j = \overline{1, m})$ – матрица значений известных функций $\varphi_j(t_i, x^*(t_i))$ от выходных независимых значений газогидродинамических параметров, вычисленных в точках t_i ; $\xi = (\xi_i, i = \overline{1, n})$ – вектор случайных величин.

Задача идентификации по определению параметров модели (1.1.16) и (1.1.17) может быть сформулирована в оптимизационной постановке

$$\mathbf{a}^* = \arg \min_{\mathbf{a}} J(\mathbf{a}) \quad (1.1.18)$$

где под вектором оценок параметров \mathbf{a}^* понимается точка минимума функционала качества $J(\mathbf{a}^*) = \min_{\mathbf{a}} J(\mathbf{a})$.

Различные традиционные методы решения задачи идентификации для линейных (1.1.2), (1.1.12) и нелинейных по параметрам моделей пластовых систем (1.1.5), (1.1.13) связаны в общем виде с выбором вида показателя качества $J(\mathbf{a})$ и метода решения оптимизационной задачи (1.1.18). Задача идентификации (1.1.18) сводится к решению систем нелинейных уравнений вида:

$$\frac{\partial J(\mathbf{a})}{\partial \mathbf{a}} = \frac{\partial J(\mathbf{a})}{\partial \alpha_j} = 0, j = \overline{1, m}. \quad (1.1.19)$$

Для линейных систем (1.1.17) и квадратичных показателей качества

$$J(\mathbf{a}) = \sum_{i=1}^n \left[y^*(t_i) - \sum_{j=1}^m \alpha_j \cdot \varphi_j(t_i, x^*(t_i)) \right]^2 = \|\mathbf{y}^* - F \mathbf{a}\|^2 \quad (1.1.20)$$

оптимизационная задача (1.1.18), как в методе наилучшего совмещения (наименьших квадратов), сводится к решению системы линейных алгебраических уравнений (СЛУ)

$$(F^T F) \cdot \mathbf{a} = F^T \mathbf{y}^* . \quad (1.1.21)$$

Для нелинейных систем (1.1.16) решение оптимизационной задачи (1.1.18) методом Гаусса-Ньютона сводится к последовательному уточнению параметров [22, 64, 74, 81]

$$\mathbf{a}^i = \mathbf{a}^{i-1} + h_i \cdot \Delta \mathbf{a}^{i-1}, \quad i = 1, 2, 3, \dots, \quad (1.1.22)$$

а вектор параметров $\Delta \mathbf{a}^{i-1}$ определяется из решения системы линейных уравнений вида

$$(D_0^T D_0)^{i-1} \Delta \mathbf{a}^{i-1} = D_0^T \mathbf{e}_y^* \quad (1.1.23)$$

где $D_0 = \left(\frac{\partial f(t_i, \mathbf{a}, x^*(t_i))}{\partial \alpha_j}, i = \overline{1, n}, j = \overline{1, m} \right)_{n, m}$ – матрица частных производных по

параметрам модели пластовых систем, вычисленных в моменты времени $t_i, i = \overline{1, n}$; $\mathbf{e}_y^* = (y^*(t_i) - f(t_i, \mathbf{a}, x^*(t_i)), i = \overline{1, n})^T$ – вектор невязок между фактическими и модельными значениями; h_i – параметр шага.

В случае плохой обусловленности матриц $F^T F$ и $D^T D$ (1.1.21), (1.1.23) для обеспечения устойчивости оценок параметров \mathbf{a} используются методы регуляризации [9, 18, 19, 26, 35].

Следует отметить, что наиболее универсальным способом решения задач идентификации ГГДИС, является метод интегрированных моделей, который обеспечивает не только устойчивость оценок параметров пластов в различных экстремальных ситуациях, но и повышает их точность при малом объеме промысловых данных [34, 74, 80–83].

В основе метода интегрированных моделей используется система уравнений вида [74, 81]

$$\begin{cases} y^*(t_i) = f_0(t_i, \mathbf{a}, x^*(t_i)) + \xi_i, i = \overline{1, n}, \\ \bar{z}_l = f_{a,l}(\mathbf{a}, y, x) + v_l, l = \overline{1, p} \end{cases} \quad (1.1.24)$$

где $y^*(t_i), x^*(t_i)$, – измеренные значения газогидродинамических параметров (дебитов, забойного давления, динамических уровней скважины и т.д.); $\bar{z}_l, l = \overline{1, p}$ – представляют различные дополнительные данные и экспертные оценки; $f_{a,l}(\alpha, y, x)$ – модель объектов аналогов для формализованного представления дополнительных данных и экспертных оценок $\bar{z}_l, l = \overline{1, p}$; ξ_i, ν_i – случайные величины, представляющие погрешности измерений газогидродинамических параметров, ошибки дополнительных данных, экспертных оценок и т.п.

Объединение газогидродинамических параметров и дополнительных данных и экспертных оценок $\bar{z}_l, l = \overline{1, p}$ в единую интегрированную систему моделей (1.1.24), дает новые возможности воспроизводить целостные системные свойства нефтяных и газовых пластов. Это обеспечивает устойчивость процедур решения задач идентификации ГГДИС, существенно повышает точность оценок параметров газовых пластов [74, 80–83].

Следует отметить, что задача идентификации по определению параметров пластовых систем при использовании интегрированных моделей (1.1.24) сводится к решению двух оптимизационных задач

$$\alpha^*(\beta) = \arg \min_{\alpha \in R_m} \Phi(\alpha, \beta), \quad (1.1.25)$$

$$\beta^* = \arg \min_{\beta \in R_m} J_0(\alpha^*(\beta)), \quad (1.1.26)$$

где $\Phi(\alpha, \beta)$ – общий показатель качества, состоящий из критерия качества модели газогидродинамических параметров $J_0(\alpha)$ и показателя качества модели объектов аналогов $J_{a,l}(\alpha), l = \overline{1, p}$; $\beta_l, l = \overline{1, p}$ – управляющие параметры, характеризующие значимость (вес) дополнительных данных и экспертных оценок \bar{z}_l .

Метод интегрированных моделей широко используется при решении задач идентификации ГГДИС с использованием линейных и нелинейных интегрированных моделей газогидродинамических параметров [74, 81]. Так, например, для линейных ИСМ пластовых систем, представленных в матричном виде

$$\begin{cases} \mathbf{y}^* = F_0 \boldsymbol{\alpha} + \boldsymbol{\xi}, \\ \bar{\mathbf{z}} = F_a \boldsymbol{\alpha} + \mathbf{v} \end{cases} \quad (1.1.27)$$

оптимизационная задача (1.1.25), при использовании показателей качества метода наименьших квадратов,

$$\Phi(\boldsymbol{\alpha}, \boldsymbol{\beta}) = \|\mathbf{y}^* - F_0 \boldsymbol{\alpha}\|^2 + \|\bar{\mathbf{z}} - F_a \boldsymbol{\alpha}\|_{W(\boldsymbol{\beta})}^2, \quad (1.1.28)$$

сводится к системе линейных уравнений вида

$$(F_0^T F_0 + F_a^T W(\boldsymbol{\beta}) F_a) \boldsymbol{\alpha} = F_0^T \mathbf{y}^* + F_a^T W(\boldsymbol{\beta}) \bar{\mathbf{z}}, \quad (1.1.29)$$

где $F_0 = (\varphi_l(t_i, x^*(t_i)), i = \overline{1, n}, l = \overline{1, p})$ – матрица модели газогидродинамических параметров; $F_a = (\varphi_{a,l}(y(t_i), x(t_i)), i = \overline{1, n}, l = \overline{1, p})$ – матрица модели объектов аналогов; $\bar{\mathbf{z}}$ – вектор дополнительных данных; $\boldsymbol{\xi}, \mathbf{v}$ – вектор случайных величин; $W(\boldsymbol{\beta}) = \text{diag}(\beta_l, l = \overline{1, p})$ – диагональная матрица управляющих параметров.

Для нелинейных ИСМ вида (1.1.24) задача параметрического синтеза (1.1.25) с использованием метода Гаусса-Ньютона сводится к последовательному уточнению параметров

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

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

$$A^{i-1} \Delta \boldsymbol{\alpha}^{i-1} = B^{i-1},$$

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

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

параметрам от моделей объектов аналогов.

Подбор адекватной модели пласта на всем диапазоне промысловых данных газогидродинамических параметров, полученных при проведении ГГДИС, представляет достаточно сложную задачу параметрического и структурного синтеза. В этой связи обработку результатов ГГДИС проводят не на всем

диапазоне промысловых данных, а на выделенном участке, который в практике нефтегазодобычи часто называют базовым интервалом обработки. Например, критерием выделения базового интервала обработки результатов ГГДИС по КВД при классическом подходе является стабилизация производной забойного давления (см. рисунок 1.1) [98, 101], а выделенный для обработки участок принято называть интервалом радиального потока.

Определение базового участка обработки при идентификации и интерпретации ГГДИС осуществляется с привлечением квалифицированных специалистов и часто приводит к значительным ошибкам при определении параметров пласта и скважины, особенно при малом объеме промысловых данных на выделенном участке. Значительные ошибки определения параметров пласта обусловлены действием ряда различных факторов, таких как влияние границ пласта, соседних скважин из окружения, неоднородность пласта, переменный дебит скважины перед ее остановкой и т.п. [11, 37, 67, 68, 102].

Эффективным методом идентификации ГГДИС, повышающим точность оценок параметров нефтяных и газовых пластов на выделенном участке промысловых данных, является метод интегрированных моделей с учетом дополнительной информации [74, 81].

Интерпретация результатов ГГДИС. Задача интерпретации позволяет осуществить переход от оценок параметров газогидродинамических моделей вида (1.1.2), (1.1.5), (1.1.11), (1.1.13) к параметрам нефтяных и газовых пластов. Так, например, используя оценки коэффициентов моделей ИК КВД (1.1.2), (1.1.8) $a^*, b^*, \alpha_1^*, \alpha_2^*$ нетрудно получить фильтрационные характеристики пласта, пластового давления и скин-фактор скважины $\sigma^*, \chi^*, P_{nl}^*, S^*$ соответственно:

$$\sigma^* = f(\alpha_2^*) = \frac{42,4q_0z_{nl}T_{nl}p_{cm}}{\alpha_2^*T_{cm}} \quad (1.1.31)$$

$$P_{nl}^* = f(\alpha_1^*, \alpha_2^*) = \sqrt{\alpha_1^* + \alpha_2^* \lg(T_p)} \quad (1.1.32)$$

$$\chi^* = f(\alpha_1^*, \alpha_2^*) = \frac{\sigma^* P_{nl}^*}{hm_0} \quad (1.1.33)$$

$$S^* = f(\alpha_1^*, \alpha_2^*, b^*) = \ln \left(\frac{r_c}{r_{np}^*} \right) \quad (1.1.34)$$

По аналогии с (1.1.31)–(1.1.34) можно определить радиус контура питания скважины r_k , коэффициент влияния ствола C_s и другие параметры пласта и скважины.

Схемы традиционного и современного организационно-технологического процесса ГГДИС приведены на рисунках 1.8, 1.9.

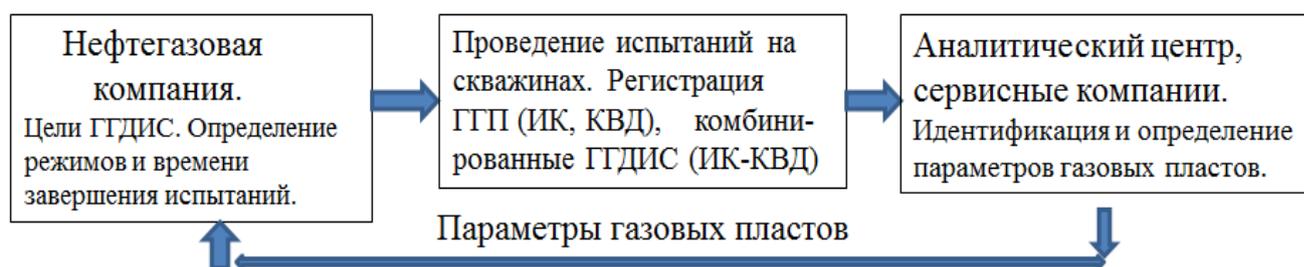


Рисунок 1.8. Схема традиционного организационно-технологического процесса ГГДИС

Идентификация и определение параметров газовых пластов в схеме традиционного организационно-технологического процесса ГГДИС проводится опытным интерпретатором с использованием графоаналитических методов.

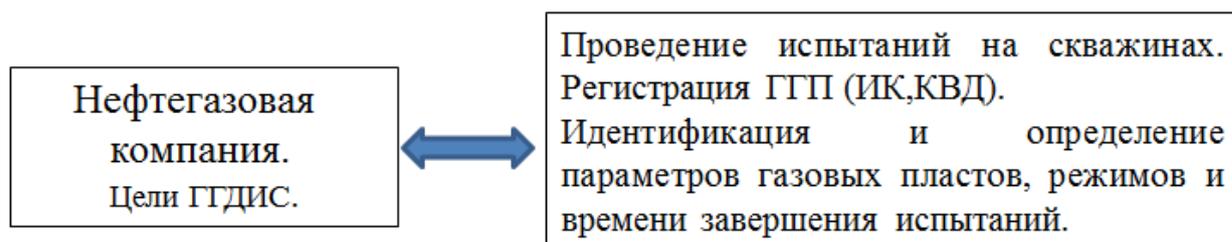


Рисунок 1.9. Схема современного организационно-технологического процесса ГГДИС

Идентификация и определение параметров газовых пластов, режимов и времени завершения испытаний в схеме современного организационно-технологического процесса ГГДИС проводится на скважинах в процессе регистрации газогидродинамических параметров (ГГП) (без участия

квалифицированного интерпретатора). Для реализации этой схемы требуется создание соответствующих моделей, алгоритмов и программных средств.

1.2. Современные методы адаптивной идентификации ГГДИС

В основе технологии проектирования адаптивных систем идентификации и обработки результатов ГГДИС в автоматизированных системах мониторинга и управления работой скважин и пластов используется интегрированная система моделей нефтяных и газовых пластов с нестационарными параметрами $\alpha(t_n)$ вида [3, 15, 16, 52–62, 69–71]

$$\begin{cases} y^*(t_n) = f_0(t_n, \alpha(t_n), x^*(t_n)) + \xi_n, n = \overline{1, n_k}, \\ h_{\kappa.l,n} \bar{z}_l = f_{a.l}(t_n, \alpha(t_n), y, x) + v_l, l = \overline{1, p} \end{cases} \quad (1.2.1)$$

где $\alpha(t_n)$ – неизвестные однозначные функции дискретного времени; \bar{z}_l – экспертные оценки параметров пласта и скважины, известные к началу проведения исследований; $h_{\kappa.l,n}$ – параметр корректировки экспертных оценок.

Отличительная особенность модели (1.2.1) от ИСМ с постоянными параметрами (1.1.24) в методе интегрированных моделей заключается в том, что время завершения исследований t_k является неизвестной величиной и подлежит определению наряду с $\alpha(t_n)$.

Суть метода адаптивной идентификации заключается в способе определения параметров $\alpha(t_n)$ по ограниченному набору промысловых данных $y^*(t_i), x^*(t_i), i \in \overline{1, n}$, обучающего интервала обработки $(t_n - t_i) \in [t_1, t_n]$ [112]. Обучающий интервал обработки определяется с помощью весовой функции $w_n((t_n - t_i) / h_{3,n})$, где h_3 , часто называют параметром забывания [1, 19, 36, 112]. В пределах обучающего интервала модель $f_0(t_n, \alpha(t_n), x^*(t_n))$ (1.2.1) с переменными

параметрами $\mathbf{a}(t_n)$ может быть представлена моделью $f_0(t_n, \mathbf{a}(t^*), x^*(t_n))$ с постоянными параметрами $\mathbf{a}(t^*)$ в окрестности некоторой точки $t^* \in [t_1, t_n]$.

Процесс адаптивной идентификации (1.2.1), по аналогии с (1.1.25), (1.1.26), полагая $t^* = t_n$, сводится к решению оптимизационных задач [62, 76, 77]

$$\mathbf{a}_n^*(\omega_n) = \arg \min_{\mathbf{a}_n} \Phi(t_n, \mathbf{a}_n, \omega_n), \quad (1.2.2)$$

$$\omega_n^* = \arg \min_{\omega_n} J_0(t_n, \mathbf{a}_n^*(\omega_n)), n = \overline{1, n_k}, \quad (1.2.3)$$

где $\Phi(t_n, \mathbf{a}_n, \omega_n) = \Phi(J_0(t_n, \mathbf{a}_n, h_{3,n}), J_a(\mathbf{a}_n, \omega_n))$ – общий показатель качества ИСМ (1.2.1), заданный в виде функции (функционала) Φ от критерия качества модели газогидродинамических параметров

$$J_0(t_n, \mathbf{a}_n, h_{3,n}) = \sum_{i=1}^{n_k} w_n((t_n - t_i) / h_{3,n}) \psi_0(y^*(t_n) - f_0(t_n, \mathbf{a}(t_n), x(t_n))) \quad (1.2.4)$$

и критерия качества моделей объектов аналогов

$$J_a(\mathbf{a}_n, \omega_n) = \sum_{l=1}^p h_{p,l,n} \psi_a(h_{\kappa,l,n} \bar{z}_l - f_{a,l}(t_n, \mathbf{a}(t_n), y, x)) \quad (1.2.5)$$

где ψ_0, ψ_a – известные функции; $\omega_n^* = (h_{3,n}^*, h_{p,l,n}^*, h_{\kappa,l,n}^*, l = \overline{1, p})$ – объединенный вектор оценок управляющих параметров, состоящий из оценок параметра забывания $h_{3,n}^*$, параметров регуляризации $h_{p,l,n}^*, l = \overline{1, p}$ и корректировки экспертных оценок $h_{\kappa,l,n}^*, l = \overline{1, p}$. Следует отметить, что технология адаптивной идентификации (1.2.1)–(1.2.5) позволяет решать задачи параметрического синтеза для линейных и нелинейных интегрированных систем газогидродинамических параметров при использовании показателей качества, представленных функциями ψ_0, ψ_a . Например, для линейной ИСМ газогидродинамических параметров

$$\begin{cases} \mathbf{y}_n^* = F_{0,n} \mathbf{a}_n + \xi_n, \\ W(\mathbf{h}_{\kappa,n}) \bar{\mathbf{z}} = F_a \mathbf{a}_n + \eta_n, n = \overline{1, n_k} \end{cases}, \quad (1.2.6)$$

и общего показателя качества

$$\Phi(t_n, \mathbf{a}_n, \omega_n) = \left\| \mathbf{y}_n^* - F_{0,n} \mathbf{a}_n \right\|_{K(h_{3,n})}^2 + \left\| W(\mathbf{h}_{\kappa,n}) \bar{\mathbf{z}} - F_a \mathbf{a}_n \right\|_{W(\mathbf{h}_{p,n})}^2, \quad (1.2.7)$$

задача параметрического синтеза (1.2.2) сводится к решению систем линейных уравнений вида

$$A_n \mathbf{a}_n^*(\boldsymbol{\omega}_n) = B_n \quad (1.2.8)$$

$$A_n = (F_{0,n}^T K(h_{3,n}) F_{0,n} + F_a^T W(\mathbf{h}_{p,n}) F_a); B_n = (F_{0,n}^T K(h_{3,n}) \mathbf{y}_n^* + F_a^T W(\mathbf{h}_{p,n}) W(\mathbf{h}_{\kappa,n}) \bar{\mathbf{z}}),$$

где $K(h_{3,n}) = \text{diag}(w_n((t_n - t_i) / h_{3,n}), i = \overline{1, n})$ – матрица значений весовой функции $w((t - \tau) / h_3)$, простейшим примером которой является зависимость вида $w((t - \tau) / h_3) = 1$ при $t \in [(t - \tau) / h_3]$ и $w((t - \tau) / h_3) = 0$ при $t \notin [(t - \tau) / h_3]$; $W(\mathbf{h}_{p,n})$ – матрица значений параметров регуляризации; $W(\mathbf{h}_{\kappa,n})$ – матрица значений параметров корректировки экспертных оценок.

Для нелинейной ИСМ (1.2.1) и общего показателя качества, заданного в виде суммы частных квадратичных показателей качества ($\psi_0(x) = \psi_a(x) = x^2$), при использовании метода оптимизации Гаусса-Ньютона, задача (1.2.2) сводится к последовательному решению систем линейных алгебраических уравнений вида

$$\begin{cases} \mathbf{a}_{i,n}^* = \mathbf{a}_{i-1,n}^* + h_{i,n} \Delta \mathbf{a}_{(i-1),n}^*, \\ A_n \cdot \Delta \mathbf{a}_{(i-1),n}^* = B_n, n = \overline{1, n_k} \end{cases} \quad (1.2.9)$$

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

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

$$\text{где } D_{0,n} = \left(\frac{\partial f_0(t_i, \mathbf{a}_n, x^*(t_i))}{\partial \alpha_{j,n}}, i = \overline{1, n}, j = \overline{1, m} \right)_{n,m},$$

$$D_{a,n} = \left(\frac{\partial f_{a,l}(t_n, \mathbf{a}_n, y, x)}{\partial \alpha_{j,n}}, l = \overline{1, p}, j = \overline{1, m} \right)_{p,m} \quad \text{– матрицы частных производных по}$$

параметрам модели пластовых систем и моделей объектов аналогов;

$$\mathbf{e}_{0,n}^* = (y_i^* - f_0(t_i, \mathbf{a}_n, x^*(t_i))), i = \overline{1, n}, \bar{\mathbf{e}}_{a,n} = (\bar{z}_l - \partial f_{a,l}(t_n, \mathbf{a}_n, y, x), l = \overline{1, p}) \quad \text{– вектор}$$

невязок.

Следует отметить, что в силу суперпозиции оценок (1.2.8), (1.2.9)

$$\boldsymbol{\alpha}_n^*(h_{3,n}, \mathbf{h}_{p,n}, \mathbf{h}_{\kappa,n}) = \boldsymbol{\alpha}_{1,n}^*(h_{3,n}, \mathbf{h}_{p,n}) + \boldsymbol{\alpha}_{2,n}^*(h_{3,n}, \mathbf{h}_{p,n}, \mathbf{h}_{\kappa,n}),$$

где оценка $\boldsymbol{\alpha}_{1,n}^*(h_{3,n}, \mathbf{h}_{p,n})$ зависит только от параметра забывания и регуляризации, оптимизационную задачу (1.2.3) целесообразно разделить на последовательность более простых (возможно одномерных) экстремальных задач. Это дает возможность определения параметров регуляризации, корректировки и забывания путем решения более простых оптимизационных задач вида [77]:

$$\mathbf{h}_{p,n}^* = \arg \min_{\mathbf{h}_{p,n}} J_0(\boldsymbol{\alpha}_{1,n}^*(\bar{h}_{3,n}, \mathbf{h}_{p,n})) \quad (1.2.10)$$

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

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

где (1.2.10) – решение задачи определения параметров регуляризации $\mathbf{h}_{p,n}$ без учета дополнительных данных ($\mathbf{h}_{\kappa,n} = 0$) при заданном значении параметра забывания $\bar{h}_{3,n}$; (1.2.11) – решение задачи определения наилучших значений параметров корректировки $\mathbf{h}_{\kappa,n}$, при известных значениях параметров регуляризации $\mathbf{h}_{p,n}^*$ и параметра забывания $\bar{h}_{3,n}$; (1.2.12) – решение задачи определения наилучших значений параметра забывания $h_{3,n}$.

При решении многих практических задач целесообразно использовать один параметр регуляризации $\mathbf{h}_{p,n} = (h_{p,l,n}, l = \overline{1, p}) = h_{p,n}$ [84]. Тогда при $\mathbf{h}_{\kappa,n} = (h_{\kappa,l,n}, l = \overline{1, p}) = h_{\kappa,n}$ решение задач (1.2.10), (1.2.11) значительно упрощается и сводится к решению одномерных экстремальных задач. Возможны и другие упрощения решения оптимизационных задач (1.2.10)–(1.2.12). Например, известно, что модели газогидродинамических параметров ИК, КВД, КПД и т.п. представляются достаточно гладкими функциями, неподверженными резким изменениям. В данном случае, параметр забывания и регуляризации, а также вид весовой функции $w((t - \tau) / h_3)$ может быть легко определен из экспериментальных исследований [69, 76, 112], где последовательность

оптимизационных задач (1.2.10)–(1.2.12) сводится к одной экстремальной задаче по определению параметра корректировки (1.2.11).

Момент завершения газогидродинамических исследований определяется по критерию стабилизации оценок параметров $\alpha_n^*(\omega_n^*)$. При этом, за момент завершения исследований t_k^* принимается то значение времени t_n^* , при котором выполняется неравенство

$$\left| \frac{(\alpha_{j,n}^*(\omega_n^*) - \alpha_{j,n-i}^*(\omega_n^*))}{\alpha_{j,n}^*(\omega_n^*)} \right| \leq \varepsilon_j, i = 1, 2, 3; j = \overline{1, m} \quad (1.2.13)$$

где ε_j – заданная точность.

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

$$\begin{cases} y_n^* = p_{3,n}^{*2} - p_{3,0}^{*2} = \frac{42,4q_0 z_{nl} p_{cm} T_{nl}}{\sigma_n T_{cm}} \lg \left(\frac{2,25 \chi_n t_n}{r_{np,n}^2} \right) + bq_0^2 + \xi_n, \\ h_{\kappa,n} \bar{\sigma} = \sigma_n + \eta_n, \end{cases} \quad (1.2.14)$$

Для решения задачи идентификации представим ИСМ (1.2.14), по аналогии с (1.2.6) в матричном виде

$$\begin{cases} \mathbf{y}_n^* = F_{0,n} \mathbf{\alpha}_n + \boldsymbol{\xi}_n, \\ W(\mathbf{h}_{\kappa,n}) \bar{\boldsymbol{\alpha}} = \mathbf{\alpha}_n + \boldsymbol{\eta}_n, n = \overline{1, n_k} \end{cases} \quad (1.2.15)$$

где $\mathbf{y}_n^* = (p_{3,n}^{*2} - p_{3,0}^{*2}, n = \overline{1, n_k})$ – вектор фактических значений разности квадратов забойного давления скважин; $F_{0,n} = (\varphi_n = (1, \lg(t_n)), n = \overline{1, n_k})$ – матрица модели КВД; $\mathbf{\alpha}_n = (\alpha_{1,n}, \alpha_{2,n})$ – вектор неизвестных параметров модели КВД

$$\alpha_{1,n} = \alpha_{2,n} \lg \left(\frac{2,25 \chi_n}{r_{np,n}^2} \right) + bq_0^2 \quad \text{и} \quad \alpha_{2,n} = \frac{42,4q_0 z_{nl} p_{cm} T_{nl}}{\sigma_n T_{cm}} \quad (1.1.12), \quad \text{а}$$

$q_0, z_{nl}, p_{cm}, T_{nl}, T_{cm}, r_{np}, b$ определены в (1.1.7), (1.1.8); $p_{3,0}^*$ – забойное давление в

момент остановки скважины t_0 ; $\bar{\alpha} = (0, \bar{\alpha}_2)$ – вектор дополнительной информации и экспертных оценок параметров моделей КВД $\bar{\alpha}_1 = 0, \bar{\alpha}_2 = \frac{42,4q_0 z_{nl} p_{cm} T_{nl}}{\sigma T_{cm}}$;

$W(\mathbf{h}_{\kappa,n}) = \text{diag}(0, h_{\kappa,n})$ – диагональная матрица; ξ_n, η_n – векторы случайных величин, представляющие погрешности измерений забойных давлений, ошибки дополнительных априорных сведений и экспертных оценок.

В данном случае метод адаптивной идентификации по определению оценок параметров модели (1.2.15), по аналогии с (1.2.8), сводится к решению СЛУ вида

$$A_n \mathbf{a}_n^* = B_n \quad (1.2.16)$$

$$A_n = (F_{0,n}^T K(h_{3,n}) F_{0,n} + W(\mathbf{h}_{p,n})); B_n = (F_{0,n}^T K(h_{3,n}) \mathbf{y}_n^* + W(\mathbf{h}_{p,n}) W(\mathbf{h}_{\kappa,n}) \bar{\alpha}),$$

и решению задачи (1.2.3) по определению вектора управляющих параметров

$$\mathbf{w}_n = (h_{p,n}, h_{\kappa,n}, h_{3,n}), \quad \text{где} \quad K(h_{3,n}) = \text{diag}(w_n((t_n - t_i) / h_{3,n}), n = \overline{1, n_k}, i = \overline{1, n_k - 1})$$
 –

диагональная матрица значений весовой функции с параметром забывания $h_{3,n}$;

$W(\mathbf{h}_{p,n}) = \text{diag}(0, h_{p,n})$ – диагональная матрица значений параметров регуляризации.

Результаты идентификации КВД газовой скважины месторождения Тюменской области приведены на рисунках 1.10–1.13 и в таблицах 1.1, 1.2.

Таблица 1.1. Исходные данные газовой скважины

Параметры пласта и скважины	Значение
1. Пластовая температура $T_{пл}, ^\circ K$	351,9
2. Радиус скважины $r_c, м$	0,108
3. Стандартное давление $p_{cm}, кгс/см^2$	1,033
4. Температура при стандартном условии (+20 °С) $T_{cm}, ^\circ K$	293
5. Коэффициент сверхсжимаемости газа при пластовых условиях z_{nl}	0,873
6. Эффективная мощность пласта $h, м$	103,8
7. Пористость $m_0, д. е$	0,109
8. Динамическая вязкость $\mu, спз$	0,02
9. Экспертная оценка гидропроводности пласта $\bar{\sigma}, Д.м/спз$	1,95
10. Дебит скважины до остановки $q_0, тыс м^3/сут$	191,81
11. Экспертная оценка времени восстановления забойного давления $\bar{T}_p, час.$	72

На рисунке 1.10 приведены значения забойного давления после остановки скважины за 48 часов газогидродинамических исследований y_n^* (1.2.14) и производной забойного давления (в масштабе $\lg(t)$ по оси x) с участком радиального режима фильтрации в интервале (24÷48 час.). В таблице 1.1 приведены исходные, необходимые для обработки, промысловые данные и экспертные оценки гидропроводности пласта и времени завершения исследований.

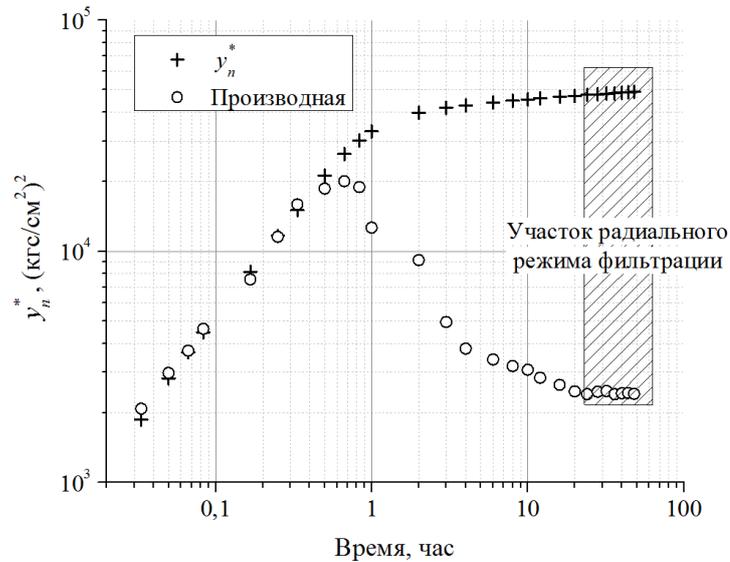


Рисунок 1.10. Кривая восстановления давления и ее производная

На рисунках 1.11–1.13 приведены оценки пластового давления $p_{nl,n}^*$, гидропроводности σ_n^* и пьезопроводности χ_n^* в зависимости от времени, полученные адаптивными методами интегрированных моделей (АМИМ) (1.2.16) (линия 1), наименьших квадратов (АМНК) (линия 2) при $h_{p,n} = 0$ и регуляризации (АМР) (линия 3) при $h_{p,n} = h_{p,n}^*$, $h_{\kappa,n} = 0$.

$$p_{nl,n}^* = \sqrt{\alpha_{1,n}^*(\omega_n^*) + \alpha_{2,n}^*(\omega_n^*) \lg(\bar{T}_p)}, \quad (1.2.17)$$

$$\sigma_n^* = \frac{42,4 q_0 z_{nl} T_{nl} p_{cm}}{\alpha_{2,n}^*(\omega_n^*) T_{cm}}, \quad (1.2.18)$$

$$\chi_n^* = \frac{\sigma_n^* p_{nl,n}^*}{h m_0}, \quad (1.2.19)$$

Оценки $\alpha_{1,n}^*(\omega_n^*), \alpha_{2,n}^*(\omega_n^*)$ параметров модели КВД (1.2.14), полученные путем решения СЛУ (1.2.16) при постоянных единичных значениях весовой функции в текущем интервале обработки $[t_n - t_{n-4}]$, содержащем 5 значений забойного давления ($w_n((t_n - t_{n-i})/h_{3,n}) = 1$ при $t_n - t_{n-i} \leq h_{3,n} = t_n - t_{n-4}$ и $w_n((t_n - t_{n-i})/h_{3,n}) = 0$ при $(t_n - t_{n-i}) > h_{3,n}, i = \overline{0, n-1}$). Оценки параметров корректировки $h_{\kappa,n}^*$ в векторе управляющих параметров $\omega_n^* = (h_{\kappa,n}^*, h_{p,n} = h_p, h_{3,n} = t_n - t_{n-4})$ определялись 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 $h_{3,n} = t_n - t_{n-4}$.

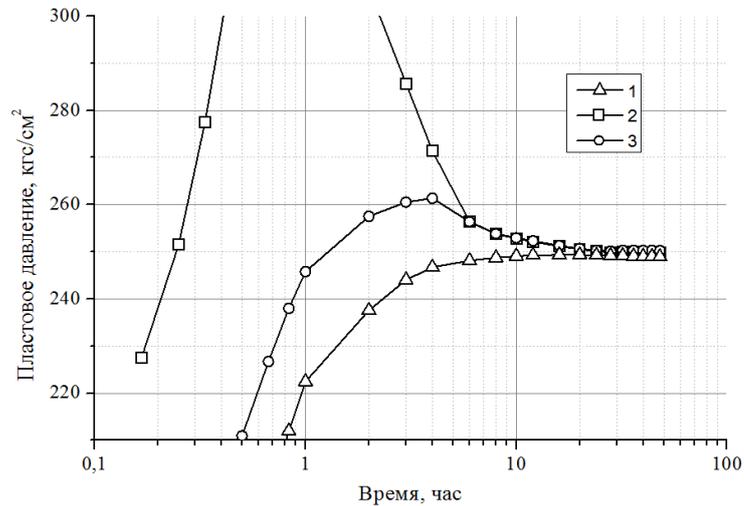


Рисунок 1.11. Оценки пластового давления

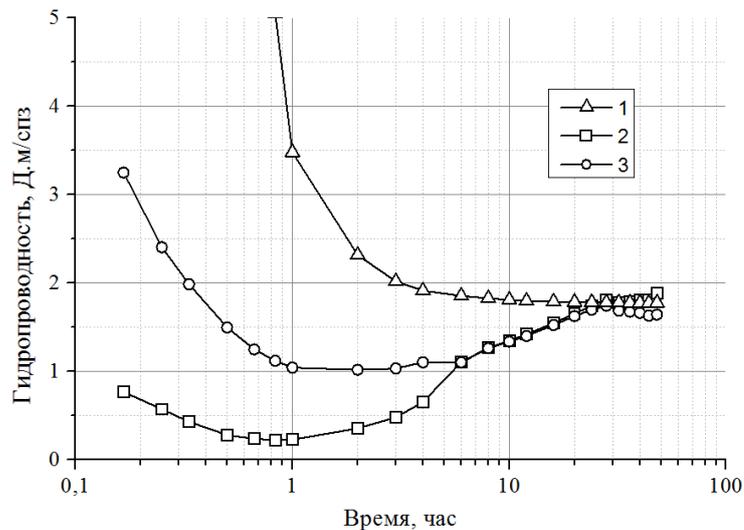


Рисунок 1.12. Оценки гидропроводности

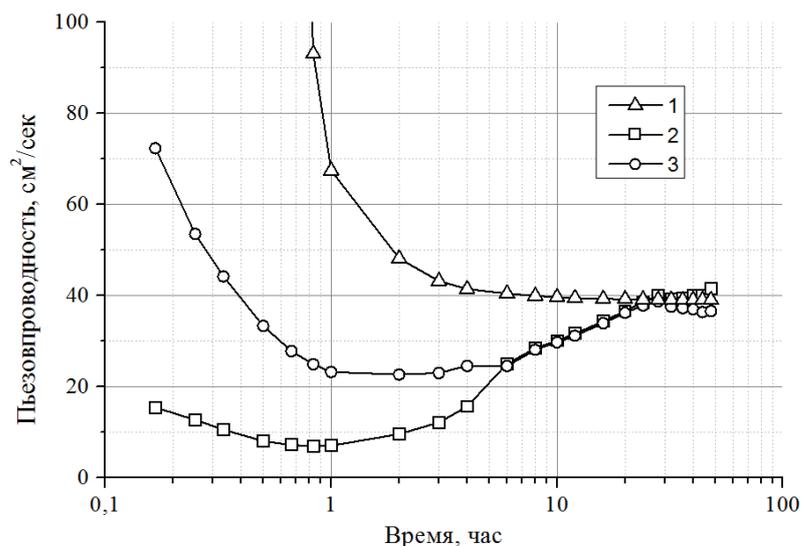


Рисунок 1.13. Оценки пьезопроводности

В таблице 1.2 приведены оценки гидропроводности, пьезопроводности и пластового давления, полученные с использованием программного комплекса Saphir на участке радиального притока за 48 часов исследований (см. рисунок 1.10), адаптивными методами интегрированных моделей (АМИМ), наименьших квадратов (АМНК) и регуляризации (АМР) за разные периоды исследований. Приведенные в таблице 1.2 моменты времени завершения газогидродинамических исследований t_k^* определялись по критерию (1.1.13) при $\varepsilon_j = \varepsilon_1 = \varepsilon_2 = 0,05$.

Лучшие результаты показывает метод адаптивной идентификации с учетом и корректировкой дополнительной информации о гидропроводности пласта, что позволяет принимать решение о завершении исследований за 6 часов их проведения (см. таблицу 1.1).

Анализ результатов, приведенных на рисунках 1.11–1.13 и таблице 1.2, показывает, что технология адаптивной идентификации, основанная на интегрированных моделях КВД с переменными параметрами, позволяет:

1) определять фильтрационные параметры, энергетическое состояние газовых пластов в процессе проведения газогидродинамических исследований;

2) определять время завершения газогидродинамических исследований в процессе их проведения без использования графоаналитических методов интерпретации, требующих участия интерпретатора для определения и выделения участка радиального притока;

3) значительно сократить время простоя скважин.

Таблица 1.2. Результаты обработки КВД газовой скважины

Методы	Время исследований, час	Гидропроводность, Д.м/спз	Пьезопроводность, см ² /сек	Пластовое давление, кгс/см ²	Моменты времени завершения исследований t_k^* , час
Saphir	48	1,75	38,69	250,08	32
АМИМ	6	1,83	40,22	249,14	16
	16	1,76	38,95	250,36	
	32	1,75	38,69	250,17	
	40	1,75	38,64	250,06	
АМР	6	1,16	26,41	256,40	32
	16	1,59	35,24	251,31	
	32	1,75	38,69	250,28	
	40	1,73	38,15	250,27	
АМНК	6	1,11	25,09	256,36	32
	16	1,55	34,36	251,18	
	32	1,78	39,32	250,00	
	40	1,81	40,05	249,91	

Модели и алгоритмы адаптивной идентификации позволяют определять параметры нефтяных и газовых пластов, а также время завершения газогидродинамических исследований в процессе их проведения, сократить пстои скважин. Это дает возможность использовать разработанные модели и алгоритмы адаптивной идентификации в автоматизированных системах обработки результатов газогидродинамических исследований интеллектуальных скважин, оснащенных информационными телеметрическими системами.

1.3. Выводы по главе 1.

Классические графоаналитические методы идентификации и обработки результатов ГГДИС вызывают значительные трудности при использовании их в автоматизированных системах мониторинга и управления работой скважин без участия квалифицированного интерпретатора. Значительные трудности возникают уже на этапе планирования ГГДИС при определении необходимого числа режимов исследований по ИК и времени завершения исследований по КВД.

Использование современного метода адаптивной идентификации, основанного на интегрированных моделях газовых пластов с нестационарными параметрами, с учетом и корректировкой дополнительной информации и экспертных оценок, дает возможность определять параметры нефтяных и газовых пластов, а также время завершения исследований в процессе проведения газогидродинамических исследований.

Возможность определения параметров нефтяных и газовых пластов в процессе проведения газогидродинамических исследований позволяет использовать модели и алгоритмы адаптивной идентификации в автоматизированных системах обработки результатов ГГДИС без участия квалифицированного интерпретатора.

2. Модели и алгоритмы адаптивной идентификации результатов ГГДИС по ИК

В данной главе рассмотрены интегрированные системы моделей ИК по двухчленному и степенному закону фильтрации с нестационарными параметрами, с учетом и корректировкой дополнительной информации и экспертных оценок. Приводится решение задач параметрической идентификации для получения оптимальных, в смысле заданных критериев качества, оценок параметров интегрированных систем моделей газовых пластов. Решается задача повышения точности оценок пластового давления при малом объеме промысловых данных с использованием степенного закона фильтрации. Для повышения точности определения пластового давления и коэффициентов фильтрационного сопротивления решается задача размножения исходных данных забойного давления и дебитов скважин с использованием степенного закона фильтрации.

2.1. Адаптивная идентификация результатов ГГДИС по ИК с использованием закона фильтрации Форхгеймера

Рассмотрим решение данной задачи адаптивной идентификации газовых пластов с использованием интегрированной системы моделей ИК Форхгеймера с переменными параметрами, с учетом и корректировкой априорной информации о коэффициентах фильтрационного сопротивления \bar{a} , \bar{b} [53, 56, 57, 61, 109]:

$$\begin{cases} p_{nl}^2 - p_{3,n}^{*2} = C_n + a_n q_n^* + b_n q_n^{*2} + \xi_n, \\ h_{к2,n} \cdot \bar{a} = a_n + \eta_{1,n}, \\ h_{к3,n} \cdot \bar{b} = b_n + \eta_{2,n}, n = \overline{1, n_k}. \end{cases} \quad (2.1.1)$$

Определение вектора параметров ИСМ (2.1.1), представленном в матричном виде

$$\begin{cases} \mathbf{y}_n^* = F_n \boldsymbol{\alpha}_n + \boldsymbol{\xi}_n, \\ W(\mathbf{h}_{\kappa,n}) \bar{\boldsymbol{\alpha}} = \boldsymbol{\alpha}_n + \boldsymbol{\eta}_n, n = \overline{1, n_k}, \end{cases} \quad (2.1.2)$$

по аналогии с методом адаптивной идентификации (1.2.2), (1.2.3), осуществляем путем решения оптимизационных задач вида

$$\boldsymbol{\alpha}_n^*(\boldsymbol{\omega}_n) = \arg \min_{\boldsymbol{\alpha}_n} (\Phi(\boldsymbol{\alpha}_n, \boldsymbol{\omega}_n) = J_0(\boldsymbol{\alpha}_n, h_{3,n}^*) + J_a(\boldsymbol{\alpha}_n, \mathbf{h}_{p,n}^*, \mathbf{h}_{\kappa,n}^*)), \quad (2.1.3)$$

$$\boldsymbol{\omega}_n^* = \arg \min_{\boldsymbol{\omega}_n} J_0(\boldsymbol{\alpha}_n^*(\boldsymbol{\omega}_n)), \quad (2.1.4)$$

где $\mathbf{y}_n^* = (p_{nn}^2 - p_{3n}^{*2}, n = \overline{1, n_k})$ – вектор столбцы значений квадратов разности забойных давлений при известном значении пластового давления p_{nn} ; $F_n = (\boldsymbol{\varphi}_n = (1, q_n^*, q_n^{*2}), n = \overline{1, n_k})$ – матрица модели ИК; $\bar{\boldsymbol{\alpha}} = (0, \bar{a}, \bar{b})$ – вектор дополнительных априорных данных; $\boldsymbol{\alpha}_n = (\alpha_{1,n} = C_n, \alpha_{2,n} = a_n, \alpha_{3,n} = b_n)$ – векторы неизвестных параметров модели ИК; $W(\mathbf{h}_{\kappa,n}) = \text{diag}(0, h_{\kappa 2,n}, h_{\kappa 3,n})$ – матрица параметров корректировки дополнительных данных $\bar{\boldsymbol{\alpha}}$; $\boldsymbol{\xi}_n, \boldsymbol{\eta}_n$ – векторы случайных величин, представляющие погрешности измерений забойных давлений и дебита скважины, ошибки дополнительных данных и экспертных оценок; $\Phi(\boldsymbol{\alpha}_n, \boldsymbol{\omega}_n)$ – общий показатель качества; $J_0(\boldsymbol{\alpha}_n, h_{3,n}^*), J_a(\boldsymbol{\alpha}_n, \mathbf{h}_{p,n}^*, \mathbf{h}_{\kappa,n}^*)$ – частные показатели качества модели ИК и модели дополнительных данных и экспертных оценок $\bar{\boldsymbol{\alpha}}$ (2.1.2); $\boldsymbol{\omega}_n^* = (h_{3,n}^*, \mathbf{h}_{p,n}^*, \mathbf{h}_{\kappa,n}^*)$ – оптимальные значения управляющих параметров забывания $h_{3,n}^*$ для организации процесса адаптивной интерпретации, регуляризации $\mathbf{h}_{p,n}^* = (0, h_{p2,n}^*, h_{p3,n}^*)$ и корректировки $\mathbf{h}_{\kappa,n}^* = (0, h_{\kappa 2,n}^*, h_{\kappa 3,n}^*)$ дополнительных данных.

Для решения оптимизационных задач (2.1.3), (2.1.4) будем использовать общий показатель качества вида

$$\Phi_n(\boldsymbol{\alpha}_n, \boldsymbol{\omega}_n) = \left\| \mathbf{y}_n^* - F_n \boldsymbol{\alpha}_n \right\|_{K(h_{3,n})}^2 + \left\| W(\mathbf{h}_{\kappa,n}) \bar{\boldsymbol{\alpha}} - \boldsymbol{\alpha}_n \right\|_{W(\mathbf{h}_{\kappa,n})}^2, \quad (2.1.5)$$

Оптимизационная задача (2.1.3), с учетом (2.1.5), сводится к решению СЛУ вида

$$A_n \boldsymbol{\alpha}_n^*(\boldsymbol{\omega}_n) = B_n \quad (2.1.6)$$

$$A_n = (F_n^T K(h_{3,n}) F_n + W(\mathbf{h}_{p,n})); B_n = (F_n^T K(h_{3,n}) \mathbf{y}_n^* + W(\mathbf{h}_{p,n}) W(\mathbf{h}_{\kappa,n}) \bar{\boldsymbol{\alpha}})$$

где $K(h_{3,n}) = \text{diag}(w_n((n-i)/h_{3,n}), n = \overline{1, n_k}, i = \overline{1, n_k-1})$ – матрица значений весовой функции с параметром забывания $h_{3,n}$; $W(\mathbf{h}_{p,n}) = \text{diag}(0, h_{p2,n}, h_{p3,n})$ – матрица значений параметров регуляризации.

Следует отметить, что при $h_{p2,n} = h_{p3,n} = h_{p,n} = 0$ и $h_{p2,n} = h_{p3,n} = h_{p,n}^*$, $h_{\kappa2,n} = h_{\kappa3,n} = 0$, из (2.1.6) следуют оценки адаптивного метода наименьших квадратов и адаптивного метода регуляризации соответственно.

Проведем анализ точности оценок коэффициентов фильтрационного сопротивления a , b модели (2.1.1), (2.1.2) методом имитационного моделирования. Для этого представим ИСМ (2.1.1) в удобном для моделирования виде

$$\begin{cases} p_{nl}^2 - p_{3,n}^{*2} = (C_0 + a_0 q_n + b_0 q_n^2)(1 + c_1 \xi_n), \\ \bar{a}_0 = a_0(1 + c_2 \eta), \\ \bar{b}_0 = b_0(1 + c_3 \varepsilon), n = \overline{1, n_k} \end{cases} \quad (2.1.7)$$

где $p_{3,n}^{*2}, n = \overline{1, n_k}$ – имитируемые значения квадратов забойных давлений газовой скважины при заданных значениях дебита $q_n, n = \overline{1, n_k}$ на разных режимах ее работы $n = \overline{1, n_k}$; p_{nl} – заданное значение пластового давления; \bar{a}_0, \bar{b}_0 – имитируемые значения дополнительных априорных данных и экспертных оценок коэффициентов фильтрационного сопротивления; $c_i, i = \overline{1, 3}$ – константы, представляют относительный уровень ошибок измерений забойного давления и ошибок дополнительных данных и экспертных оценок о коэффициентах фильтрационного сопротивления; ξ_n, η, ε – вектор случайных величин, для получения которых использовался генератор псевдослучайных чисел, распределенных по нормальному закону с нулевыми математическими ожиданиями и единичной дисперсией – $N(0,1)$.

В качестве критериев точности оценок коэффициентов фильтрационного сопротивления $a_n^* = \alpha_{2,n}^*(\omega_n^*)$, $b_n^* = \alpha_{3,n}^*(\omega_n^*)$ будем использовать их относительные ошибки

$$\delta_n(a_n^*) = \left| \frac{\alpha_{2,n}^*(\omega_n^*) - a_0}{a_0} \right| \quad (2.1.8)$$

$$\delta_n(b_n^*) = \left| \frac{\alpha_{3,n}^*(\omega_n^*) - b_0}{b_0} \right| \quad (2.1.9)$$

где $\omega_n^* = (h_{3,n}^*, h_{p,n}^*, h_{\kappa,n}^*)$. Оценки коэффициентов фильтрационного сопротивления $\alpha_{2,n}^*(\omega_n^*)$, $\alpha_{3,n}^*(\omega_n^*)$ определяем путем решения СЛУ (2.1.6). Оценки параметра корректировки $h_{\kappa,n}^*$ (при $h_{\kappa,n} = h_{\kappa,2,n} = h_{\kappa,3,n}$) в векторе управляющих параметров $\omega_n^* = (h_{\kappa,n}^*, h_{p,n} = h_p, h_{3,n} = 3)$ определялись путем решения оптимизационной задачи (1.2.11) методом дихотомии, при заданном значении параметра регуляризации в интервале ($h_p \in [0,01 \div 1]$) и постоянных единичных значениях весовой функции в текущем интервале обработки $[n-i]$, содержащем 3 значения забойного давления и дебита скважины ($w_n((n-i)/h_{3,n}) = 1$ при $n-i \leq h_{3,n} = 3$ и $w_n((n-i)/h_{3,n}) = 0$ при $(n-i) > h_{3,n}, i = \overline{0, n-1}$).

На рисунке 2.1 приведены имитируемые значения забойных давлений на 10 режимах работы газовой скважины, полученные согласно модели (2.1.7) при $c_1 = 0,01$ и значениях дебита скважины в интервалах от 180 до 420 тыс.м³/сут.

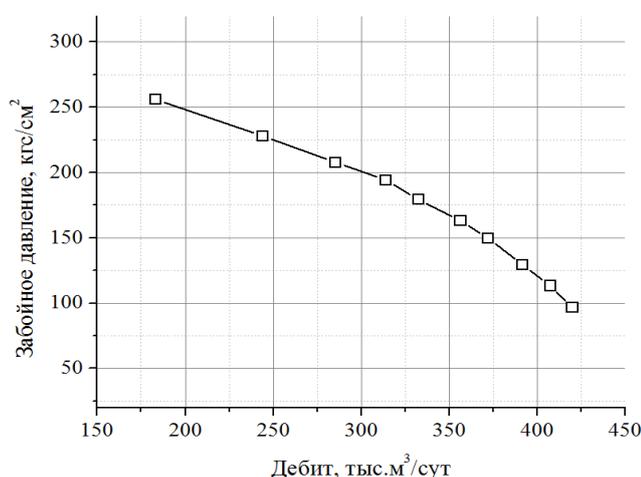


Рисунок 2.1. Имитируемые значения забойного давления скважины

На рисунках 2.2, 2.3 приведены оценки коэффициентов фильтрационного сопротивления $a_n^* = \alpha_{2,n}^*(\omega_n^*)$, $b_n^* = \alpha_{3,n}^*(\omega_n^*)$ (линия 1) в зависимости от номера режима исследований и их точные значения $C_0 = -5900$ (кгс/см²)², $a_0 = 100$ (кгс/см²)²/(тыс.м²/сут), $b_0 = 0,22$ (кгс/см²)²/(тыс.м²/сут)² (линия 2) при $c_1 = 0,01$, $c_2 = 0,1$, $c_3 = 0,1$. Заданное пластовое давление $p_{пл} = 290$ кгс/см².

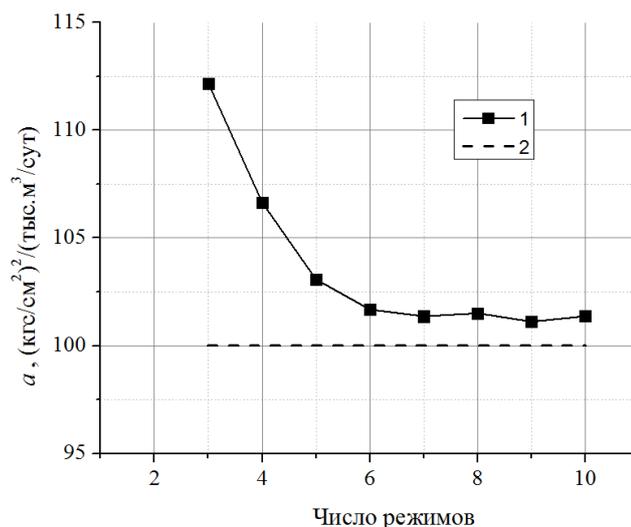


Рисунок 2.2. Оценки коэффициента фильтрационного сопротивления a_n^* (линия 1) и $a_0 = 100$ (линия 2)

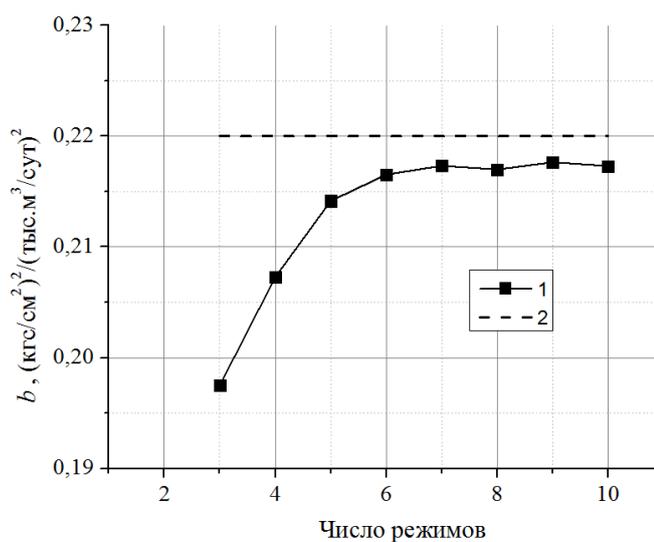


Рисунок 2.3. Оценки коэффициента фильтрационного сопротивления b_n^* (линия 1) и $b_0 = 0,22$ (линия 2)

На рисунках 2.4, 2.5 приведены относительные ошибки оценок коэффициентов фильтрационного сопротивления (2.1.8), (2.1.9), полученные из (2.1.6) адаптивным методом интегрированных моделей (АМИМ) (линия 1) и адаптивным методом регуляризации (АМР) при $h_{p2,n} = h_{p3,n} = h_{p,n}^*$ и $h_{k2,n} = h_{k3,n} = 0$ (линия 2) соответственно.

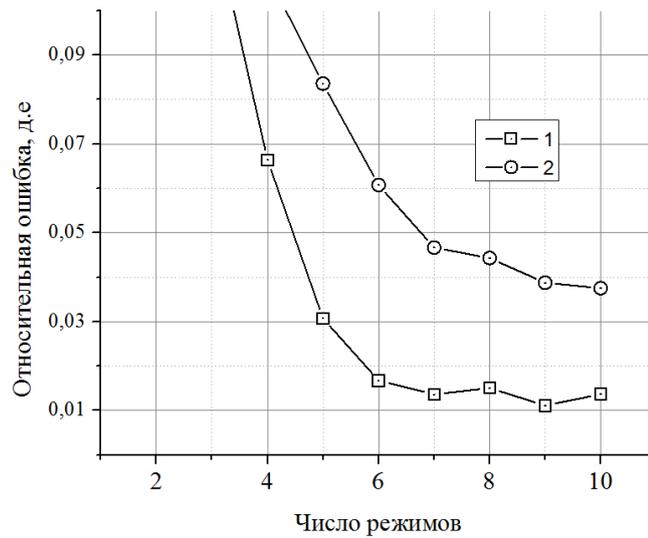


Рисунок 2.4. Относительные ошибки оценок коэффициента фильтрационного сопротивления a_n^* АМИМ (линия 1) и АМР (линия 2)

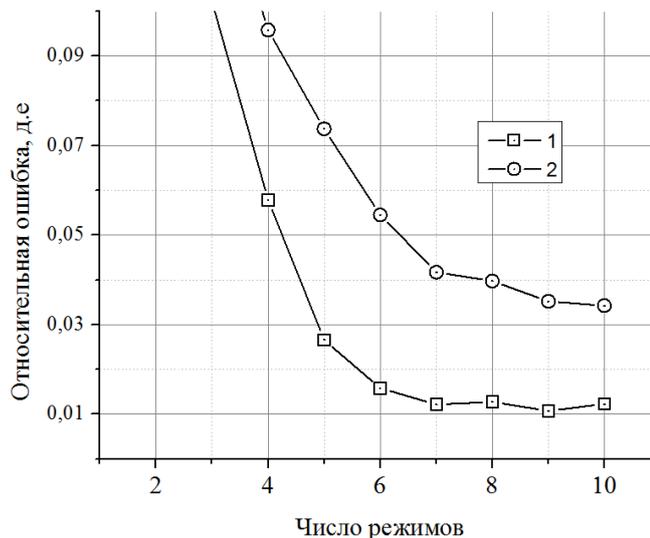


Рисунок 2.5. Относительные ошибки оценок коэффициента фильтрационного сопротивления b_n^* АМИМ (линия 1) и АМР (линия 2)

Результаты идентификации, приведенные на рисунках 2.2–2.5, показывают, что предложенные алгоритмы адаптивного метода интегрированных моделей обеспечивают получение более точных оценок коэффициентов фильтрационного сопротивления (их относительная ошибка меньше) по сравнению с традиционным методом регуляризации.

В таблице 2.1 приведены результаты расчета необходимого количества режимов n^* испытаний скважин для оценок коэффициентов фильтрационного сопротивления, полученных методами АМИМ и АМР, с заданной степенью точности при разных значениях экспертных оценок коэффициентов фильтрационного сопротивления. Ошибки измерения забойного давления газовой скважины полагались равными 1% ($c_1 = 0,01$), что соответствует допустимым в практике ГГДИС значениям точности.

Расчет требуемого числа режимов n^* , необходимых для принятия решений о завершении исследований, проводился с использованием критериев точности по аналогии с (1.2.13) для коэффициентов фильтрационного сопротивления $\alpha_{2,n}^*(\omega_n^*) = a_n^*$; $\alpha_{3,n}^*(\omega_n^*) = b_n^*$ (2.1.8), (2.1.9) при $\varepsilon_2 = \varepsilon_3 = (0,03; 0,06; 0,08; 0,1)$

$$\delta_n(a_n^*) = \left| \frac{\alpha_{2,n-i}^*(\omega_{n-i}^*) - a_0}{a_0} \right| \leq \varepsilon_2, \delta_n(b_n^*) = \left| \frac{\alpha_{3,n-i}^*(\omega_{n-i}^*) - b_0}{b_0} \right| \leq \varepsilon_3, i = 1, 2 \quad (2.1.10)$$

Таблица 2.1. Требуемое число режимов испытаний скважины для обеспечения заданной точности оценок

Метод идентификации	Число режимов испытаний для достижения заданной точности оценок							
	Уровень точности оценок							
	$\varepsilon_1 = \varepsilon_2 = 0,03$		$\varepsilon_1 = \varepsilon_2 = 0,06$		$\varepsilon_1 = \varepsilon_2 = 0,08$		$\varepsilon_1 = \varepsilon_2 = 0,1$	
	Оценки		Оценки		Оценки		Оценки	
	a_n^*	b_n^*	a_n^*	b_n^*	a_n^*	b_n^*	a_n^*	b_n^*
АМР	-	-	8	7	7	6	6	5
АМИМ	6	6	6	5	5	5	5	4

Из таблицы 2.1 следует, что адаптивный метод интегрированных моделей с учетом дополнительных данных с корректировкой экспертных оценок коэффициентов фильтрационного сопротивления позволяет сократить число режимов исследований. Так, например, для получения оценок коэффициентов фильтрационного сопротивления с относительной ошибкой 3% (см. таблицу 2.1) требуется проведение газогидродинамических исследований на 6 разных режимах работы скважины. При использовании метода АМР требуется более 10 режимов испытаний.

На рисунке 2.6 приведена относительная ошибка оценок коэффициента фильтрационного сопротивления b_n^* в зависимости от ошибки задания значений пластового давления

$$\delta_i(p_{nl,i}) = \left| \frac{p_{nl,i} - p_{nl}}{p_{nl}} \right|.$$

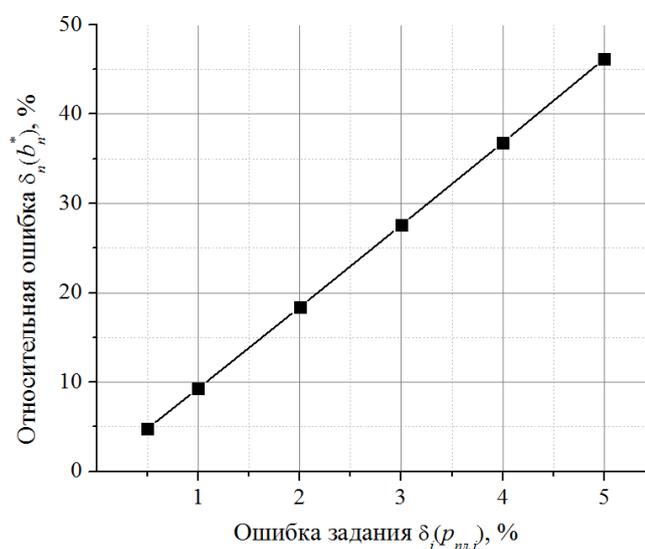


Рисунок 2.6. Относительная ошибка коэффициента фильтрационного сопротивления b_n^*

Из рисунка 2.6 видно, что точность определения коэффициента фильтрационного сопротивления b_n^* существенно зависит от точности задания

пластового давления. Так, например, при ошибке задания пластового давления 5%, относительная ошибка оценки коэффициента b_n^* составляет порядка 50% .

2.2. Адаптивная идентификация результатов ГГДИС по ИК с использованием степенного закона фильтрации

Рассмотрим решение задачи адаптивной идентификации ГГДИС по ИК с использованием степенного закона фильтрации (1.1.5). Отметим, что использование степенного закон фильтрации при моделировании газовых пластов позволяет получить более точные оценки пластового давления, что необходимо для повышения качества оценок коэффициентов фильтрационного сопротивления в модели фильтрации Форхгеймера.

Остановимся на интегрированной системе моделей дебита скважины с учетом и корректировкой дополнительной информации о пластовом давлении \bar{p}_{nl} и коэффициентах продуктивности скважины $\bar{\lambda}$ вида [108, 113]

$$\begin{cases} q_n^* = \lambda_n (p_{nl,n}^2 - p_{z,n}^{*2})^{\gamma_n} + \xi_n, \\ h_{\kappa 1,n} \cdot \bar{p}_{nl}^{-2} = p_{nl,n}^2 + \eta_{1,n}, \\ h_{\kappa 2,n} \cdot \bar{\lambda} = \lambda_n + \eta_{2,n}, n = \overline{1, n_k}, \end{cases} \quad (2.2.1)$$

где $q_n^*, p_{z,n}^*, n = \overline{1, n_k}$ – фактические значения дебита газовой скважины и забойных давлений на режиме испытания n ; $\xi_n, \eta_{1,n}, \eta_{2,n}$ – случайные величины.

Решение задачи адаптивной идентификации ГГДИС по ИК с использованием ИСМ (2.2.1), представленной в матричном виде

$$\begin{cases} \mathbf{y}_n^* = \mathbf{f}_0(\mathbf{a}_n, \mathbf{x}_n^*) + \boldsymbol{\xi}_n, \\ W(\mathbf{h}_{\kappa,n}) \bar{\mathbf{a}} = \mathbf{a}_n + \boldsymbol{\eta}_n, n = \overline{1, n_k}, \end{cases}$$

по аналогии с (2.1.3), (2.1.4), осуществляем путем решения оптимизационных задач вида:

$$\mathbf{a}_n^*(\boldsymbol{\omega}_n) = \arg \min_{\mathbf{a}_n} (\Phi(\mathbf{a}_n, \boldsymbol{\omega}_n) = J_0(\mathbf{a}_n, h_{z,n}^*) + J_a(\mathbf{a}_n, \mathbf{h}_{p,n}^*, \mathbf{h}_{\kappa,n}^*)), \quad (2.2.2)$$

$$\boldsymbol{\omega}_n^* = \arg \min_{\boldsymbol{\omega}_n} J_0(\boldsymbol{\alpha}_n^*(\boldsymbol{\omega}_n)) \quad (2.2.3)$$

где $\mathbf{y}_n^* = (q_n^*, n = \overline{1, n_k})$ – вектор столбцы значений дебита газовой скважины;
 $\mathbf{x}_n^* = (p_{3,n}^{*2}, n = \overline{1, n_k})$ – вектор значений квадратов забойных давлений; $\bar{\boldsymbol{\alpha}} = (\bar{p}_{nn}^{-2}, \bar{\lambda}, 0)$
– вектор дополнительных данных и экспертных оценок параметров модели ИК;
 $\boldsymbol{\alpha}_n = (p_{nn}^2, \lambda_n, \gamma_n)$ – вектор параметров модели ИК; $J_0(\boldsymbol{\alpha}_n, h_{3,n}^*), J_a(\boldsymbol{\alpha}_n, \mathbf{h}_{p,n}^*, \mathbf{h}_{\kappa,n}^*)$ –
квадратичные показатели качества:

$$J_0(\boldsymbol{\alpha}_n, h_{3,n}^*) = \left\| \mathbf{y}_n^* - \mathbf{f}_0(\boldsymbol{\alpha}_n, \mathbf{x}_n^*) \right\|_{K(h_{3,n})}^2,$$

$$J_a(\boldsymbol{\alpha}_n, \mathbf{h}_{p,n}^*, \mathbf{h}_{\kappa,n}^*) = \left\| W(\mathbf{h}_{\kappa,n}) \bar{\boldsymbol{\alpha}} - \boldsymbol{\alpha}_n \right\|_{W(\mathbf{h}_{p,n})}^2;$$

$K(h_{3,n}) = \text{diag}(w_n((n-i)/h_{3,n}), n = \overline{1, n_k}, i = \overline{1, n_k-1})$ – матрица значений весовой функции с параметром забывания $h_{3,n}$; $W(\mathbf{h}_{p,n}) = \text{diag}(h_{p1,n}, h_{p2,n}, 0)$ – матрица значений параметров регуляризации; вектор оценок управляющих параметров $\boldsymbol{\omega}_n^* = (h_{3,n}^*, \mathbf{h}_{p,n}^*, \mathbf{h}_{\kappa,n}^*)$, где $\mathbf{h}_{p,n}^* = (h_{p1,n}^*, h_{p2,n}^*, 0)$ – оценки параметров регуляризации, $\mathbf{h}_{\kappa,n}^* = (h_{\kappa1,n}^*, h_{\kappa2,n}^*, 0)$ – оценки параметров корректировки.

Для определения оценок параметров $\boldsymbol{\alpha}_n^*(\boldsymbol{\omega}_n)$ (2.2.2) используем метод Гаусса–Ньютона. В данном случае, оптимизационная задача (2.2.2) сводится к решению СЛУ вида

$$\begin{cases} \boldsymbol{\alpha}_{i,n}^*(\boldsymbol{\omega}_n) = \boldsymbol{\alpha}_{i-1,n}^*(\boldsymbol{\omega}_n) + \gamma_{i,n} \overline{\Delta \boldsymbol{\alpha}_{(i-1),n}^*(\boldsymbol{\omega}_n)}, \\ A_n \cdot \Delta \boldsymbol{\alpha}_{(i-1),n}^*(\boldsymbol{\omega}_n) = B_n, n = \overline{1, n_k} \end{cases}, \quad (2.2.4)$$

$$A_n = (D_{0,n}^T K(h_{3,n}) D_{0,n} + W(\mathbf{h}_{p,n})), B_n = (D_{0,n}^T K(h_{3,n}) \mathbf{e}_{0,n}^* + W(\mathbf{h}_{p,n}) W(\mathbf{h}_{\kappa,n}) \Delta \bar{\boldsymbol{\alpha}}_0)$$

где $D_{0,n} = \left(\frac{\partial \mathbf{f}_0(\boldsymbol{\alpha}_n(\boldsymbol{\omega}_n), \mathbf{x}_n^*)}{\partial \alpha_{j,n}}, i = \overline{1, n}, j = \overline{1, 3} \right)_{n,3}$ – матрицы частных производных;

$\mathbf{e}_{0,n}^* = (\mathbf{y}_n^* - \mathbf{f}_0(\boldsymbol{\alpha}_n, \mathbf{x}_n^*), i = \overline{1, n})$ – вектор невязок; $\Delta \bar{\boldsymbol{\alpha}}_0 = (\bar{\boldsymbol{\alpha}} - \boldsymbol{\alpha}^0)$, где $\boldsymbol{\alpha}^0$ – вектор начальных приближений параметров $\boldsymbol{\alpha}$.

Проведем анализ точности оценок пластового давления и коэффициента продуктивности скважины методом имитационного моделирования. Для этого представим интегрированную систему моделей (2.2.1) в виде:

$$\begin{cases} q_n^* = \lambda_0 (p_{nl,0}^2 - p_{3,n}^2)^{\gamma_0} (1 + c_1 \xi_n), n = \overline{1, n_k}, \\ p_{nl,0}^{-2} = p_{nl,0}^2 (1 + c_2 \eta), \\ \bar{\lambda}_0 = \lambda_0 (1 + c_3 \nu), \end{cases} \quad (2.2.5)$$

где $q_n^*, n = \overline{1, n_k}$ – имитируемые значения дебита газовой скважины при заданных значениях квадратов забойного давления $p_{3,n}^2, n = \overline{1, n_k}$ на режимах испытаний $n = \overline{1, n_k}$; $p_{nl,0}^{-2}, \bar{\lambda}_0$ – имитируемые значения дополнительных данных и экспертных оценок квадрата пластового давления и коэффициента продуктивности скважины; $p_{nl,0}, \lambda_0$ – пластовое давление и продуктивность скважины до проведения исследований. Случайные величины $\xi_i, i = \overline{1, n}, \eta, \nu$ получены с использованием датчика псевдослучайных чисел, распределенных по нормальному закону с нулевыми средними значениями и единичной дисперсией – $N(0,1)$. Константы $c_j, j = \overline{1, 3}$ представляют относительный уровень погрешностей измерений дебита скважины и ошибок дополнительных данных и экспертных оценок о пластовом давлении и продуктивности скважины.

Для определения точности оценок пластового давления и продуктивности скважины будем использовать их относительные ошибки

$$\delta_n(p_{nl,n}^*) = \left| \frac{\alpha_{1,n}^*(\omega_n^*) - p_{nl,0}^2}{p_{nl,0}^2} \right| \quad (2.2.6)$$

$$\delta_n(\lambda_n^*) = \left| \frac{\alpha_{2,n}^*(\omega_n^*) - \lambda_0}{\lambda_0} \right| \quad (2.2.7)$$

где $\delta_n(p_{nl,n}^*)$ – относительные ошибки оценок пластового давления $p_{nl,n}^* = \alpha_{1,n}^*(\omega_n^*)$; $\delta_n(\lambda_n^*)$ – относительные ошибки оценок продуктивности скважины $\lambda_n^* = \alpha_{2,n}^*(\omega_n^*)$. Оценки пластового давления $\alpha_{1,n}^*(\omega_n^*)$ и продуктивности скважины $\alpha_{2,n}^*(\omega_n^*)$

определяем с использованием метода Гаусса-Ньютона (2.1.3). Оценки параметров корректировки $h_{\kappa,n}^*$ (при $h_{\kappa,n} = h_{\kappa 1,n} = h_{\kappa 2,n}$) в векторе управляющих параметров $\omega_n^* = (h_{\kappa,n}^*, h_{p,n} = h_p, h_{3,n} = 3)$ определялись 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 в интервале обработки $[n-i]$, содержащем 3 значения забойного давления и дебита скважины ($w_n((n-i)/h_{3,n}) = 1, n-i \leq h_{3,n} = 3$ и $w_n((n-i)/h_{3,n}) = 0, (n-i) > h_{3,n}, i = \overline{0, n-1}$).

На рисунке 2.7 приведены имитируемые значения дебита на 10 режимах работы газовой скважины, полученные согласно модели (2.2.5) с ошибкой 2% ($c_1 = 0,02$) при заданных значениях забойного давления в интервалах, допустимых для проведения газогидродинамических исследований скважин от 75 до 255 кгс/см² с постоянным шагом

$$p_{3,n} = p_{3,0} + n\Delta p_3, n = \overline{1, n_k}$$

где $p_{3,0} = 55$ кгс/см², $\Delta p_3 = 20$ кгс/см²

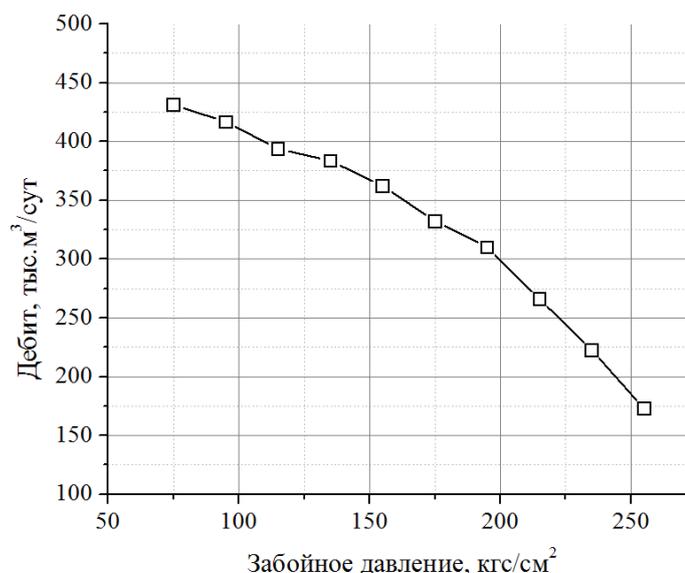


Рисунок 2.7. Имитируемые значения дебита скважины

На рисунках 2.8, 2.9 приведены оценки пластового давления $p_{пл,n}^* = \sqrt{\alpha_{1,n}^*(\omega_n^*)}$ и продуктивности скважины $\lambda_n^* = \alpha_{2,n}^*(\omega_n^*)$ в зависимости от номера режима исследований и их точные значения $p_{пл,0} = 287$ кгс/см², $\lambda_0 = 0,4$ (тыс.м²/сут)/(кгс/см²)² при $c_1 = 0,02$ и $c_2 = 0,05$, $c_3 = 0,1$.

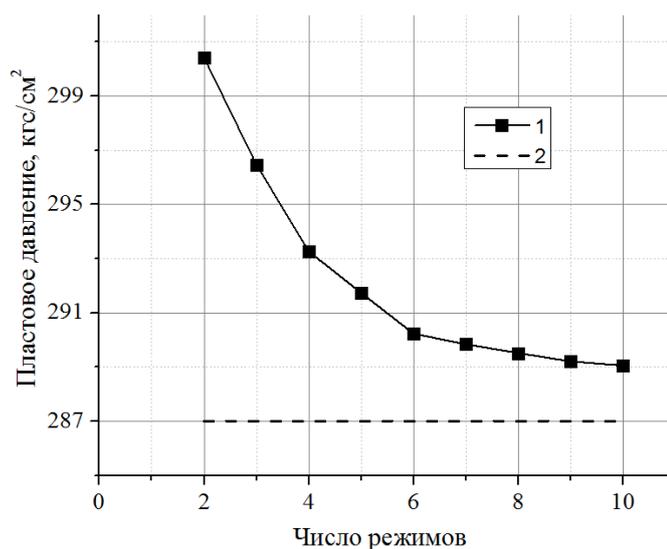


Рисунок 2.8. Оценки пластового давления $p_{пл,n}^*$ (линия 1) и $p_{пл,0} = 287$ (линия 2)

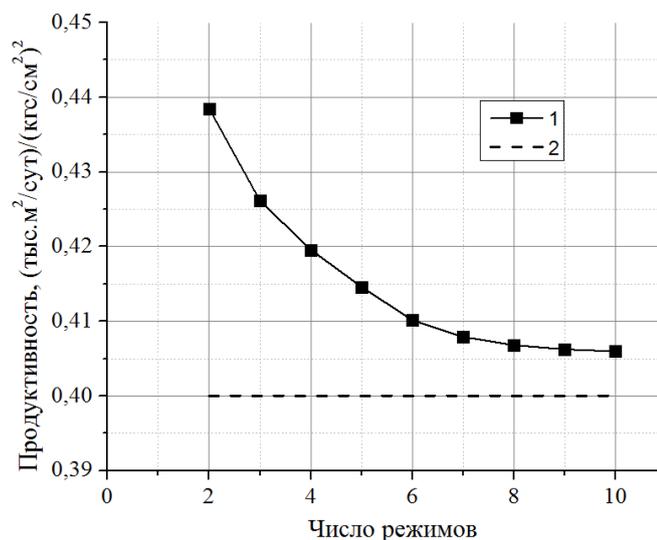


Рисунок 2.9. Оценки продуктивности скважины λ_n^* (линия 1) и $\lambda_0 = 0,4$ (линия 2)

На рисунках 2.10, 2.11 приведены относительные ошибки оценок пластового давления (2.2.6) и продуктивности скважины (2.2.7), полученные из

(2.2.2) с корректировкой экспертных оценок пластового давления (линия 1) и без корректировки $h_{к1,n} = h_{к2,n} = 1$ (линия 2) при $c_1 = 0,02$ и $c_2 = 0,05$, $c_3 = 0,1$.

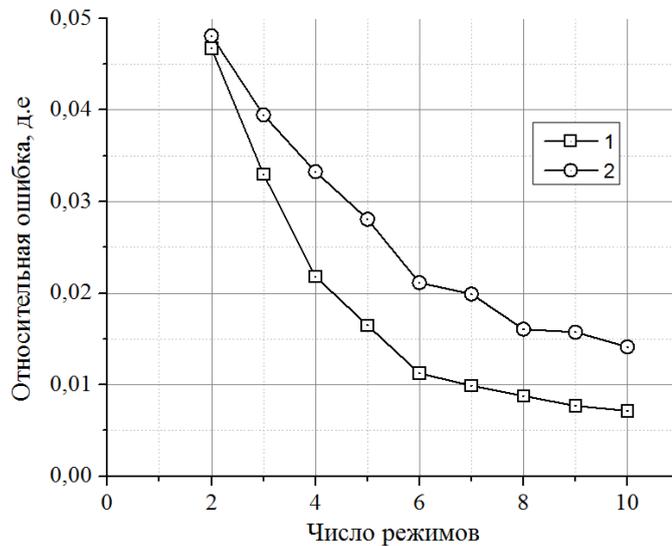


Рисунок 2.10. Относительные ошибки оценок пластового давления с корректировкой экспертных оценок (линия 1) и без корректировки (линия 2)

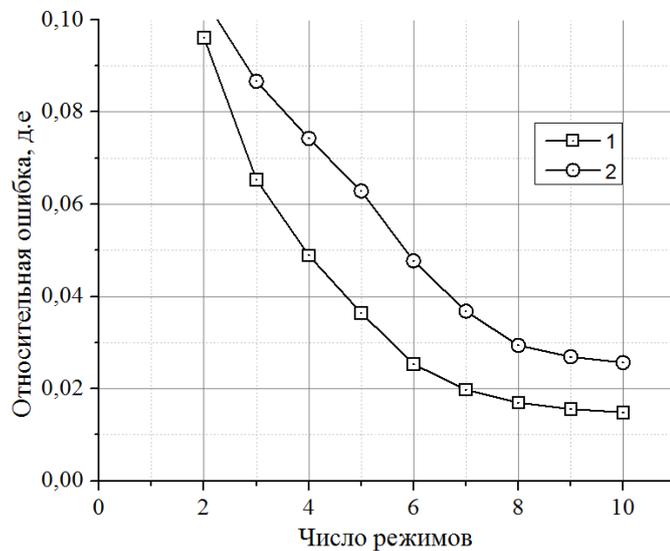


Рисунок 2.11. Относительные ошибки оценок продуктивности скважины с корректировкой экспертных оценок (линия 1) и без корректировки (линия 2)

Из рисунков 2.8–2.11 видно, что рассмотренные оценки параметров ИСМ (2.2.1) с учетом и корректировкой экспертных оценок позволяют повысить точность оценок пластового давления и продуктивности скважины. Так,

например, относительная ошибка пластового давления на 7 режимах испытаний равна 0,01 (см. рисунок 2.10), что дает возможность существенно повысить точность определения коэффициента фильтрационного сопротивления при использовании закона фильтрации Форхгеймера.

В таблице 2.2 приведены результаты расчета необходимого количества режимов n^* работы скважин для получения оценок пластового давления и продуктивности скважины с заданной степенью точности при разных ошибках экспертных оценок пластового давления и коэффициента продуктивности без корректировки экспертных оценок и с их корректировкой. Ошибки измерения дебита газа полагались равными 2% ($c_1 = 0,02$), что соответствует допустимым в практике ГГДИС значениям точности.

Расчет требуемого числа режимов n^* , необходимых для принятия решений о завершении исследований, проводился с использованием критериев точности по аналогии (1.2.13) для оценок пластового давления (2.2.6) и продуктивности скважины (2.2.7) при $\varepsilon_1 = \varepsilon_2 = (0,01; 0,02; 0,03; 0,04)$ вида

$$\delta_n(p_{nl,n}^*) = \left| \frac{\alpha_{1,n-i}^*(\omega_{n-i}^*) - p_{nl,0}^2}{p_{nl,0}^2} \right| \leq \varepsilon_1, \delta_n(\lambda_n^*) = \left| \frac{\alpha_{2,n-i}^*(\omega_{n-i}^*) - \lambda_0}{\lambda_0} \right| \leq \varepsilon_2, i=1,2, \quad (2.2.8)$$

где $\delta_n(p_{nl,n}^*), \delta_n(\lambda_n^*)$ – относительные ошибки оценок пластового давления и продуктивности скважины (2.2.6), (2.2.7). В качестве требуемого числа режимов работы скважины выбиралось то значение n^* , при котором достигались равенства (2.2.8).

Таблица 2.2. Требуемое число режимов испытаний скважины для обеспечения заданной точности оценок

Модели ИК	Число режимов испытаний для достижения заданной точности							
	Уровень точности оценок							
	$\varepsilon_1 = \varepsilon_2 = 0,01$		$\varepsilon_1 = \varepsilon_2 = 0,02$		$\varepsilon_1 = \varepsilon_2 = 0,03$		$\varepsilon_1 = \varepsilon_2 = 0,04$	
	Оценки		Оценки		Оценки		Оценки	
p_{nl}^*	λ_n^*	p_{nl}^*	λ_n^*	p_{nl}^*	λ_n^*	p_{nl}^*	λ_n^*	
Без корректировки экспертных оценок	-	-	8	-	6	9	4	8
С корректировкой экспертных оценок	8	-	6	8	5	7	4	6

Из таблицы 2.2 следует, что учет дополнительных данных с корректировкой экспертных оценок пластового давления и продуктивности скважины позволяет сократить число режимов исследований. Так, например, для принятия решений о завершении исследований и получения оценок пластового давления с относительной ошибкой 1% (см. таблицу 2.2) требуется проведение газогидродинамических исследований на 8 разных режимах испытаний скважины.

Результаты обработки ИК скважины № 1048 газоконденсатного месторождения (ГКМ) Тюменской области по степенному закону приведены на рисунках 2.12–2.14. На рисунке 2.11 приведена индикаторная кривая – исходные данные дебита и забойного давления скважины ГКМ на 7 режимах испытаний.

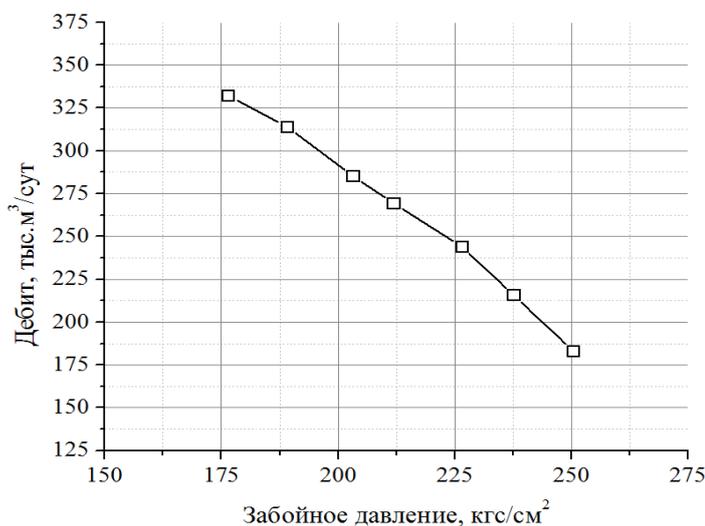


Рис. 2.12. Индикаторная кривая скважины № 1048

На рисунках 2.13, 2.14 приведены оценки пластового давления и продуктивности скважины, полученные с использованием метода Гаусса-Ньютона (2.2.4).

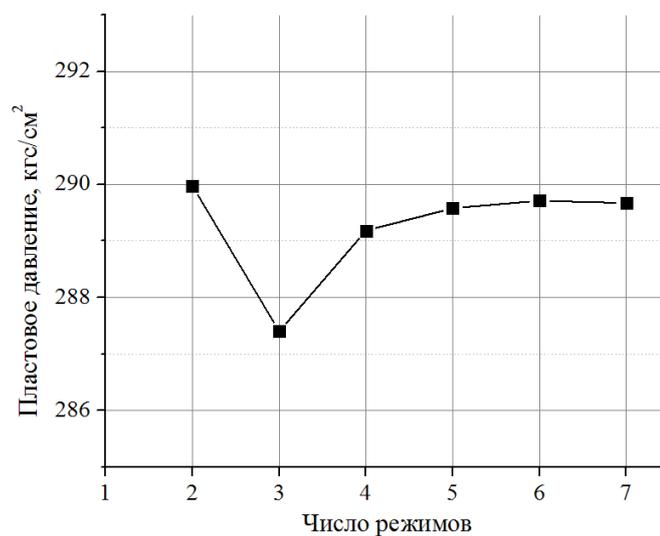
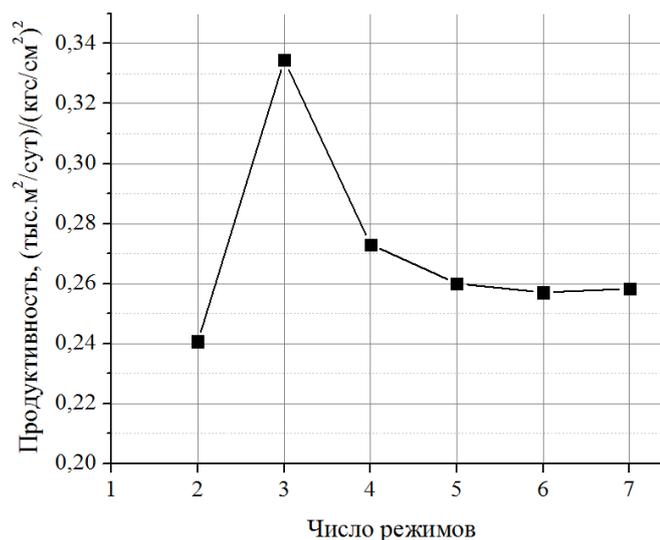


Рисунок 2.13. Оценки пластового давления

Рисунок 2.14. Оценки коэффициента продуктивности λ

На рис. 2.15 для примера приведены значения коэффициента корректировки h_k , полученные на режиме испытаний $n = 7$, где

$$h_k^* = \arg \min_{h_k} J_0(\mathbf{a}_n^*(\boldsymbol{\omega}_n)) = \arg \min_{h_k} \left(\sum_{i=5}^7 \left((y_i^* - f_i(\mathbf{a}_n^*)) / y_i^* \right)^2 \right) - \text{оптимальное значение.}$$

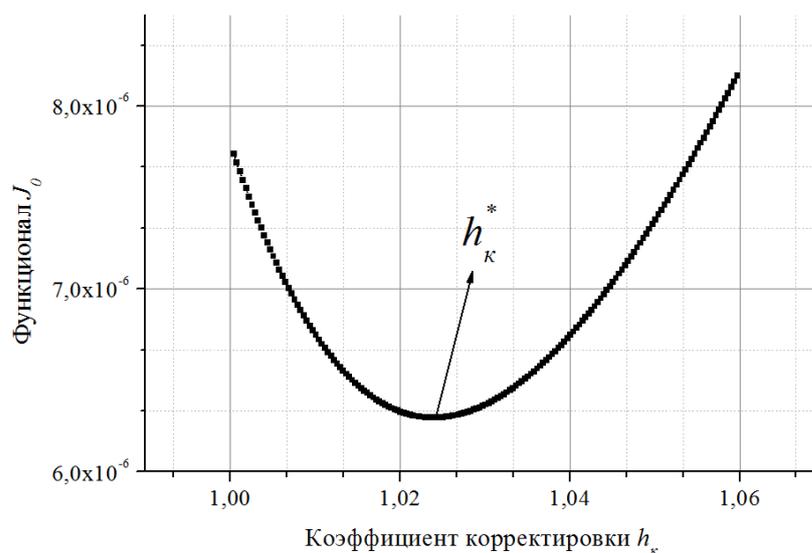


Рисунок 2.15. Значения параметра корректировки h_k

Анализ результатов, приведенных на рисунках 2.13, 2.14, показывает достаточно быструю сходимость оценок пластового давления и коэффициента продуктивности скважины. Так, например, стабилизация оценок пластового давления и коэффициентов продуктивности наступает уже после пяти режимов исследования.

2.3. Метод адаптивной идентификации ГГДИС по ИК с размножением данных

В данном разделе рассматривается метод адаптивной идентификации и результатов ГГДИС по ИК с размножением данных по степенному закону фильтрации в процессе проведения исследований. Метод адаптивной идентификации основан на объединении размноженных по степенному закону фильтрации данных забойного давления и дебитов с промысловыми данными, полученными в результате испытания скважины в рамках интегрированной системы моделей ИК. Использование степенного закона дает возможность повысить точность оценок пластового давления и увеличить объем промысловых данных, что необходимо для повышения точности определения коэффициентов фильтрационного сопротивления.

Рассмотрение метода адаптивной идентификации ГГДИС с размножением данных начнем с интегрированной системы моделей ИК Форхгеймера с переменными, зависящими от номера режима испытаний скважины, параметрами C_n, a_n, b_n , с учетом размноженных значений забойного давления $p_{zp,j}^*$ и дополнительных данных о коэффициентах фильтрационного сопротивления \bar{a}, \bar{b} , известных к началу проведения испытаний,

$$\begin{cases} p_{nl,i}^{*2} - p_{z,i}^{*2} = C_i - a_i q_i^* - b_i q_i^{*2} + \xi_i, \\ p_{nl,j}^{*2} - p_{zp,j}^{*2} = C_j - a_j q_j^* - b_j q_j^{*2} + \xi_j, \\ h_{k2,i} \cdot \bar{a} = a_i + \eta_{1,i}, \quad h_{k2,j} \cdot \bar{a}_j = a_j + \eta_{1,j}, \\ h_{k3,i} \cdot \bar{b} = b_i + \eta_{2,i}, \quad h_{k3,j} \cdot \bar{b}_j = b_j + \eta_{2,j}, \quad i = \overline{1, n_k}, \quad j = \overline{1, m}, \end{cases} \quad (2.3.1)$$

где $p_{z,i}^*, q_i^*$ – значения забойного давления и дебита, полученные на режиме испытания скважины с номером i ; $p_{nl,i}^*, p_{nl,j}^*$ – оценки пластового давления, полученные с использованием степенного закона фильтрации (см. параграф 2.2); $p_{zp,j}^*$ – размноженные, на основе степенного закона фильтрации, значения забойного давления при заданных дебитах скважины q_j (2.3.2); $C_i, a_i, b_i, C_j, a_j, b_j$ – параметры модели Форхгеймера для исходных и размноженных значений забойного давления; $h_{k1,i}, h_{k1,j}, h_{k2,i}, h_{k2,j}$ – параметры корректировки дополнительных данных $\bar{a}_i, \bar{a}_j, \bar{b}_i, \bar{b}_j$; $\xi_i, \xi_j, \eta_{1,i}, \eta_{2,i}, \eta_{1,j}, \eta_{2,j}$ – случайные неконтролируемые факторы, представляющие различного рода погрешности измерений забойного давления и дебита скважины, ошибки экспертных оценок коэффициентов фильтрационного сопротивления, неточность моделей фильтрации газа и т.п.

Размноженные значения забойного давления и дебитов $p_{zp,j}^*, q_j$ (3.1) могут быть получены с использованием уравнения [108]

$$p_{zp,j}^* = p_{nl,j}^* - \gamma_j^* \sqrt{\frac{q_j^*}{\lambda_j^*}}, \quad q_j = \frac{q_i^* + q_{i+1}^*}{2}, \quad p_{nl,j}^* = p_{nl,i-1}^*, \quad j = i - 1, \quad i = \overline{2, n_k}, \quad j = \overline{1, n_k} - 1 \quad (2.3.2)$$

где $p_{nl,j}^* = \alpha_{1,n}^*(\omega_n^*)$, $\lambda_n^* = \alpha_{2,n}^*(\omega_n^*)$, $\gamma_n^* = \alpha_{3,n}^*(\omega_n^*)$ – оценки параметров степенного закона фильтрации газа, полученные путем решения оптимизационных задач (2.2.2), (2.2.3).

Следует отметить, что существует достаточно много способов размножения промысловых данных забойного давления и дебитов скважин. В (2.3.2) приведен простой способ размножения, при котором число промысловых данных забойного давления и дебитов скважины удваивается $m = n_k - 1$ (2.3.1).

Для решения задачи адаптивной идентификации ГГДИС по ИК представим ИСМ (2.3.1) с учетом размноженных промысловых данных забойного давления и дебитов скважины (2.3.2) в матричном виде:

$$\begin{cases} \mathbf{y}_n^* = Z_n \mathbf{a}_n + \xi_n \\ W(\mathbf{h}_{\kappa,n}) \bar{\mathbf{a}} = \mathbf{a}_n + \boldsymbol{\eta}_n, n = \overline{1, 2n_k - 1}, \end{cases} \quad (2.3.3)$$

где $\mathbf{y}_n^* = (p_{nl,i}^{*2} - p_{з,i}^{*2}, p_{nl,j}^{*2} - p_{зр,j}^{*2}, i = \overline{2, n_k}, j = \overline{1, n_k - 1}), n = \overline{1, 2n_k - 1}$ – объединенный вектор значений выходных переменных модели Форхгеймера для промысловых и размноженных данных забойного давления скважины;

$$Z_n = \begin{pmatrix} 1, q_i^*, q_i^{*2}, i = \overline{1, n_k}, \\ \dots \\ 1, q_j, q_j^2, j = \overline{1, n_k - 1} \\ \dots \end{pmatrix}, n = \overline{1, 2n_k - 1} \text{ – объединенная матрица; } \bar{\mathbf{a}} \text{ – вектор}$$

дополнительных данных и экспертных оценок; $\mathbf{a}_n = (C_n, a_n, b_n), n = \overline{1, 2n_k - 1}$ – вектор неизвестных параметров; $W(\mathbf{h}_{\kappa,n}) = \text{diag}(0, h_{\kappa 2,n}, h_{\kappa 3,n}), n = \overline{1, 2n_k - 1}$ – диагональная матрица параметров корректировки; $\xi_n, \boldsymbol{\eta}_n, n = \overline{1, 2n_k - 1}$ – векторы случайных величин.

Отметим, что для ИСМ ИК (2.3.3) решение оптимизационной задачи

$$\mathbf{a}_n^*(\omega_n) = \arg \min_{\mathbf{a}_n} \Phi(\mathbf{a}_n, \omega_n)$$

по определению параметров \mathbf{a}_n в процессе проведения ГГДИС, при использовании показателя качества

$$\Phi_n(\boldsymbol{\alpha}_n, \boldsymbol{\omega}_n) = \|\mathbf{y}_n^* - Z_n \boldsymbol{\alpha}_n\|_{K(h_{3,n})}^2 + \|W(\mathbf{h}_{\kappa,n}) \bar{\boldsymbol{\alpha}} - \boldsymbol{\alpha}_n\|_{W(\mathbf{h}_{p,n})}^2,$$

по аналогии с (2.1.6), (2.2.4), сводится к решению СЛУ вида

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

$$A_n = (Z_n^T K(h_{3,n}) Z_n + W(\mathbf{h}_{p,n})); B_n = (Z_n^T K(h_{3,n}) \mathbf{y}_n^* + W(\mathbf{h}_{p,n}) W(\mathbf{h}_{\kappa,n}) \bar{\boldsymbol{\alpha}})$$

где $K(h_{3,n}) = \text{diag}(w_n((n-i)/h_{3,n}), n=1, 2n_k-1, i=1, 2n_k-2)$ – диагональная матрица значений весовой функции с параметром забывания $h_{3,n}$; $W(\mathbf{h}_{p,n}) = \text{diag}(0, h_{p2,n}, h_{p3,n})$ – диагональная матрица значений параметров регуляризации; $\boldsymbol{\omega}_n = (h_{3,n}, \mathbf{h}_{p,n}, \mathbf{h}_{\kappa,n})$ – объединенный вектор управляющих параметров забывания $h_{3,n}$, регуляризации $\mathbf{h}_{p,n} = (0, h_{p2,n}, h_{p3,n})$ и корректировки $\mathbf{h}_{\kappa,n} = (0, h_{\kappa2,n}, h_{\kappa3,n})$ дополнительных данных.

Предложенный метод адаптивной идентификации ГГДИС по ИК с размножением данных (2.3.1)–(2.3.3), позволяющий определять коэффициенты фильтрационных сопротивлений и пластовое давление в процессе проведения исследований, может быть представлен в виде следующего алгоритма:

1. Начиная со второго режима исследований, решается задача определения параметров степенного закона фильтрации (2.2.4) с использованием ИСМ (2.2.1) и метода адаптивной идентификации, изложенного в параграфе (2.2).

2. Проводится размножение промысловых данных забойного давления и дебита скважины по формуле (2.3.2).

3. Формируется объединенный вектор исходных и размноженных данных забойного давления \mathbf{y}_n^* и матрица Z_n ИСМ ИК (2.3.3).

4. Решаются задачи определения вектора управляющих параметров, как и в параграфе (2.1) данной главы, выбранным методом оптимизации и определения оценок параметров ИСМ ИК (2.3.3) с использованием СЛУ (2.3.4).

5. Проверяется условие (2.1.10), при выполнении которого происходит завершение исследований. При не выполнении условия (2.1.10) назначается следующий режим исследований $n+1$ и производится возврат к пункту 1.

Анализ точности оценок коэффициентов фильтрационного сопротивления методом адаптивной идентификации с размножением данных проведем методом имитационного моделирования. Для этого представим интегрированную систему моделей (2.3.1) в виде

$$\begin{cases} p_{nl,0}^2 - p_{3,i}^{*2} = (C_0 + a_0 q_i + b_0 q_i^2)(1 + c_1 \xi_i), i = \overline{1, n}, \\ p_{nl,0}^2 - p_{3p,j}^{*2} = (C_0 + a_0 q_j + b_0 q_j^2)(1 + c_2 \xi_j), \\ \bar{a}_0 = a_0(1 + c_3 v_1), j = i - 1, i = \overline{2, n}, j = \overline{1, n - 1}, \\ \bar{b}_0 = b_0(1 + c_4 v_2), \end{cases} \quad (2.3.5)$$

где $p_{3,i}^{*2}, i = \overline{1, n}$ – имитируемые значения квадратов забойного давления газовой скважины при заданных (промысловых) значениях дебита q_i на разных режимах ее работы $i = \overline{1, n}$; $p_{3p,j}^{*2}$ – размноженные (начиная со второго режима испытаний скважины при $n = 2$) значения забойного давления при значениях дебита q_j (2.3.2); $p_{nl,0}, C_0, a_0, b_0$ – заданные (точные) значения пластового давления и параметров модели фильтрации Форхгеймера; \bar{a}_0, \bar{b}_0 – имитируемые значения экспертных оценок коэффициентов фильтрационного сопротивления. Случайные величины $\xi_i, i = \overline{1, n}, \xi_j, j = \overline{1, n - 1}, v_1, v_2$, получены с использованием датчика псевдослучайных чисел, распределенные по нормальному закону с нулевыми средними значениями и единичной дисперсией – $N(0,1)$. Константы $c_i, i = \overline{1, 4}$ – представляют относительный уровень погрешностей имитируемых значений забойного давления скважины, ошибок дополнительных данных и экспертных оценок о пластовом давлении и продуктивности скважины.

Результаты анализа точности оценок коэффициентов фильтрационного сопротивления, полученные методом адаптивной идентификации с размножением данных забойного давления и дебитов скважины, с использованием имитационной модели (2.3.5), приведены на рисунках 2.16–2.22 и в таблице 2.3.

На рисунке 2.19 приведены исходные имитируемые значения забойного давления скважины $p_{3,i}^*, i = \overline{1, 7}$ на семи режимах испытаний (символ 1) и

размноженные значения забойного давления $p_{зр,j}^*$, $j = \overline{1,6}$ (символ 2) в зависимости от заданных q_i , $i = \overline{1,7}$ и размноженных значений дебитов $q_j = \frac{q_i + q_{i+1}}{2}$, $j = i - 1, i = \overline{2,n}$, $j = \overline{1,n-1}$ с использованием модели (2.2.5) и формулы (2.3.2).

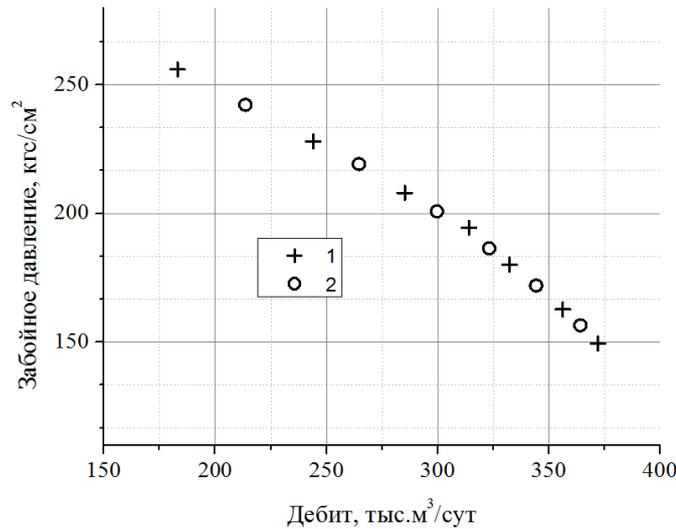


Рисунок 2.16. Исходные имитируемые (символ 1) и размноженные (символ 2) значения забойного давления

На рисунках 2.17, 2.18 приведены оценки коэффициентов фильтрационного сопротивления a_n^* , b_n^* в зависимости от общего номера режимов испытаний и размножения при $c_1 = c_2 = 0,01$, $c_3 = c_4 = 0,1$ (линия 1) и точных значениях параметров имитационной модели (2.3.5) $p_{пл,0} = 290$, $C_0 = -5900$; $a_0 = 100$; $b_0 = 0,22$ (линия 2).

На рисунке 2.19 приведены оценки пластового давления $p_{пл,n}^* = \sqrt{\alpha_{1,n}^* (\omega_n^*)}$ (2.2.4) (линия 1) и его точное значение $p_{пл,0} = 290$ кгс/см² (линия 2) в зависимости от номера режимов испытаний.

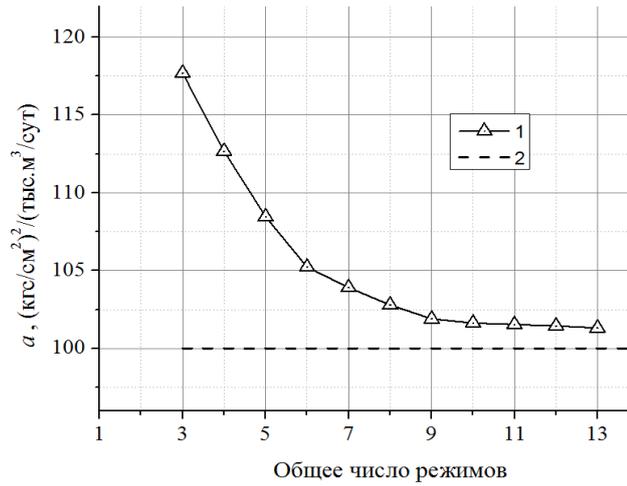


Рисунок 2.17. Оценки коэффициента фильтрационного сопротивления a_n^* (линия 1) и их точные оценки (линия 2)

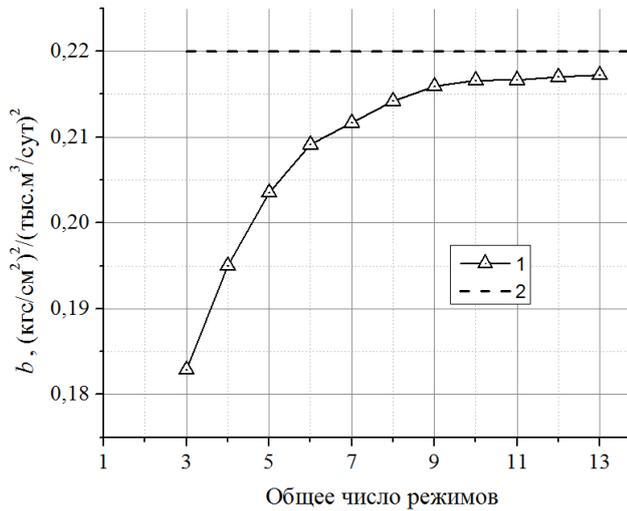


Рисунок 2.18. Оценки коэффициента фильтрационного сопротивления b_n^* (линия 1) и их точные оценки (линия 2)

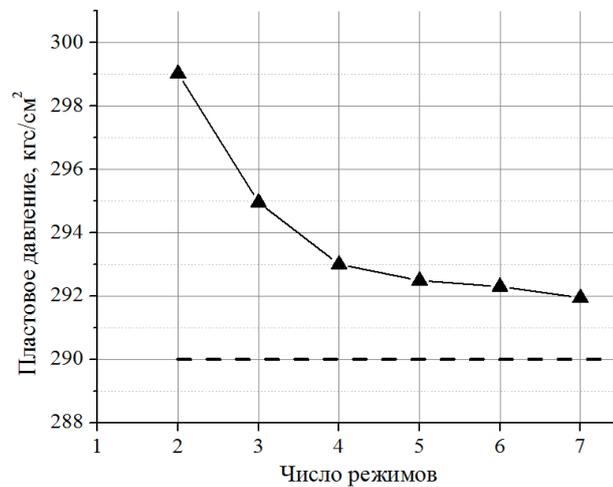


Рисунок 2.19. Оценки пластового давления

На рисунке 2.20 приведена относительная ошибка оценок пластового давления $\delta_n(p_{пл,n}^*)$ (2.2.7) в зависимости от номера режимов испытаний. Из рисунка 2.20 видно, что относительная ошибка оценок пластового давления меньше 1% после четырех режимов испытаний, что позволяет обеспечить точность определения коэффициента фильтрационного сопротивления b_n менее 10% (см. рисунок 2.6).

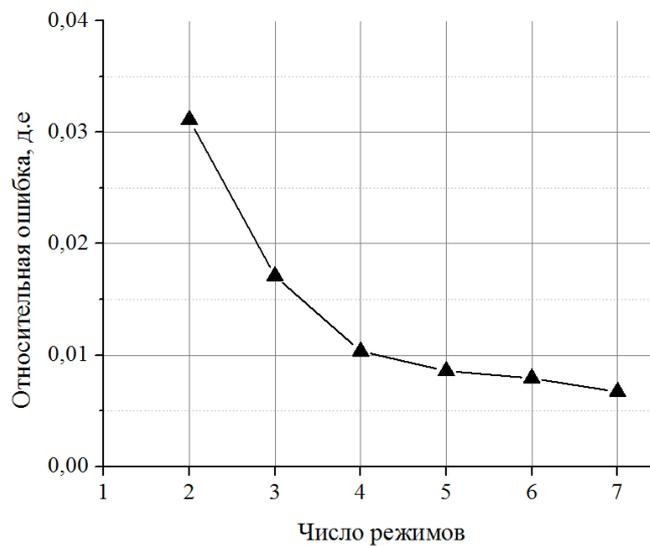


Рисунок 2.20. Относительная ошибка пластового давления

На рисунках 2.21, 2.22 приведены относительные ошибки $\delta_n(a_n^*), \delta_n(b_n^*)$ оценок коэффициентов фильтрационного сопротивления $a_n^* = \alpha_{2,n}^*(\omega_n^*), b_n^* = \alpha_{3,n}^*(\omega_n^*)$ в зависимости от общего номера режимов испытаний и размножения,

$$\delta_n(a_n^*) = \left| \frac{\alpha_{2,n}^*(\omega_n^*) - a_0}{a_0} \right|, \quad (2.3.6)$$

$$\delta_n(b_n^*) = \left| \frac{\alpha_{3,n}^*(\omega_n^*) - b_0}{b_0} \right|,$$

где $\alpha_{2,n}^*(\omega_n^*), b_n^* = \alpha_{3,n}^*(\omega_n^*)$ – оценки параметров ИСМ ИК (2.3.1), (2.3.3) полученные путем решения СЛУ (2.3.4).

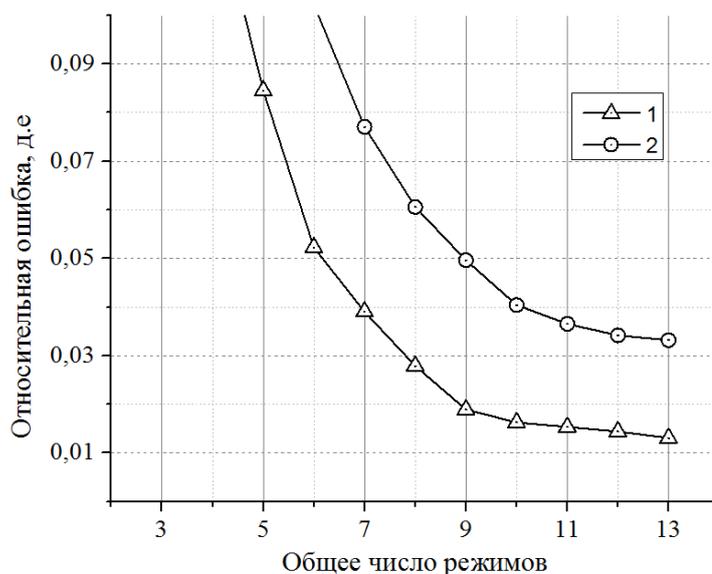


Рисунок 2.21. Относительные ошибки оценок коэффициента фильтрационного сопротивления a_n^* АМИМ (линия 1) и АМР (линия 2)

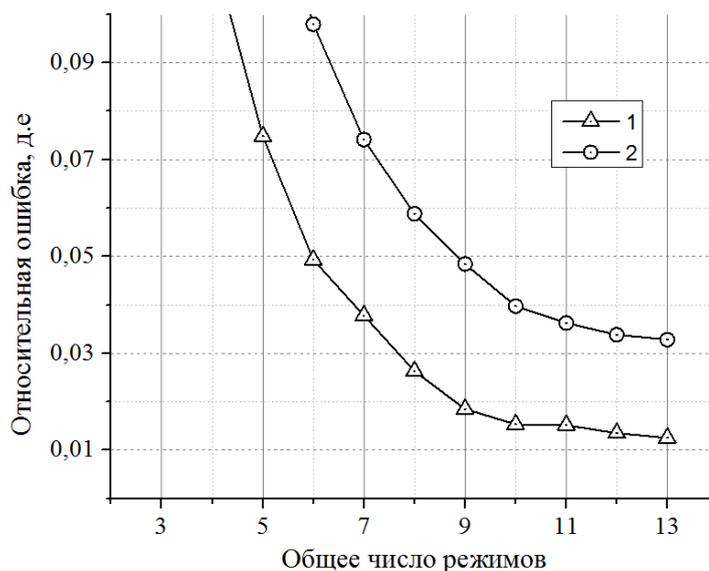


Рисунок 2.22. Относительные ошибки оценок коэффициента фильтрационного сопротивления b_n^* АМИМ (линия 1) и АМР (линия 2)

Оценки параметра корректировки $h_{k,n}^*$ (при $h_{k,n} = h_{k2,n} = h_{k3,n}$) в векторе управляющих параметров определялись путем решения оптимизационной задачи (1.2.11) методом дихотомии, при заданном значении параметра регуляризации в интервале ($h_p \in [0,01 \div 1]$) и постоянных единичных значениях весовой функции в

текущем интервале обработке $[n-i]$, содержащем 3 значения забойного давления и дебита скважины ($w_n((n-i)/h_{3,n})=1$ при $n-i \leq h_{3,n}=3$ и $w_n((n-i)/h_{3,n})=0$ при $(n-i) > h_{3,n}, i = \overline{0, n-1}$).

В таблице 2.3 приведены результаты расчета требуемого числа режимов испытаний скважины n^* для достижения заданной точности оценок коэффициентов фильтрационного сопротивления и принятия решений о завершении газогидродинамических исследований (2.1.11), полученных из (2.3.4) адаптивным методом интегрированных моделей с учетом и корректировкой дополнительной информации (АМИМ), и адаптивным методом регуляризации (АМР) при $h_{p2,n} = h_{p3,n} = h_{p,n}^*$ и $h_{\kappa2,n} = h_{\kappa3,n} = 0$ соответственно.

Таблица 2.3. Требуемое число режимов испытаний скважины для обеспечения заданной точности оценок

Метод идентификации		Число режимов испытаний для достижения заданной точности оценок							
		Уровень точности оценок							
		$\varepsilon_1 = \varepsilon_2 = 0,03$		$\varepsilon_1 = \varepsilon_2 = 0,06$		$\varepsilon_1 = \varepsilon_2 = 0,08$		$\varepsilon_1 = \varepsilon_2 = 0,1$	
		Оценки		Оценки		Оценки		Оценки	
		a_n^*	b_n^*	a_n^*	b_n^*	a_n^*	b_n^*	a_n^*	b_n^*
АМР	Без размножения данных	-	-	-	-	7	6	7	6
	С размножения данных	-	-	6	5	5	5	5	4
АМИМ	Без размножения данных	-	-	6	6	6	5	5	5
	С размножения данных	5	5	4	4	4	4	4	3

Анализ результатов, приведенных на рисунках 2.19–2.22 и в таблице 2.3, показывает, что изложенный выше метод адаптивной идентификации по ИК с размножением данных с использованием степенного закона фильтрации позволяет повысить точность определения оценки пластового давления и соответственно точность оценок коэффициентов фильтрационного

сопротивления, сократить число режимов исследований скважин. Так, например, для получения оценок коэффициентов фильтрационного сопротивления с относительной ошибкой 3% (см. таблицу 2.3) с использованием технологии размноженных данных требуется проведение газогидродинамических исследований на 5 разных режимах испытания скважины, в противном случае без размножения данных требуется 7 и более режимов испытаний соответственно.

Результаты апробации метода адаптивной идентификации ИК с размножением данных при интерпретации скважины № 1103 газоконденсатного месторождения Тюменской области в процессе проведения ГГДИС приведены на рисунках 2.23–2.26 и в таблицах 2.4, 2.5.

На рисунке 2.23 приведены промысловые данные, полученные в результате ГГДИС по ИК (символ 1), и размноженные (символ 2) значения забойного давления и дебитов скважины № 1103 на шести режимах испытаний.

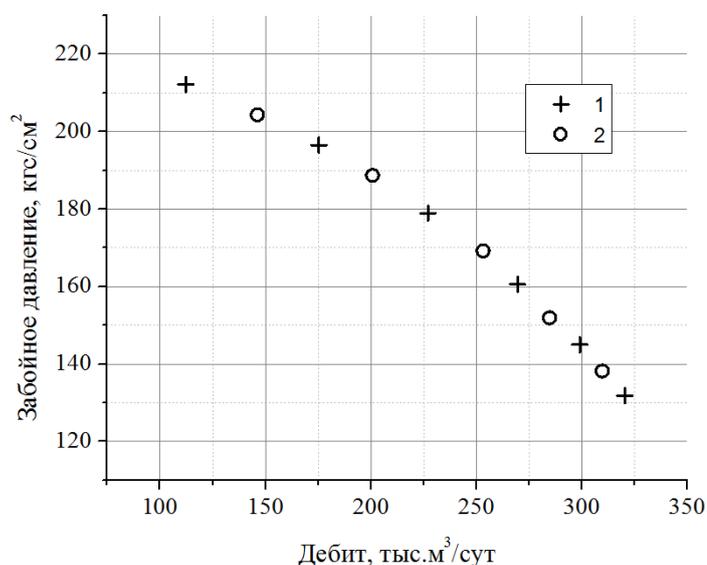


Рисунок 2.23. Промысловые и размноженные значения индикаторной кривой

Изображенные на рисунке 2.23 размноженные значения (символ 2) забойного давления и дебитов скважин рассчитывались по формуле (2.3.2), где оценки параметров модели степенного закона фильтрации $p_{nl,j}^* = \sqrt{\alpha_{1,j}^*(\omega_j^*)}$, $\lambda_j^* = \alpha_{2,j}^*(\omega_j^*)$, $\gamma_j^* = \alpha_{3,j}^*(\omega_j^*)$; $p_{nl,j}^* = p_{nl,i-1}^*$, $j = i - 1, i = \overline{2, n_k}, j = \overline{1, n_k} - 1$, определялись методом Гаусса-Ньютона (2.2.4) с использованием ИСМ дебита скважины (2.2.1).

На рисунке 2.24 приведены оценки пластового давления $p_{пл,n}^* = \sqrt{\alpha_{1,n}^* (\omega_n^*)}$ (2.2.4) в зависимости от номера режимов испытаний, используемые в качестве исходных данных для определения коэффициентов фильтрационного сопротивления скважин № 1103 в ИСМ Форхгеймера (2.1.1).

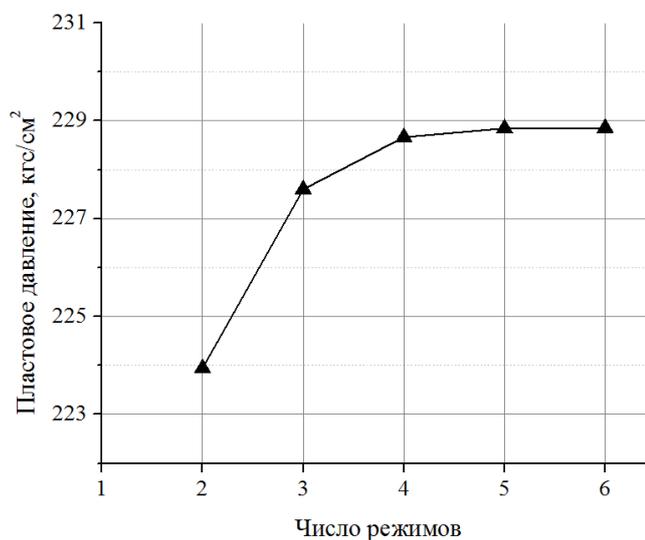


Рисунок 2.24. Оценки пластового давления скважины № 1103

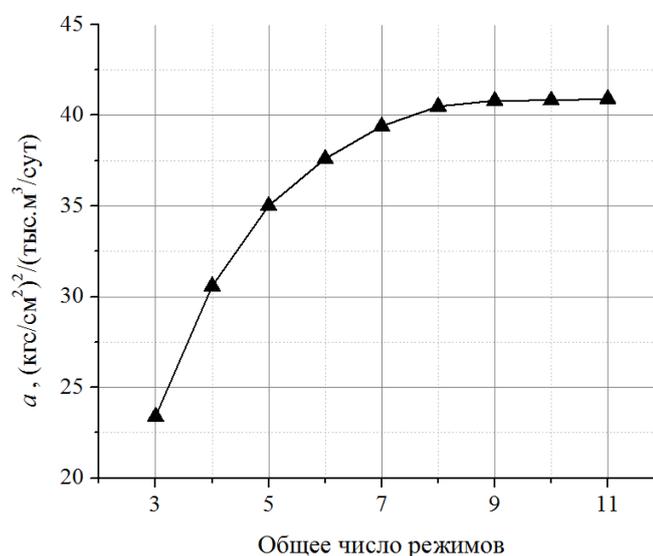


Рисунок 2.25. Оценки коэффициента фильтрационного сопротивления a^* скважины № 1103

На рисунках 2.25, 2.26 приведены оценки коэффициентов фильтрационного сопротивления скважины № 1103, полученные методом адаптивной

идентификации путем решения СЛУ (2.3.4) в зависимости от общего числа режимов испытаний скважины.

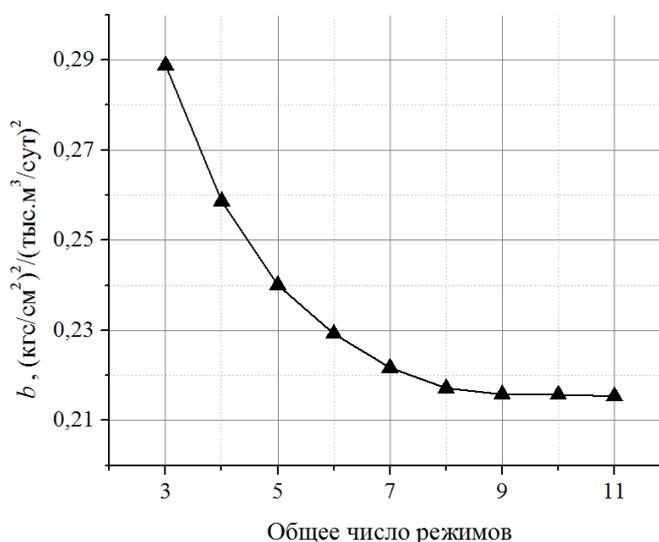


Рисунок 2.26. Оценки коэффициента фильтрационного сопротивления b^* скважины № 1103

Анализ результатов, приведенных на рис. 2.24–2.26, показывает достаточно быструю сходимость оценок пластового давления и коэффициентов фильтрационного сопротивления. Так, например, стабилизация оценки пластового давления и коэффициентов фильтрационного сопротивления наступает уже после четырех режимов исследования (общее число режимов испытаний $n = 7$).

2.4. Выводы по главе 2

Для повышения точности определения параметров газовых пластов в процессе ГГДИС по ИК предложено использовать ИСМ Форхгеймера с переменными, зависящими от времени параметрами, с учетом и корректировкой априорной информации о коэффициентах фильтрационного сопротивления.

Показано, что предложенные алгоритмы адаптивной идентификации по определению параметров ИСМ Форхгеймера и параметров корректировки,

позволяют повысить точность оценок коэффициентов фильтрационного сопротивления и сократить испытания скважин с более 10 до 6 режимов. Однако, точность оценок фильтрационных параметров существенно зависит от точности определения пластового давления.

Для повышения точности определения пластового давления и коэффициентов фильтрационного сопротивления, сокращения режимов испытаний скважины предложено использовать ИСМ степенного закона фильтрации и ИСМ Форхгеймера с учетом размноженных значений забойного давления и дебитов скважины.

Показано, что предложенные алгоритмы адаптивной идентификации по определению параметров ИСМ степенного закона фильтрации и ИСМ Форхгеймера с размножением промысловых данных позволяют повысить точность определения пластового давления, коэффициентов фильтрационного сопротивления и сократить число испытаний скважины до 4-5 режимов.

3. Модели и алгоритмы адаптивной идентификации ГГДИС на неустановившихся режимах фильтрации (КВД, ИК-КВД)

В данной главе рассматриваются модели и алгоритмы адаптивной идентификации газовых пластов на основе интегрированных нелинейных моделей с учетом и корректировкой дополнительной информации о параметрах пласта в условиях неопределенности модели начального участка забойного давления по коротким, недовосставленным КВД.

Решается задача адаптивной идентификации начального участка КВД в адаптивном методе детерминированных моментов давлений, что позволяет определять параметры и тип газовых пластов в процессе проведения газогидродинамических исследований.

Решается задача адаптивной идентификации комбинированных ГГДИС (ИК-КВД) на основе интеграции моделей ИК, КВД с учетом и корректировкой дополнительной информации.

Рассматриваются вопросы разработки рекуррентных алгоритмов адаптивной идентификации для сокращения вычислительных затрат при решении задач по определению параметров интегрированных моделей газовых пластов.

3.1. Модели и алгоритмы обработки результатов ГГДИС с идентификацией начального участка КВД

Решение задачи адаптивной идентификации газовых пластов в условиях неопределенности модели начального участка КВД рассмотрим на основе интегрированной системы моделей забойного давления с учетом и корректировкой дополнительной информации и экспертных оценок параметра

$\bar{\alpha}_2$

$$\begin{cases} p_{3,n}^* = p_{3,0}^* + f(\beta_n, t_n)(\alpha_{1,n} + \alpha_{2,n} \lg(t_n)) + \xi_n, \\ h_{\kappa,n} \bar{\alpha}_2 = \alpha_{2,n} + \eta_n, n = \overline{1, n_k}. \end{cases} \quad (3.1.1)$$

где $p_{3,n}^*$ – измеренные значения забойного давления в моменты времени t_n ; $p_{3,0}^*$ – забойное давление в момент остановки скважины t_0 ; $\alpha_{1,n}, \alpha_{2,n}$, – параметры модели КВД, связанные с параметрами газового пласта по аналогии (1.1.12) соотношениями вида $(\alpha_{1,n} = \alpha_{2,n} \lg\left(\frac{2,25 \chi_n}{r_{np,n}^2}\right) + b q_0^2; \alpha_{2,n} = \frac{42,4 q_0 z_{nl} p_{cm} T_{nl}}{\sigma_n T_{cm}})$; q_0 – дебит газа в момент остановки скважины t_0 ; z_{nl} – коэффициент сверхсжимаемости газа; p_{cm}, T_{cm} – давление и температура при стандартном условии; T_{nl} – пластовая температура; $r_{np,n}$ – приведенный радиус скважины; b – коэффициент фильтрационного сопротивления; $h_{\kappa,n}$ – параметр корректировки; $f(\beta_n, t_n) \rightarrow 1$ при $t_n \rightarrow \infty$ – поправочная функция (ПФ) с нестационарным, зависящим от времени, параметром β_n для идентификации начального участка КВД; n_k – объема данных забойного давления к моменту времени завершения ГГДИС t_k ; ξ_n, η_n – случайные величины.

Отметим, что введение в модель (3.1.1) поправочной функции $f(\beta_n, t_n)$ с переменным, зависящим от времени, параметром β_n , позволяет достаточно точно восстановить забойное давление в условиях неопределенности модели начального участка КВД (см. рисунок 3.1).

На рисунке 3.1, для примера, приведены исходные промысловые (линия 1) и восстановленные (линия 2) значения забойного давления трех газовых скважин с использованием поправочной функции вида

$$f(\beta_n, t_n) = 1 - \exp(-\beta_n t_n). \quad (3.1.2)$$

Из рисунка 3.1 видно, что использование поправочной функции (3.1.2) позволяет достаточно точно восстанавливать забойные давления скважин, включая их начальные участки.

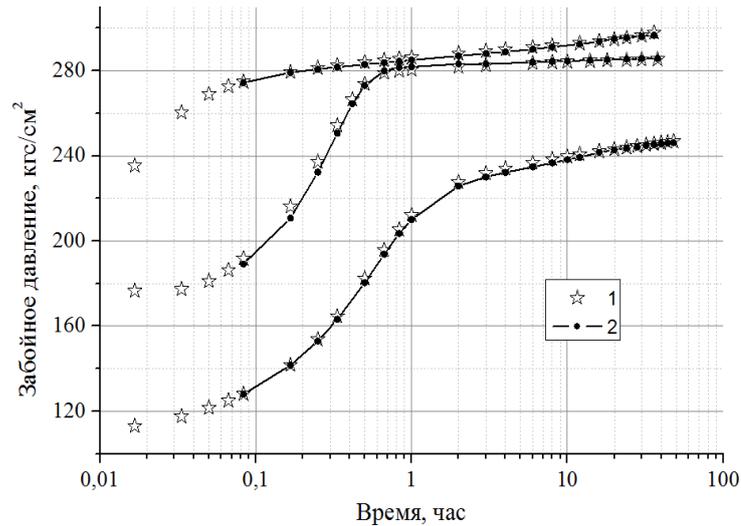


Рисунок 3.1. Исходные (линия 1) и восстановленные (линия 2) значения забойного давления трех газовых скважин

Решение задачи параметрической идентификации модели (3.1.1), представленной для удобства в матричном виде

$$\begin{cases} \Delta \mathbf{p}_{3,n}^* = F_n(\beta_n) \mathbf{\alpha}_n + \xi_n, \\ W(\mathbf{h}_{\kappa,n}) \bar{\mathbf{\alpha}} = \mathbf{\alpha}_n + \eta_n, \quad n = \overline{1, n_k} \end{cases}, \quad (3.1.3)$$

по аналогии с [77] и (1.2.10)–(1.2.12), сводится к решению двух одномерных оптимизационных задач по определению параметра β_n^* модели поправочной функции $f(\beta_n, t_n)$ и параметра корректировки $h_{\kappa,n}^*$ (при заданных значениях параметров забывания $h_{3,n}$ и регуляризации $\mathbf{h}_{p,n}$):

$$\beta_n^*(h_{\kappa,n}) = \arg \min_{\beta_n} \left(\left\| \Delta \mathbf{p}_{3,n}^* - F_n(\beta_n) \cdot \mathbf{\alpha}_n^*(\beta_n, h_{\kappa,n}) \right\|_{K(h_{3,n})}^2 \right), \quad (3.1.4)$$

$$h_{\kappa,n}^* = \arg \min_{h_{\kappa,n}} \left(\left\| \Delta \mathbf{p}_{3,n}^* - F_n(\beta_n) \cdot \mathbf{\alpha}_n^*(\beta_n, h_{\kappa,n}) \right\|_{K(h_{3,n})}^2 \right), \quad (3.1.5)$$

где параметры $\mathbf{\alpha}_n^* = (\alpha_{1,n}^*, \alpha_{2,n}^*)$ (3.1.4) определяются из решения системы линейных алгебраических уравнений

$$\begin{aligned} (F_n(\beta_n)^T K(h_{3,n}) F_n(\beta_n) + W(\mathbf{h}_{p,n})) \mathbf{\alpha}_n &= \\ &= F_n(\beta_n)^T K(h_{3,n}) \Delta \mathbf{p}_{3,n}^* + W(\mathbf{h}_{p,n}) W(\mathbf{h}_{\kappa,n}) \bar{\mathbf{\alpha}}. \end{aligned} \quad (3.1.6)$$

В (3.1.3)–(3.1.6), приняты обозначения: $\Delta \mathbf{p}_{3,n}^* = (p_{3,n}^{*2} - p_{3,0}^{*2}, n = \overline{1, n_k})$ – вектор разности квадратов забойного давления; $\boldsymbol{\alpha}_n = (\alpha_{1,n}, \alpha_{2,n})$ – вектор параметров модели КВД; $F_n(\boldsymbol{\beta}_n) = \begin{pmatrix} f_1 & f_2 & \dots & f_n \\ f_1 x_1 & f_2 x_2 & \dots & f_n x_n \end{pmatrix}_{2,n}^T$ – матрица размерности $(2, n)$, в которой $f_i = f(\beta_i, t_i)$, $x_i = \lg(t_i)$, $i = \overline{1, n_k}$; $K(h_{3,n}) = \text{diag}(w((t_n - t_{n-i}) / h_{3,n}), i = \overline{0, n-1})$ – диагональная матрица весовых функций $w((t_n - t_{n-i}) / h_{3,n})$ с параметром забывания $h_{3,n}$; $W(\mathbf{h}_{p,n}) = \text{diag}(0, h_{p,n})$ – матрица значений параметров регуляризации для обеспечения невырожденности матрицы $F_n(\boldsymbol{\beta}_n)^T K(h_{3,n}) F_n(\boldsymbol{\beta}_n)$; $W(\mathbf{h}_{\kappa,n}) = \text{diag}(0, h_{\kappa,n})$ – матрица значений параметров корректировки дополнительных данных и экспертных оценок $\bar{\boldsymbol{\alpha}} = (0, \bar{\alpha}_2)$; $\boldsymbol{\xi}_n, \boldsymbol{\eta}_n$ – вектор случайных величин.

Для ИСМ КВД (3.1.1), с учетом (1.1.12) оценки гидропроводности σ_n^* , пьезопроводности χ_n^* и пластового давления $p_{nl,n}^*$ в моменты времени t_n рассчитываются по формулам:

$$\sigma_n^* = \frac{42,4 q_0 z_{nl} T_{nl} p_{cm}}{\alpha_{2,n}^* (\beta_n^*, h_{\kappa,n}^*) T_{cm}} \quad (3.1.7)$$

$$\chi_n^* = \frac{\sigma_n^* p_{nl,n}^*}{h m_0} \quad (3.1.8)$$

$$p_{nl,n}^* = \sqrt{p_{3,0}^{*2} + \left(\alpha_{1,n}^* (\beta_n^*, h_{\kappa,n}^*) + \alpha_{2,n}^* (\beta_n^*, h_{\kappa,n}^*) \lg(\overline{T_p}) \right)} \quad (3.1.9)$$

где $\overline{T_p}$ – экспертная оценка времени, в момент которого забойное давление полностью восстанавливается до пластового.

Результаты адаптивной идентификации и определения параметров газового пласта в процессе газогидродинамических исследований скважин по КВД газоконденсатного месторождения Тюменской области приведены на рисунках 3.2–3.4 и в таблице 3.1, где момент завершения исследований t_k^* определялся по критерию стабилизации оценок гидропроводности

$$\left| \frac{(\sigma_n^*(\beta_n^*, h_{\kappa,n}^*) - \sigma_{n-i}^*(\beta_n^*, h_{\kappa,n}^*))}{\sigma_n^*(\beta_n^*, h_{\kappa,n}^*)} \right| \leq 0,05, \quad i = 1, 2, 3 \quad (3.1.10)$$

На рисунке 3.2 приведены промысловые значения забойного давления $p_{3,n}^*$ (линия 1), восстановленные значения забойного давления $p_{3,n}$ с идентификацией начального участка КВД (линия 2)

$$p_{3,n} = \sqrt{p_{3,0}^{*2} + f(\beta_n^*, t_n)(\alpha_{1,n}^* + \alpha_{2,n}^* \lg(t_n))}$$

и восстановленные значения забойного давления без идентификации начального участка КВД при $f(\beta_n^*, t_n) = 1$ (линии 3)

$$p_{3,n} = \sqrt{p_{3,0}^{*2} + (\alpha_{1,n}^* + \alpha_{2,n}^* \lg(t_n))}$$

Оценки $\alpha_{1,n}^*(\beta_n^*, h_{\kappa,n}^*), \alpha_{2,n}^*(\beta_n^*, h_{\kappa,n}^*)$ параметров модели КВД (3.1.1), полученные путем решения СЛУ (3.1.6) при постоянных единичных значениях весовой в текущем интервале обработки $[t_n - t_{n-4}]$, содержащем 5 значений забойного давления ($w_n((t_n - t_{n-i}) / h_{3,n}) = 1$ при $t_n - t_{n-i} \leq h_{3,n} = t_n - t_{n-4}$ и $w_n((t_n - t_{n-i}) / h_{3,n}) = 0$ при $(t_n - t_{n-i}) > h_{3,n}, i = \overline{0, n-1}$). Оценки параметров $\beta_n^*, h_{\kappa,n}^*$ определялись путем решения оптимизационных задач (3.1.4), (3.1.5) 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 $h_{3,n} = t_n - t_{n-4}$.

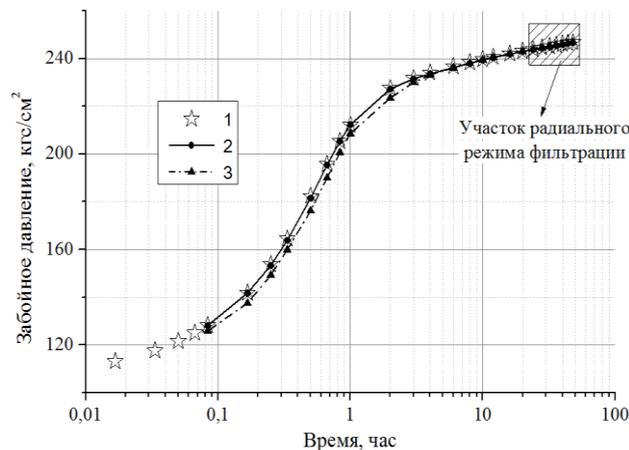


Рисунок 3.2. Исходные промысловые (линии 1) и восстановленные значения забойного давления (линии 2, 3)

На рисунках 3.3, 3.4, для примера, приведены оценки гидропроводности и пластового давления пласта с идентификацией начального участка КВД (линия 1) и без его идентификации при $f(\beta_n, t_n)=1$ (линия 2), полученные за разные периоды ГГДИС.

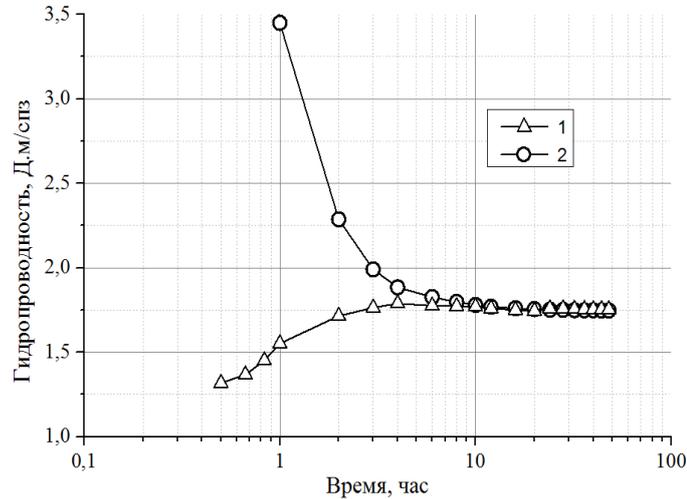


Рисунок 3.3. Оценки гидропроводности пласта

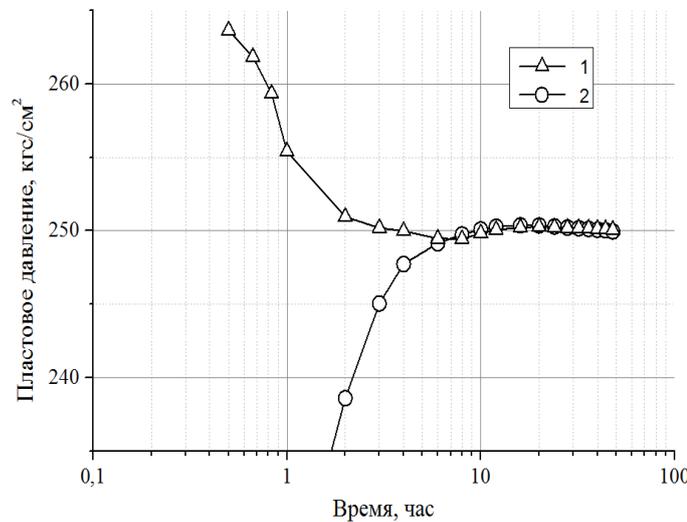


Рисунок 3.4. Оценки пластового давления

В таблице 3.1 приведены оценки гидропроводности, пьезопроводности и пластового давления (3.1.7)–(3.1.9) за разные периоды ГГДИС с идентификацией начального участка КВД с использованием поправочной функции вида (3.1.2), полученные адаптивным методом интегрированных моделей (АМИМ) и без использования поправочной функции, а также оценки, рассчитанные с

использованием программы Saphir. Время завершения исследований t_k^* определялось по алгоритму (3.1.10) при $\varepsilon = 0,05$.

Таблица 3.1. Результаты идентификации и обработки КВД трех газовых скважин

скважины	Методы	Время исследования, час	Гидропроводность, Д.м/спз	Пьезопроводность, см ² /сек	Пластовое давление, кгс/см ²	Время завершения исследования t_k^* , час
1101	Saphir	6	-	-	-	32
		16	1,57	35,72	251,16	
		24	1,76	39,02	250,11	
		32	1,75	38,69	250,08	
	АМИМ с ПФ	1	1,55	35,04	255,40	6
		6	1,78	39,14	249,47	
		10	1,77	39,09	249,82	
		16	1,75	38,71	250,22	
	АМИМ без ПФ	1	3,45	68,13	223,45	16
		6	1,83	40,22	249,14	
		10	1,78	39,36	250,08	
		16	1,76	38,95	250,36	
1048	Saphir	1	-	-	-	18
		6	-	-	-	
		10	8,14	1241,3	290,11	
		18	7,84	1195,3	289,99	
	АМИМ с ПФ	1	7,16	1118,3	290,38	6
		6	7,47	1141,5	289,31	
		10	7,51	1144,7	289,12	
		18	7,65	1165,1	289,07	
	АМИМ без ПФ	1	8,19	1231,7	284,91	10
		6	6,91	1049,5	287,18	
		10	7,45	1134,1	289,58	
		18	7,53	1145,5	289,25	
1056	Saphir	1	-	-	-	16
		3	-	-	-	
		8	7,07	1231,3	294,17	
		16	7,52	1304,3	292,21	
	АМИМ с ПФ	1	7,85	1359,3	291,09	3
		3	7,68	1326,7	291,97	
		8	7,66	1323,3	291,94	
		12	7,61	1314,9	292,04	
	АМИМ без ПФ	1	8,48	1454,3	290,75	8
		3	8,24	1422,9	291,24	
		8	7,74	1341,6	291,70	
		12	7,68	1325,7	292,16	

Анализ результатов, приведенных на рисунках 3.3, 3.4 и в таблице 3.1 показывает, что предложенные модели и алгоритмы адаптивного метода интегрированных моделей с идентификацией начального участка КВД позволяют повысить точность определения параметров газовых пластов и сократить время простоя скважин. Так, например, при обработке КВД скважины № 1101 время простоя сокращается на 26 часов по сравнению с использованием программы Saphir, и на 10 часов по сравнению с использованием адаптивного метода интегрированных моделей без идентификации начального участка КВД (см. таблицу 3.1).

3.2. Модели и алгоритмы идентификации начального участка КВД в адаптивном методе ДМД

Для определения фильтрационных параметров и типа пластовой системы в процессе проведения газогидродинамических исследований по КВД в [12, 27, 33, 47] предложен адаптивный метод детерминированных моментов давлений (ДМД), основанный на вычислении интегралов вида

$$M_k(t_n, T) = M_k(t_n) + M_k(T) = \int_{t_0}^{t_n} (p_{nl}^2(T) - p_3^2(t)) t^k dt + \int_{t_n}^T (p_{nl}^2(T) - p_3^2(t_n + \tau)) (t_n + \tau)^k d\tau, k = 0, 1, 2 \quad (3.2.1)$$

где $\mu_k(t_n), \mu_k(T)$ – детерминированные моменты давлений для текущего времени t_n и времени восстановления забойного давления до пластового T ; $p_{nl}(T), p_3(t)$ – значения пластового давления на контуре питания скважины и забойного; $p_3(t_n + \tau)$ – прогнозные значения забойного давления в момент времени $t_n + \tau$.

Отметим, что адаптивный метод ДМД позволяет решать задачи параметрической и структурной идентификации по определению параметров и типа нефтяных и газовых пластов (однородно-пористый, неоднородный пласт с

ухудшенной проницаемостью призабойной зоны, трещиновато-пористый) в процессе проведения газогидродинамических исследований [33].

Однако при обработке результатов ГГДИС возникает проблема выбора модели начального участка забойного давления, что существенно влияет на точность определения пластового и прогноза забойного давлений (3.2.1) и, соответственно, на точность определения параметров и типа пластов на коротких недовосстановленных КВД [33, 69].

В этой связи, основываясь на результатах работы [79], рассмотрим решение задачи идентификации газовых пластов адаптивным методом детерминированных моментов давления в условиях неопределенности модели начального участка забойного давления с использованием интегрированной системы моделей забойного давления с переменными параметрами с учетом дополнительной информации вида о гидропроводности пласта $\bar{\sigma}$ и пластовом давлении \bar{p}_{nl}^{-2}

$$\begin{cases} \Delta P_3 = p_{3,n}^{*2} - p_{3,0}^{*2} = f(\beta_n, t_n)(\alpha_{1,n} + \alpha_{2,n} \lg(t_n)) + \xi_n, \\ h_{к2,n} \bar{\alpha}_2 = \alpha_{2,n} + \eta_{2,n}, \\ h_{к3,n} (\bar{p}_{nl}^{-2} - p_{3,0}^{*2}) = \alpha_{1,n} + \alpha_{2,n} \lg(\bar{T}_p) + \eta_{3,n}, n = \bar{1}, n_k. \end{cases} \quad (3.2.2)$$

где $p_{3,n}^*$ – измеренные значения забойного давления в моменты времени t_n ; $p_{3,0}^*$ – забойное давление в момент остановки скважины t_0 ; $\alpha_{1,n}, \alpha_{2,n}$, – параметры модели КВД; $h_{к2,n}, h_{к3,n}$ – параметры корректировки дополнительных данных

$\bar{\alpha}_2 = \frac{42,4q_0 z_{nl} p_{cm} T_{nl}}{\bar{\sigma} T_{cm}}$ и \bar{p}_{nl}^{-2} ; $f(\beta_n, t_n) \rightarrow 1$ при $t_n \rightarrow \infty$ - поправочная функция

(3.1.1); \bar{T}_p – экспертная оценка времени восстановления забойного давления до пластового; n_k – объема данных забойного давления; ξ_n, η_n – случайные величины; переменные $q_0, z_{nl}, p_{cm}, T_{nl}, T_{cm}$ определены в (3.1.1).

Представим ИСМ (3.2.2) в матричном виде

$$\begin{cases} \Delta \mathbf{p}_{3,n}^* = F_{0,n}(\beta_n) \mathbf{a}_n + \xi_n, \\ W(\mathbf{h}_{\kappa,n}) \bar{\mathbf{z}} = F_a \mathbf{a}_n + \eta_n, \quad n = \overline{1, n_k} \end{cases} \quad (3.2.3)$$

где $W(\mathbf{h}_{\kappa,n}) = \text{diag}(0, h_{\kappa 2,n}, h_{\kappa 3,n})$ - матрица значений параметров корректировки дополнительных данных и экспертных оценок

$$\bar{\mathbf{z}} = (0, \bar{\alpha}_2, \bar{p}_{nl} - p_{3,0}^{*2}); F_a = \begin{pmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 1 \\ 1 & \lg(\bar{T}_p) \end{pmatrix} - \text{матрица}; F_{0,n}(\beta_n) = \begin{pmatrix} f_1 & f_2 & \dots & f_n \\ f_1 x_1 & f_2 x_2 & \dots & f_n x_n \end{pmatrix}_{2,n}^T$$

- матрица размерности $(2, n)$, в которой $f_i = f(\beta_i, t_i)$, $x_i = \lg(t_i)$, $i = \overline{1, n_k}$;

В данном случае решение задачи параметрической идентификации модели (3.2.2), по аналогии с (3.1.3) при заданных значениях параметров регуляризации и параметра забывания, сводится к решению двух одномерных оптимизационных задач по определению параметра β_n модели поправочной функции $f(\beta_n, t_n)$ и параметров корректировки $h_{\kappa 2,n}^*, h_{\kappa 3,n}^*$ вида:

$$\beta_n^* = \arg \min_{\beta_n} \left(\left\| \Delta \mathbf{p}_{3,n}^* - F_{0,n}(\beta_n) \cdot \mathbf{a}_n^*(\beta_n, h_{\kappa 2,n}, h_{\kappa 3,n}) \right\|_{K(h_{3,n})}^2 \right), \quad (3.2.4)$$

$$h_{\kappa 2,n}^*, h_{\kappa 3,n}^* = \arg \min_{h_{\kappa 2,n}, h_{\kappa 3,n}} \left(\left\| \Delta \mathbf{p}_{3,n}^* - F_{0,n}(\beta_n) \cdot \mathbf{a}_n^*(\beta_n, h_{\kappa 2,n}, h_{\kappa 3,n}) \right\|_{K(h_{3,n})}^2 \right), \quad (3.2.5)$$

где параметры $\mathbf{a}_n^* = (\alpha_{1n}^*, \alpha_{2n}^*)$ (3.2.4) определяются из решения системы линейных алгебраических уравнений

$$\begin{aligned} & (F_{0,n}(\beta_n)^T K(h_{3,n}) F_{0,n}(\beta_n) + F_a^T W(\mathbf{h}_{p,n}) F_a) \mathbf{a}_n = \\ & = F_{0,n}(\beta_n)^T K(h_{3,n}) \Delta \mathbf{p}_{3,n}^* + F_a^T W(\mathbf{h}_{p,n}) W(\mathbf{h}_{\kappa,n}) \bar{\mathbf{z}} \end{aligned} \quad (3.2.6)$$

Здесь где $W(\mathbf{h}_{p,n}) = \text{diag}(0, h_{p2,n}, h_{p3,n})$ - матрица заданных значений параметров регуляризации $h_{p2,n}, h_{p3,n}$; $K(h_{3,n}) = \text{diag}(w((t_n - t_{n-i}) / h_{3,n}), i = \overline{0, n-1})$ - диагональная матрица весовых функций $w((t_n - t_{n-i}) / h_{3,n})$ с параметром забывания $h_{3,n}$.

При использовании метода прямоугольников для вычисления интегралов с учетом (3.2.2)–(3.2.6) имеют место следующие оценки детерминированных моментов давлений (3.2.1):

$$M_k^*(t_n, T, \mathbf{\alpha}_n^*, \beta_n^*) = M_k^*(t_n, \mathbf{\alpha}_n^*, \beta_n^*) + M_k(\overline{T}_p, \mathbf{\alpha}_n^*, \beta_n^*), \quad (3.2.7)$$

$$M_k^*(t_n, \mathbf{\alpha}_n^*, \beta_n^*) = \sum_{n=n_0}^{n_k} (p_{nl,n}^{*2}(\mathbf{\alpha}_n^*, \beta_n^*) - p_{3,n}^{*2}) t_n^k \Delta t_n,$$

$$M_k(\overline{T}_p, \mathbf{\alpha}_n^*, \beta_n^*) = \sum_{n=nk+1}^{n(\overline{T}_p)} (p_{nl,n}^{*2}(\mathbf{\alpha}_n^*, \beta_n^*) - p_{3,n}^2(t_{n+\tau}, \mathbf{\alpha}_n^*, \beta_n^*)) (t_{n+\tau})^k \Delta t_n,$$

где $p_{nl,n}^*(\mathbf{\alpha}_n^*, \beta_n^*)$ – оценки пластового давления, а $p_{3,n}^2(t_{n+\tau}, \mathbf{\alpha}_n^*, \beta_n^*)$ – прогнозные значения забойного давления

$$p_{nl,n}^{*2}(\mathbf{\alpha}_n^*, \beta_n^*) = p_{3,0}^{*2} + f(\beta_n^*, t_n)(\alpha_{1,n}^* + \alpha_{2,n}^* \lg(\overline{T}_p)), \quad (3.2.8)$$

$$p_{3,n}^2(t_{n+\tau}, \mathbf{\alpha}_n^*, \beta_n^*) = p_{3,0}^{*2} + f(\beta_n^*, t_{n+\tau}) \times (\alpha_{1,n}^* + \alpha_{2,n}^* \lg(t_{n+\tau})); \quad (3.2.9)$$

$n = n_0, n_0 + 1, n_0 + 2, \dots, n_k$ – объем данных забойного давления в текущий момент времени t_n ; n_0 – объем данных забойного давления начального обучающего участка КВД (см. рисунок 3.5, линия 2); $n(\overline{T}_p)$ – объем данных забойного давления к моменту времени \overline{T}_p ; $\Delta t_n = t_{n+1} - t_n$; $\tau = 0, 1, 2, \dots, n(\overline{T}_p) - n_k$.

Результаты исследований моделей и алгоритмов идентификации и обработки результатов ГГДИС по КВД двух скважин газового месторождения Тюменской области адаптивным методом детерминированных моментов давлений приведены на рисунках 3.5–3.8 и в таблице 3.3.

Исходные данные для обработки результатов КВД двух газовых скважин, приведенные в таблице 3.2.

На рисунке 3.5 приведены фактические (линии 1, 2) и восстановленные (линия 3) значения разности квадрата забойного давления в логарифмических координатах ($\Delta P_z = f[\lg(t)]$) для двух газовых скважин № 1107 и 1108.

Начальный обучающий участок КВД ($n_0 = 7$) изображен на рисунке 3.5 линией 2.

Таблица 3.2. Исходные данные двух газовых скважин

Исходные данные	Скважины	
	1108	1107
1. Эффективная мощность h , м	120,9	158,8
2. Радиус скважины r_c , м	0,0715	0,108
3. Радиус контура питания скважины r_k , м	650	650
4. Температура при стандартном условии $T_{cm} (+20^0 C)^0 K$	293	293
5. Стандартное давление p_{cm} , кгс/см ²	1,033	1,033
6. Пористость m_0	0,134	0,135
7. Коэффициент сверхсжимаемости газа при пластовых условиях z_{nl}	0,874	0,862
8. Пластовая температура T_{nl} , ⁰ K	357,15	357,5
9. Динамическая вязкость μ , спз	0,02	0,02
10. объем данных начального участка для обработки КВД n_0	7	7
11. Экспертная оценка времени восстановления забойного давления до пластового \bar{T}_p , час	72	72
12. Дебит скважины до остановки q_0 , м ³ /сут	$333,5 \times 10^3$	$204,7 \times 10^3$

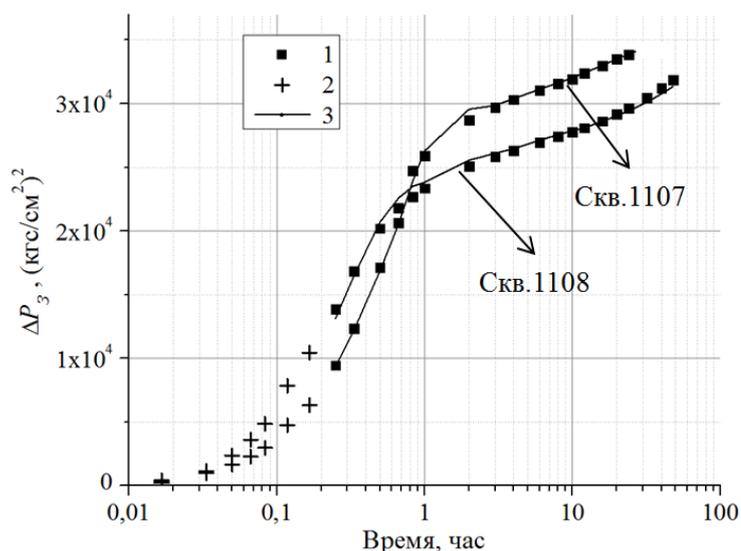


Рисунок 3.5. Фактические (линии 1, 2) и восстановленные (линия 3) значения разности квадрата забойного давления для двух скважин № 1107 и 1108

На рисунке 3.6 для скважины № 1107 приведены оценки диагностического коэффициента, полученные адаптивным методом ДМД без идентификации

начального участка КВД (линия 1) при $f(\beta_n, t_n) = 1$ и адаптивным методом ДМД с идентификацией начального участка КВД (линия 2)

$$d^*(\alpha_n^*, \beta_n^*) = \frac{M_0^*(\alpha_n^*, \beta_n^*) \cdot M_2^*(\alpha_n^*, \beta_n^*)}{(M_1^*(\alpha_n^*, \beta_n^*))^2}, \quad (3.2.10)$$

где $M_0^*(\alpha_n^*, \beta_n^*), M_1^*(\alpha_n^*, \beta_n^*), M_2^*(\alpha_n^*, \beta_n^*)$ – оценки детерминированных моментов давлений (3.2.7). Отметим, что диагностический коэффициент $d^*(\alpha_n^*, \beta_n^*)$ находится в интервале $[1,9-2,1]$ (см. рисунок 3.6, линия 2), что соответствует однородно-пористому газовому пласту [12, 76].

На рисунках 3.7, 3.8 приведены оценки гидропроводности и пьезопроводности, полученные адаптивным методом ДМД без идентификации начального участка КВД (линия 1) и адаптивным методом ДМД с идентификацией начального участкам КВД (линия 2) для скважины № 1107 $\sigma_z^*(\alpha_n^*, \beta_n^*), \chi_z^*(\alpha_n^*, \beta_n^*)$.

$$\sigma_z^*(\alpha_n^*, \beta_n^*) = \frac{1,6q_0 M_1^*(\alpha_n^*, \beta_n^*) p_{cm}}{\pi (M_0^*(\alpha_n^*, \beta_n^*))^2}, \quad (3.2.11)$$

$$\chi_z^*(\alpha_n^*, \beta_n^*) = \frac{M_0^*(\alpha_n^*, \beta_n^*) r_k^2}{6,4 M_1^*(\alpha_n^*, \beta_n^*)}, \quad (3.2.12)$$

Задачи параметрической идентификации (3.2.4)–(3.2.6) решались, как и в параграфе (3.1) данной главы, при заданных значения параметра забывания $h_{3,n} = 5$, регуляризации $h_{p2,n} = h_{p2,n} = h_p = 0,01$ и постоянных (равных единице) значениях весовой функции $w(\bullet)$ в интервале обработки содержащим 5 значений забойного давления. Параметр β_n функции забывания $f(\beta_n, t_n) = 1 - \exp(-\beta_n t_n)$ и параметры корректировки $h_{k2,n}^*, h_{k3,n}^*$ (при $h_{k2,n} = h_{k3,n} = h_{k,n}$) определялись путем решения оптимизационных задач (3.2.4) и (3.2.5), соответственно, методом дихотомии.

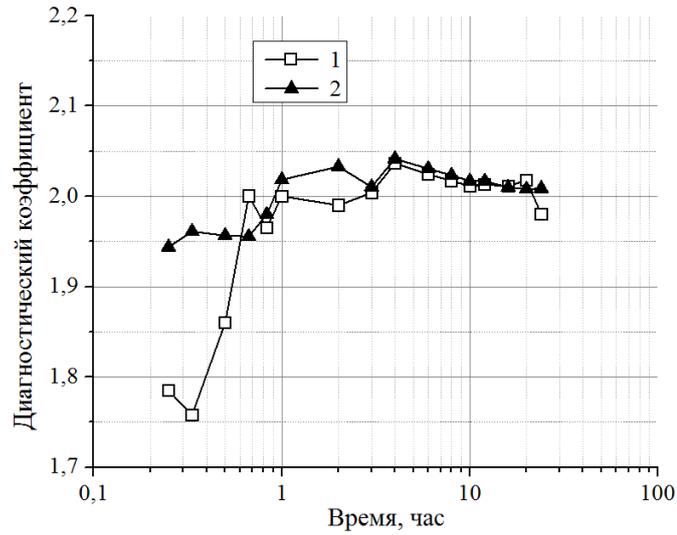


Рисунок 3.6. Оценки диагностического коэффициента для скважины № 1107

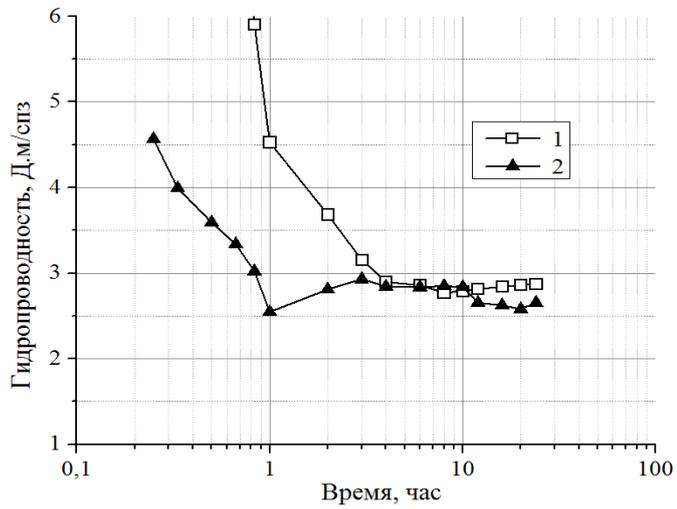


Рисунок 3.7. Оценки гидропроводности для скважины № 1107

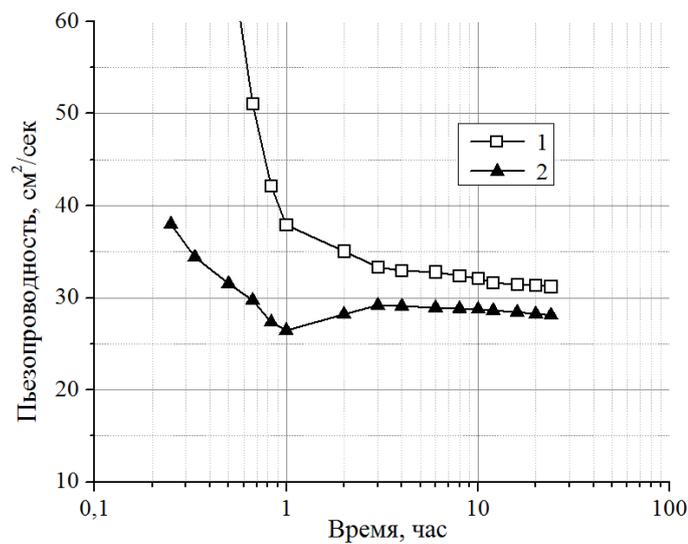


Рисунок 3.8. Оценки пьезопроводности для скважины № 1107

В таблице 3.3 приведены оценки параметров пласта, полученные в разные моменты времени регистрации КВД ($t_k = 1; 6; 12; 24$ час.) для двух газовых скважин.

Таблица 3.3. Результаты идентификации и обработки КВД двух газовых скважин

Скважины	Метод	Время исследования t_k , час	Диагностический коэффициент	Гидропроводность, Дм/спз	Пьезопроводность, см ² /сек	Время завершения исследований t_k^* , час	
1107	Saphir	28	-	2,48	24,42	24	
	АДМД с ИНУ КВД	1	1,96	2,54	26,46	6	
		6	2,01	2,84	28,93		
		12	2,02	2,66	28,64		
		24	2,01	2,65	28,12		
	АДМД без ИНУ КВД	1	1,86	4,52	37,91	12	
		6	2,00	2,86	32,80		
		12	2,01	2,81	31,62		
		24	1,99	2,87	31,21		
	1108	Saphir	46	-	1,78	26,09	32
		АДМД с ИНУ КВД	1	1,75	1,64	25,09	6
			6	1,88	1,77	25,77	
12			1,91	1,81	26,12		
24			1,97	1,87	26,92		
АДМД без ИНУ КВД		1	1,73	2,75	36,84	12	
		6	1,82	2,09	30,40		
		12	1,93	2,14	30,81		
		24	1,94	2,15	30,81		

Планируемое время завершения газогидродинамических исследований и используемое в программном комплексе Saphir составило 28 час. для газовой скважины № 1107 и 46 час. для газовой скважины № 1108 (см. таблицу 3.3). Время завершения газогидродинамических исследований t_k^* , требуемое для адаптивного метода ДМД без идентификации начального участка КВД (АДМД без ИНУ КВД) и адаптивного метода ДМД с идентификацией начального участка КВД (АДМД с ИНУ КВД) определялось по критерию стабилизации оценок гидропроводности (3.1.10).

Анализ результатов, приведенных на рисунках 3.6–3.8 и в таблице 3.3, показывает, что рассмотренные модели и алгоритмы адаптивного метода ДМД с идентификацией начального участка КВД позволяют получить более точные

оценки фильтрационных параметров пласта, значительно сократить время простоя скважин. Например, для адаптивного метода ДМД без идентификации начального участка КВД требуется 12 часов простоя скважин. При использовании предложенного адаптивного метода ДМД с идентификацией начального участка КВД достаточно порядка 6 часов простоя скважин, т.е. сокращается время простоя скважины в 2 раза по сравнению с использованием адаптивного метода ДМД без идентификации начального участка КВД.

3.3. Рекуррентные алгоритмы идентификации ГГДИС по КВД

В данном параграфе рассмотрены рекуррентные алгоритмы адаптивной идентификации и обработки результатов ГГДИС на примере линейной интегрированной системы моделей КВД с учетом и корректировкой дополнительной информации о параметрах $\bar{\alpha}_1, \bar{\alpha}_2$ вида

$$\begin{cases} p_{z,n}^{*2} = \alpha_{1,n} + \alpha_{2,n} \lg(t_n) + \xi_n, \\ h_{\kappa 1,n} \bar{\alpha}_1 = \alpha_{1,n} + \eta_{1,n}, \\ h_{\kappa 2,n} \bar{\alpha}_2 = \alpha_{2,n} + \eta_{2,n}, \quad n = \overline{1, n_k}, \end{cases} \quad (3.3.1)$$

где $p_{z,n}^*$ – измеренные значения забойного давления в моменты времени t_n ; $\alpha_{1,n}, \alpha_{2,n}$, – параметры модели КВД, связанные с параметрами газового пласта по

анalogии (1.1.12) соотношениями вида $(\alpha_{1,n} = p_{z,0}^{*2} + \alpha_{2,n} \lg\left(\frac{2,25\chi_n}{r_{np,n}^2}\right) + bq_0^2$,

$\alpha_{2,n} = \frac{42,4q_0 z_{nl} p_{cm} T_{nl}}{\sigma_n T_{cm}})$; $p_{z,0}^*$ – забойное давление в момент остановки скважины t_0 ;

переменные $q_0, z_{nl}, p_{cm}, T_{nl}, T_{cm}$ определены в (3.1.1); $h_{\kappa 1,n}, h_{\kappa 2,n}$ – параметры корректировки; n_k – число объема данных; $\xi_n, \eta_{1,n}, \eta_{2,n}$ – случайные величины.

Процедура адаптивной идентификации ИСМ (3.3.1) заключается в решении двух оптимизационных задач по определению параметров модели КВД $\alpha_n^*(\omega_n) = (\alpha_{1,n}^*(\omega_n), \alpha_{2,n}^*(\omega_n))$ и управляющих параметров $\omega_n^* = (h_{3,n}^*, h_{p,n}^*, h_{\kappa,n}^*)$

$$\alpha_n^*(\omega_n) = \arg \min_{\alpha_n} (\Phi(\alpha_n, \omega_n) = J_0(\alpha_n, h_{3,n}^*) + J_a(\alpha_n, h_{p,n}^*, h_{\kappa,n}^*)), \quad (3.3.2)$$

$$\omega_n^* = \arg \min_{\omega_n} J_0(\alpha_n^*(\omega_n)), \quad (3.3.3)$$

В данном случае метод адаптивной идентификации по определению оценок параметров модели (3.3.1), по аналогии с (1.2.8), сводится к решению СЛУ вида

$$A_n \alpha_n^*(\omega_n) = B_n$$

$$A_n = (F_n^T K(h_{3,n}) F_n + W(\mathbf{h}_{p,n})); \quad B_n = (F_n^T K(h_{3,n}) \mathbf{y}_n^* + W(\mathbf{h}_{p,n}) W(\mathbf{h}_{\kappa,n}) \bar{\alpha}), \quad (3.3.4)$$

где $\mathbf{y}_n^* = (p_{3,n}^{*2}, n = \overline{1, n_k})$ – вектор столбцы фактических значений квадратов забойных давлений в моменты времени t_n ; $F_n = (\varphi_n = (1, \lg(t_n)), n = \overline{1, n_k})$ – матрица модели КВД; $\alpha_n = (\alpha_{1,n}, \alpha_{2,n})$ – векторы столбцы неизвестных параметров модели КВД; $W(\mathbf{h}_{\kappa,n}) = \text{diag}(h_{\kappa 1,n}, h_{\kappa 2,n})$ – матрица параметров корректировки дополнительных данных $\bar{\alpha} = (\bar{\alpha}_1, \bar{\alpha}_2)$; $K(h_{3,n}) = \text{diag}(w((t_n - t_{n-i}) / h_{3,n}), i = \overline{0, n-1})$ – матрица весовых функций $w((t_n - t_{n-i}) / h_{3,n})$ с параметром $h_{3,n}$; $W(\mathbf{h}_{p,n}) = \text{diag}(h_{p1,n}, h_{p2,n})$ – матрица значений параметров регуляризации.

Обработка большого объема данных о забойном давлении скважины с решением системы линейных уравнений вида (3.3.4) затрудняет процесс определения фильтрационных параметров газового пласта в режиме реального времени. В этой связи параметры ИСМ КВД (3.3.1) целесообразно определять с использованием рекуррентного алгоритма без решения СЛУ и обращения матрицы [112]:

$$\alpha_n^* = \alpha_{n-1}^* + \Gamma_n \Phi_n^T (y_n^* - \Phi_n \alpha_{n-1}^*),$$

$$\Gamma_n = \Gamma_{n-1} - \frac{\Gamma_{n-1} \Phi_n^T \Phi_n \Gamma_{n-1}}{1 + \Phi_n \Gamma_{n-1} \Phi_n^T}, n = 1, 2, 3, \dots, \quad (3.3.5)$$

где $\Gamma_0 = (h_p \cdot I)^{-1}$ – обратная диагональная матрица параметра регуляризации; I – единичная матрица; $\Phi_n = (1, \lg(t_n))$ – вектор строка; $\alpha_0^* = W(\mathbf{h}_{\kappa,0})\bar{\mathbf{a}}$ – вектор начальных оценок параметров.

Определение управляющих параметров забывания $h_{3,n}$, регуляризации $\mathbf{h}_{p,0}$ и корректировки $\mathbf{h}_{\kappa,0}$ в виду большого объема вычислений, по аналогии с [112], следует определять не на всем диапазоне забойных давлений, а в определенные моменты времени $t_{n(k)}, k = 1, 2, 3, \dots$, на соответствующих участках КВД, например через 3 часа газогидродинамических исследований.

На рисунке 3.9 приведены исходные (линия 1) и восстановленные (линия 2) значения КВД скважины № 1182 (оснащенной информационными телеметрическими системами) газоконденсатного месторождения Тюменской области, где оценки параметров $\alpha_{1,n}, \alpha_{2,n}$ (3.3.1) определялись по рекуррентным алгоритмом (3.3.5). Задача определения оценок вектора управляющих параметров ω_n^* решалось, как и в предыдущих параграфах (3.1), (3.2) данной главы при заданных значениях параметра забывания $h_{3,n} = 5$, регуляризации $h_{p,n} = 0,01$ и постоянных (равных единице) значениях весовой функции $w(\bullet)$ в интервале обработки содержащим 5 значений забойного давления. Параметр корректировки $h_{\kappa,n}^*$ определялся путем решения оптимизационной задачи (1.2.11) методом дихотомии через три часа газогидродинамических исследований.

На рисунке 3.10 приведены оценки гидропроводности пласта,

$$\sigma_n^* = \frac{42,4q_0 z_{nl} T_{nl} P_{cm}}{\alpha_{2,n}^* (h_{\kappa,n}^*) T_{cm}}$$

где оценки $\alpha_{2,n}^* (h_{\kappa,n}^*)$ получены путем решения СЛУ (3.3.4) (линия 2), и с использованием рекуррентных алгоритмов (3.3.5) (линия 1). Линией 3 изображена оценка гидропроводности, полученная с использованием программного комплекса Saphir.

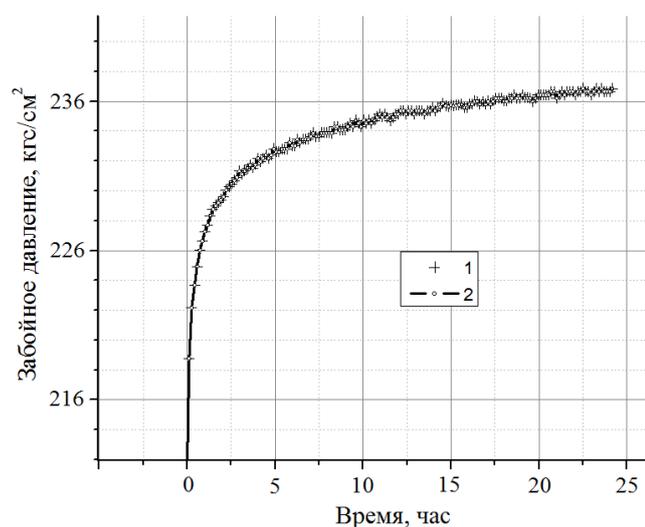


Рисунок 3.9. Исходные (линия 1) и восстановленные (линии 2) значения КВД скважины № 1182

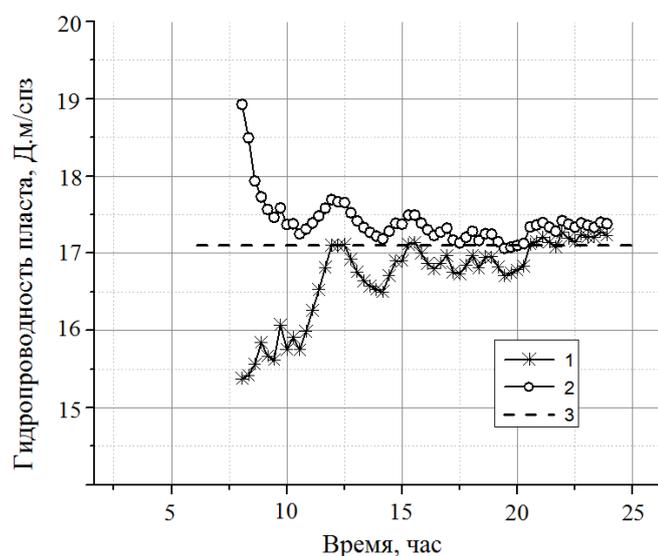


Рисунок 3.10. Оценки гидропроводности пласта скважины № 1182.

Оценки гидропроводности пласта, полученные адаптивным методом интегрированных моделей (АМИМ) путем решения СЛУ (3.3.4) и по рекуррентным алгоритмам адаптивной идентификации (РА АИ) (3.3.5), приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4. Оценки гидропроводности пласта газовой скважины № 1182

Метод.	Время исследования КВД, час	Гидропроводность, Д.м/спз
РА АИ	10	15,75
	15	16,91
	20	16,76
	24	17,26
АМИМ	10	17,48
	15	17,46
	20	17,11
	24	17,44
Saphir	24	17,10

Анализ результатов приведенных на рисунке 3.10 и в таблице 3.4 показывает, что рекуррентные оценки гидропроводности пласта практически не уступают по точности нерекуррентным оценкам, полученным адаптивным методом интегрированных моделей, что подтверждает целесообразность их практического использования.

3.4. Модели и алгоритмы адаптивной идентификации комбинированных ГГДИС (ИК-КВД)

Проведение комбинированных многоциклических ГГДИС (ИК-КВД) является необходимым и обязательным мероприятием мониторинга и разработки нефтяных и газовых месторождений России, поскольку позволяет получить наиболее достоверную информацию о фильтрационных параметрах и энергетическом состоянии пластовых систем.

Для решения данной задачи рассмотрены две системы моделей индикаторной кривой и кривой восстановления забойного давления на разных режимах испытаний (см. пример рисунок 3.11, КВД 1, КВД 2, КВД 3, КВД 4). В качестве модели ИК использована ИСМ индикаторной кривой Форхгеймера (2.3.1) с учетом дополнительной информации о коэффициентах фильтрационного сопротивления \bar{a} , \bar{b} , промысловых и размноженных (по алгоритму (2.3.2)) данных забойного давления и дебитов скважин вида:

$$\begin{cases} p_{nl}^2 - p_{31,n}^{*2} = C_n + a_n q_n^* + b_n q_n^{*2} + \xi_n, \\ h_{\kappa 2,n} \cdot \bar{a} = a_n + \eta_{1,n}, \\ h_{\kappa 3,n} \cdot \bar{b} = b_n + \eta_{2,n}, \quad n = \overline{1, n_{k1}} \end{cases}, \quad (3.4.1)$$

где $p_{31,n}^*, q_n^*$ – промысловые и размноженные значения забойного давления и дебитов скважины; C_n, a_n, b_n – параметры модели ИК; $n_{k1} = (n_k + n_k - 1)$ – объем промысловых n_k и размноженных $(n_k - 1)$ значений дебитов и забойных давлений скважины на n_k режимах испытаний; $h_{\kappa 2,n}, h_{\kappa 3,n}$ – параметры корректировки; p_{nl}^2 – квадрат пластового давления; $\xi_n, \eta_{1,n}, \eta_{2,n}$ – случайные величины.

В качестве модели КВД на разных режимах испытаний скважины использована ИСМ забойного давления с учетом дополнительной информации о пьезопроводности $\bar{\chi}_n$, приведенном радиусе скважины r_{np}^{-2} , гидропроводности $\bar{\sigma}$, коэффициенте фильтрационного сопротивления \bar{b} и пластовом давлении \bar{p}_{nl} вида [62]

$$\begin{cases} p_{32,n}^{*2} = p_{32,0}^{*2} + f(\beta_n, t_n)(\alpha_{1,n} + \alpha_{2,n} \lg(t_n)) + \xi_n, \\ h_{\kappa 1,n} \bar{\alpha}_1 = \alpha_{1,n} + \eta_{1,n}, \quad h_{\kappa 2,n} \bar{\alpha}_2 = \alpha_{2,n} + \eta_{2,n}, \\ h_{\kappa 3,n} (\bar{p}_{nl}^{-2} - p_{32,0}^{*2}) = \alpha_{1,n} + \alpha_{2,n} \lg(\bar{T}_p) + \eta_{3,n}, \quad n = \overline{1, n_{k2}}. \end{cases} \quad (3.4.2)$$

где $p_{32,n}^*, p_{32,0}^*$ – измеренные значения забойного давления в текущие моменты

времени t_n и момент остановки скважины t_0 ; $\bar{\alpha}_1 = \bar{\alpha}_2 \lg\left(\frac{2,25\bar{\chi}_n}{r_{np}^{-2}}\right) + \bar{b}q_0^2$,

$\bar{\alpha}_2 = \frac{42,4q_0 z_{nl} p_{cm} T_{nl}}{\sigma T_{cm}}$ – дополнительные данные о параметрах модели КВД α_1, α_2

соответственно; переменные $q_0, z_{nl}, p_{cm}, T_{nl}, T_{cm}$ определены в (3.1.1); \bar{T}_p –

экспертная оценка времени восстановления забойного давления до пластового;

$f(\beta_n, t_n) \rightarrow 1$ при $t_n \rightarrow \infty$ – поправочная функция (3.1.1); $h_{\kappa 1,n}, h_{\kappa 2,n}, h_{\kappa 3,n}$ – параметры

корректировки; $\xi_n, \eta_{1,n}, \eta_{2,n}, \eta_{3,n}$ – случайные величины.

Для решения задачи адаптивной идентификации параметров газовых пластов в процессе комбинированных ГГДИС представим ИСМ (3.4.1), (3.4.2) в унифицированном матричном виде:

$$\begin{cases} \mathbf{y}_n^* = F_n \boldsymbol{\alpha}_n + \boldsymbol{\xi}_n, \\ W_1(\mathbf{h}_{\kappa,n}) \bar{\boldsymbol{\alpha}} = \boldsymbol{\alpha}_n + \boldsymbol{\eta}_n, n = \overline{1, n_{k1}} \end{cases} \quad (3.4.3)$$

$$\begin{cases} \Delta \mathbf{p}_{32,n}^* = F_{0,n}(\boldsymbol{\beta}_n) \boldsymbol{\alpha}_n + \boldsymbol{\xi}_n, \\ W_2(\mathbf{h}_{\kappa,n}) \bar{\mathbf{z}} = F_a \boldsymbol{\alpha}_n + \boldsymbol{\eta}_n, n = \overline{1, n_{k2}} \end{cases}, \quad (3.4.4)$$

где $\mathbf{y}_n^* = (p_{nl}^2 - p_{31,n}^{*2}, n = \overline{1, n_{k1}})$ - вектор столбцы значений квадратов разности забойных давлений модели ИК при известном значении пластового давления p_{nl} ;

$F_n = (\boldsymbol{\varphi}_n = (1, q_n^*, q_n^{*2}), n = \overline{1, n_{k1}})$ - матрица модели ИК; в (3.4.3)

$\boldsymbol{\alpha}_n = (\alpha_{1,n} = C_n, \alpha_{2,n} = a_n, \alpha_{3,n} = b_n)$ - векторы столбцы неизвестных параметров модели ИК;

$W_1(\mathbf{h}_{\kappa,n}) = \text{diag}(0, h_{\kappa2,n}, h_{\kappa3,n})$ - матрица параметров корректировки

дополнительных данных $\bar{\boldsymbol{\alpha}} = (0, \bar{a}, \bar{b})$; $\Delta \mathbf{p}_{32,n}^* = (p_{32,n}^{*2} - p_{32,0}^{*2}, n = \overline{1, n_{k2}})$ - вектор

столбцы разности квадратов забойного давления; в (3.4.4) $\boldsymbol{\alpha}_n = (\alpha_{1,n}, \alpha_{2,n})$ -

векторы столбцы параметров модели КВД; $F_{0,n}(\boldsymbol{\beta}_n) = \begin{pmatrix} f_1 & f_2 & \dots & f_n \\ f_1 x_1 & f_2 x_2 & \dots & f_n x_n \end{pmatrix}_{2,n}^T$ -

матрица размерности $(2, n)$, в которой $f_i = f(\beta_i, t_i)$, $x_i = \lg(t_i)$, $i = \overline{1, n_k}$;

$W_2(\mathbf{h}_{\kappa,n}) = \text{diag}(h_{\kappa1,n}, h_{\kappa2,n}, h_{\kappa3,n})$ - матрица значений параметров корректировки

дополнительных данных и экспертных оценок $\bar{\mathbf{z}} = (\bar{\alpha}_1, \bar{\alpha}_2, \bar{p}_{nl}^{-2} - p_{32,0}^{*2})$;

$F_a = \begin{pmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \\ 1 & \lg(\bar{T}_p) \end{pmatrix}$ - матрица модели дополнительных априорных данных $\bar{\mathbf{z}}$;

$\boldsymbol{\alpha}_n = (\alpha_{1,n}, \alpha_{2,n})$ - векторы столбцы неизвестных параметров модели КВД;

$W(\mathbf{h}_{\kappa,n}) = \text{diag}(h_{\kappa1,n}, h_{\kappa2,n}, h_{\kappa3,n})$ - диагональная матрица параметров корректировки

дополнительных данных $\bar{\mathbf{z}}$; $\boldsymbol{\xi}_n, \boldsymbol{\eta}_n$ - векторы случайных величин.

Отметим, что процедура определения параметров ИСМ (3.4.3) и (3.4.4) осуществляется с использованием приведенного в первой главе метода адаптивной идентификации, по аналогии с рассмотренными во второй и третьей главах алгоритмами адаптивной идентификации с использованием ИСМ ИК и ИСМ КВД, соответственно, и, в общем виде, заключается в решении двух оптимизационных задач по определению параметров газогидродинамических моделей $\mathbf{a}_n^*(\boldsymbol{\omega}_n)$ и управляющих параметров $\boldsymbol{\omega}_n^* = (h_{3,n}^*, \mathbf{h}_{p,n}^*, \mathbf{h}_{\kappa,n}^*)$:

$$\mathbf{a}_n^*(\boldsymbol{\omega}_n) = \arg \min_{\mathbf{a}_n} (\Phi(\mathbf{a}_n, \boldsymbol{\omega}_n) = J_0(\mathbf{a}_n, h_{3,n}^*) + J_a(\mathbf{a}_n, \mathbf{h}_{p,n}^*, \mathbf{h}_{\kappa,n}^*)), \quad (3.4.5)$$

$$\boldsymbol{\omega}_n^* = \arg \min_{\boldsymbol{\omega}_n} J_0(\mathbf{a}_n^*(\boldsymbol{\omega}_n)). \quad (3.4.6)$$

Отметим, что решение задачи определения параметров ИСМ (3.4.3) осуществляется путем решения СЛУ

$$A_n \mathbf{a}_n(\boldsymbol{\omega}_n) = B_n \quad (3.4.7)$$

$$A_n = (F_n^T K(h_{3,n}) F_n + W_1(\mathbf{h}_{p,n})); \quad B_n = (F_n^T K(h_{3,n}) \mathbf{y}_n^* + W_1(\mathbf{h}_{p,n}) W_1(\mathbf{h}_{\kappa,n}) \bar{\mathbf{a}})$$

где $K(h_{3,n}) = \text{diag}(w_n((n-i)/h_{3,n}), n = \overline{1, n_{k1}}, i = \overline{1, n_{k1}-1})$ – диагональная матрица значений весовой функции с параметром забывания $h_{3,n}$;

$W_1(\mathbf{h}_{p,n}) = \text{diag}(0, h_{p2,n}, h_{p3,n})$ – диагональная матрица параметров регуляризации.

Задачи параметрической идентификации модели (3.4.4) по аналогии с (3.1.4)–(3.1.6) и (3.2.4)–(3.2.6) осуществляем путем решения двух одномерных оптимизационных задач по определению параметра β_n модели поправочной функции $f(\beta_n, t_n)$ и параметра корректировки $h_{\kappa,n}^*$ (при $h_{\kappa1,n} = h_{\kappa2,n} = h_{\kappa3,n} = h_{\kappa,n}$) вида:

$$\beta_n^* = \arg \min_{\beta_n} \left(\left\| \Delta P_{32,n}^* - F_{0,n}(\beta_n) \cdot \mathbf{a}_n^*(\beta_n, h_{\kappa,n}) \right\|_{K(h_{3,n})}^2 \right), \quad (3.4.8)$$

$$h_{\kappa,n}^* = \arg \min_{h_{\kappa,n}} \left(\left\| \Delta P_{32,n}^* - F_{0,n}(\beta_n) \cdot \mathbf{a}_n^*(\beta_n, h_{\kappa,n}) \right\|_{K(h_{3,n})}^2 \right), \quad (3.4.9)$$

где параметры $\alpha_n^* = (\alpha_{1,n}^*, \alpha_{2,n}^*)$ (3.4.4) из решения СЛУ

$$\begin{aligned} & (F_{0,n}(\beta_n)^T K(h_{3,n}) F_{0,n}(\beta_n) + F_a^T W_2(\mathbf{h}_{p,n}) F_a) \alpha_n = \\ & = F_{0,n}(\beta_n)^T K(h_{3,n}) \Delta P_{3,n}^* + F_a^T W_2(\mathbf{h}_{p,n}) W_2(\mathbf{h}_{\kappa,n}) \bar{\mathbf{z}}, \end{aligned} \quad (3.4.10)$$

$K(h_{3,n}) = \text{diag}(w((t_n - t_{n-i}) / h_{3,n}), i = \overline{0, n-1})$ – матрица значений весовой функции с параметром забывания $h_{3,n}$; $W_2(\mathbf{h}_{p,n}) = \text{diag}(h_{p1,n}, h_{p2,n}, h_{p3,n})$ – матрица значений параметров регуляризации.

Приведем алгоритм решения задач адаптивной идентификации комбинированных ГГДИС с использованием моделей (3.4.3), (3.4.4), состоящий из следующих основных этапов:

1. Процесс адаптивной идентификации начинаем по КВД первого режима исследований (см. КВД 1, рисунок 3.8), где задача определения параметров ИСМ (3.4.4) осуществляется путем решения СЛУ (3.4.10), а параметров корректировки путем решения оптимизационной задачи (3.4.9). В результате получаем данные о параметрах пласта (гидропроводности, пьезопроводности, пластового давления), приведенные в таблице 3.6, которые далее используем в качестве дополнительных сведений и экспертных оценок.

2. Процесс идентификации ИСМ ИК (3.4.3) начинаем со второго режима ($n = 2$) газогидродинамических исследований, где

2.1) в качестве пластового давления p_{nl} используем ее оценку p_{nl}^* , полученную на основе степенного закона фильтрации (2.2.1) и процедур определения параметров (2.2.2)–(2.2.4);

2.2) размножение данных забойного давления и дебитов скважин в ИСМ ИК (3.4.3) осуществляем с использованием степенного закона фильтрации (2.3.2);

2.3) определение параметров ИСМ ИК (3.4.3) осуществляем путем решения СЛУ (3.4.7). Параметр корректировки определяем путем решения оптимизационной задачи (1.2.11). В результате получаем оценки коэффициентов фильтрационного сопротивления a и b (3.4.1).

3. После второго режима ГГДИС принимается решение об завершении исследований по критерию стабилизации оценок, где за необходимое число режимов испытаний n_k принимается то значение n , при котором выполняется неравенство

$$\left| \frac{(\alpha_{j,n}^* - \alpha_{j,n-i}^*)}{\alpha_{j,n}^*} \right| \leq \varepsilon_j, i = 1, 2, 3; j = \overline{1, m}. \quad (3.4.11)$$

В противном случае переходим к третьему, четвертому и т. д. режиму исследований, осуществляя возврат к пункту 1, до выполнения критерия стабилизации оценок.

Отметим, что приведенный выше алгоритм обработки результатов комбинированных ГГДИС, в отличие от традиционных алгоритмов, дает возможность принимать решение о завершении исследований в процессе их проведения без участия квалифицированного интерпретатора.

Результаты адаптивной идентификации комбинированных ГГДИ трех газовых скважин, оснащенных информационными телеметрическими системами, месторождения Тюменской области приведены на рисунках 3.11-3.14 и в таблице 3.6.

Исходные (линия 1) и восстановленные значения (линия 2) забойного давления комбинированных ГГДИ скважины № 1182 на четырех режимах исследований, приведенные на рисунке 3.11.

Исходные данные для обработки результатов комбинированных газогидродинамических исследований трех газовых скважин приведены в таблице 3.5. На рисунках 3.12, 3.13 приведены оценки коэффициентов фильтрационного сопротивления ИСМ (3.4.1) a_n^* , b_n^* , полученные из решения СЛУ (3.4.7), с использованием промысловых данных на четырех режимах испытаний (линия 1) и размноженных значений дебитов и забойных давлений (линия 2).

Оценки параметра корректировки $h_{к,n}^*$ определяем из решения оптимизационной задачи в (1.2.11) методом дихотомии, при заданном значении параметра регуляризации в интервале ($h_p \in [0,01 \div 1]$) (при $h_{p2,n} = h_{p3,n} = h_p$) и постоянных единичных значениях весовой функции в текущем интервале обработки $[n-i]$, содержащем 3 измерения забойного давления и дебита скважины ($w_n((n-i)/h_{3,n}) = 1$ при $n-i \leq h_{3,n} = 3$ и $w_n((n-i)/h_{3,n}) = 0$ при $(n-i) > h_{3,n}, i = \overline{0, n-1}$).

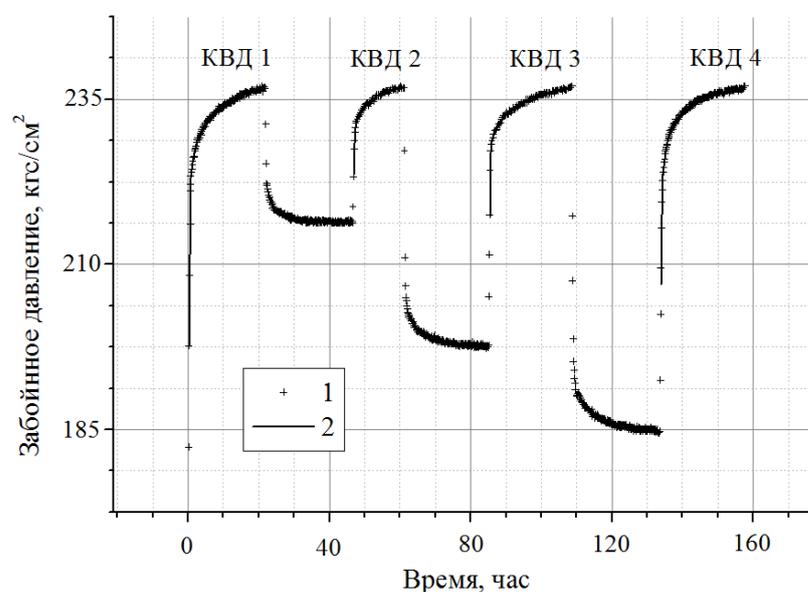


Рисунок 3.11. Исходные (линия 1) и восстановленные (линия 2) значения забойного давления комбинированных ГГДИС № 1182 на четырех режимах

Таблица 3.5. Исходные данные трех газовых скважин

Исходные данные	Скважины		
	1134	1135	1182
1. Пластовая температура $T_{пл}, ^\circ K$	342,44	343,05	343,85
2. Радиус скважины $r_c, м (m)$	0,108	0,147	0,108
3. Атмосферное давление $p_{см}, кг/см^2$	1,033	1,033	1,033
4. Температура при нормальных условиях (+20 °C) $T_{см}, ^\circ K$	293	293	293
5. Пористость $m_0, д. е$	0,31	0,32	0,32
6. Коэффициент сверхсжимаемости газа при пластовых условиях $z_{пл}$	0,914	0,916	0,913
7. Эффективная мощность пласта $h, м$	45,6	58,2	57,2
8. Динамическая вязкость $\mu, сПз$	0,0117	0,0117	0,0117
9. Дебит скважины на режиме 1 $q_{0,1}, тыс м^3/сут$	130,80	160,11	143,89
10. Дебит скважины на режиме 2 $q_{0,2}, тыс м^3/сут$	73,08;	71,12;	71,08;
11. Дебит скважины на режиме 3 $q_{0,3}, тыс м^3/сут$	98,95	97,34	104,41

12. Дебит скважины на режиме 4 $q_{0,4}$, тыс м ³ /сут	118,55	117,62	126,06
13. Экспертная оценка времени восстановления давления \overline{T}_p , час	48	48	48
14. Экспертная оценка гидропроводности пласта $\overline{\sigma}$, Д.м/спз	10,5	14,5	21
15. Экспертная оценка пластового давления $\overline{p}_{пл}$, кгс/см ²	236,09	234,01	237,95
16. Экспертная оценка пьезопроводности пласта	148	168	255
17. Экспертная оценка приведенного радиуса скважины	0,178	0,246	0,396
18. Экспертная оценка коэффициента фильтрационного сопротивления	0,023	0,018	0,062

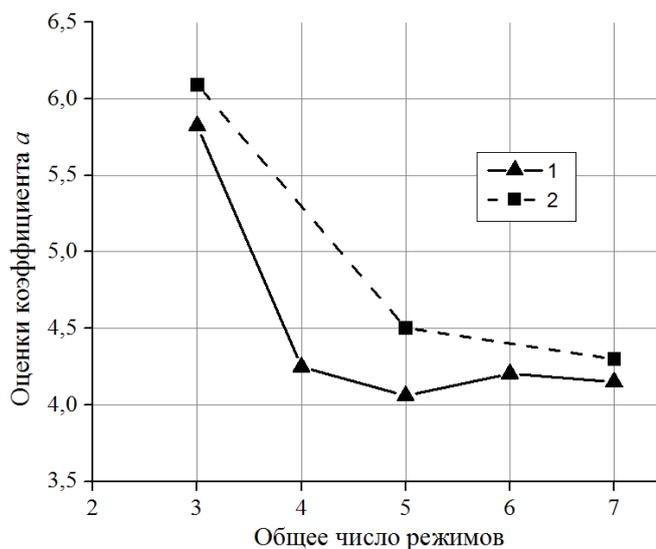


Рисунок 3.12. Оценки коэффициента фильтрационного сопротивления a ,
(кгс/см²)²/(тыс. м³/сут)

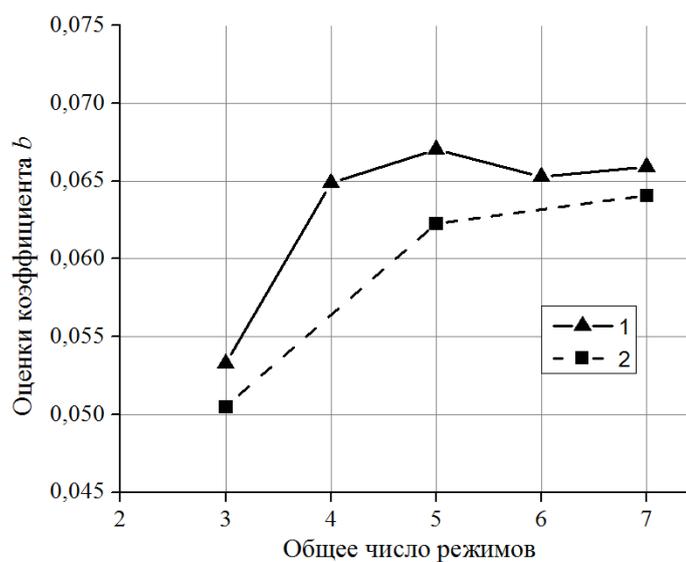


Рисунок 3.13. Оценки коэффициента фильтрационного сопротивления b ,
(кгс/см²)²/(тыс. м³/сут)²

На рисунке 3.14 приведены оценки гидропроводности пласта скважины № 1182 по КВД четвертого режима испытаний (рисунок 3.11 КВД 4) без корректировки $h_{\kappa,n} = 1$ экспертных оценок гидропроводности пласта $\bar{\sigma} = 21$ Д.м/спз, заданных с ошибками 20 % (линии 1) и с корректировкой экспертных оценок при $h_{\kappa,n} = h_{\kappa,n}^*$ (линии 2) и точное значение гидропроводности пласта $\sigma = 17,1$ Д.м/спз при использовании программного комплекса Saphir (линия 3).

Оценки $\alpha_{1,n}^*, \alpha_{2,n}^*$ параметров модели КВД (3.4.4) определились из решения СЛУ (3.4.10). Оценки параметра β_n^* поправочной функции и параметра корректировки $h_{\kappa,n}^*$ (при $h_{\kappa1,n} = h_{\kappa2,n} = h_{\kappa3,n} = h_{\kappa,n}$) определялись путем решения оптимизационных задач в (3.4.8) методом дихотомии при заданном значении параметра регуляризации в интервале ($h_p \in [0,01 \div 1]$) (при $h_{p1,n} = h_{p2,n} = h_{p3,n} = h_p$), заданных значения параметра забывания $h_{3,n} = 5$, и постоянных (равных единице) значениях весовой функции $w(\bullet)$ в интервале обработки содержащим 5 значений забойного давления.

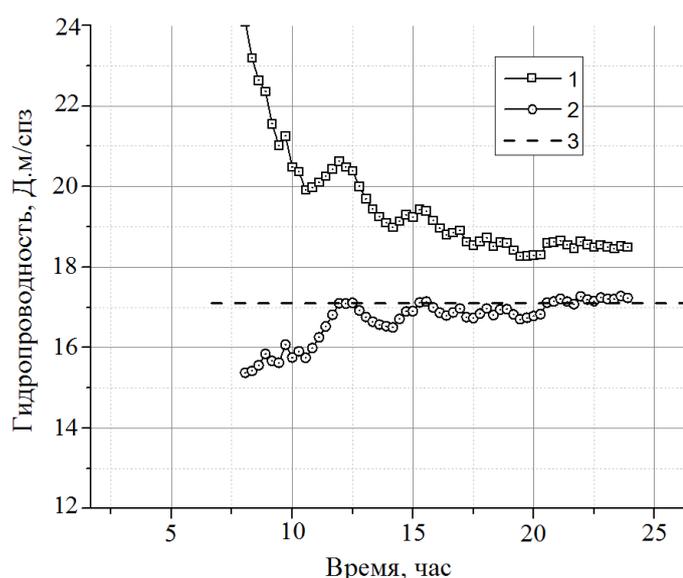


Рисунок 3.14. Оценки гидропроводности пласта скважины № 1182 без корректировки (линии 1), с корректировкой экспертных оценок (линии 2) и точное значение гидропроводности пласта (линия 3)

В таблице 3.6 приведены оценки параметров пласта трех газовых скважин, где оценки гидропроводности σ_n^* , пьезопроводности χ_n^* , пластового давления $p_{пл,n}^*$ следуют из (3.1.7–3.1.9), а значения скин-фактора S_n^* определяется по формуле:

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

где $r_{np,n}^*$ – приведенный радиус скважин; b_i^* – оценки коэффициента фильтрационного сопротивления, полученные по КВД с номером i (рисунок 3.13), $q_{0,i}$ – дебит скважины для КВД с номером i (см. таблицу 3.5); r_c – радиус скважин.

Таблица 3.6. Оценки параметров пласта трех скважин

Скв.	Метод	Номер КВД	Длительность КВД (час)	Оценка параметров пласта и скважины			
				Гидропроводность (Д.м/спз)	Пьезопроводность (см ² /с)	Пластовое давление (кгс/см ²)	Скин-фактор
1134	АИ	1	27,5	8,12	131,38	236,09	-
		2	14,25	7,86	127,11	235,98	-1,61
		3	23,75	7,72	124,88	236,04	-1,36
		4	25,50	8,08	130,73	236,09	-1,31
	Saphir			7,92	128,12	236,05	-1,22
1135	АИ	1	21,75	11,30	141,98	234,01	-
		2	14,50	11,96	150,19	233,88	-1,41
		3	15,00	11,58	145,44	233,91	-1,32
		4	18,25	12,04	151,24	233,95	-1,34
	Saphir			11,93	149,88	233,98	-1,26
1182	АИ	1	22,05	16,83	217,87	236,95	-
		2	14,50	18,02	233,22	236,90	-1,92
		3	23,85	16,92	219,06	236,98	-2,59
		4	24,10	17,23	223,10	237,01	-2,61
	Saphir			17,10	221,42	237,01	-2,82

Анализ результатов, приведенных на рисунках 3.11–3.14 и в таблице 3.6, показывает, что оценки фильтрационных параметров пласта, гидропроводности, пьезопроводности, пластового давления и истинного скин-фактора скважин,

полученные методом адаптивной идентификации (АИ), начиная с третьего режима исследований, практически не уступают оценкам на последующих режимах, а также оценкам, полученным с использованием программы Saphir, что сокращает время проведения комбинированных ГГДИС и, следовательно, время простоя.

3.5. Вывод по главе 3

Сформулируем выводы и основные результаты данной главы.

Рассмотренные модели и алгоритмы адаптивной идентификации начального участка забойного давления в процессе проведения ГГДИС по КВД и в адаптивном методе детерминированных моментов давлений позволяют повысить точность определения параметров газовых пластов и значительно сократить время простоя скважины.

Показано, что рекуррентные алгоритмы определения параметров и типа газовых пластов не уступают по точности не рекуррентным процедурам, что дает возможность решать задачи идентификации пластов в процессе проведения газодинамических исследований скважин, оснащенных информационными телеметрическими системами, в режиме реального времени.

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

Заключение

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

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

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

- учитывать и корректировать дополнительную информацию, что в совокупности с алгоритмами идентификации начального участка КВД обеспечивает повышение точности определения фильтрационных параметров и энергетическое состояние газовых пластов, значительно сокращает время простоя скважин.

При решении поставленных задач получены следующие основные результаты:

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

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

корректировкой дополнительных данных и экспертных оценок параметров газовых пластов.

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

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

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

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

Список литературы

1. Александров, А. Г. Оптимальные и адаптивные системы: учебное пособие для вузов / А. Г. Александров. – М.: Высшая школа, 1989. – 264 с.
2. Алиев, З. С. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин / З. С. Алиев, Г. А. Зотова. – М.: Недра, 1980. – 301 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. – Т. 319. – № 5. – С. 43–46.
4. 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 / В. Ф. Антропов, С. Г. Вольпин, М. М. Ермакова и др. – М.: Наука, 2002. – 75 с.
5. Ахмедов, К. С. Методика обработки данных гидродинамических исследований скважин / К. С. Ахмедов, Р. А. Гасумов, В. А. Толпаев // Нефтепромысловое дело. – 2011. – №3. – С. 8–11.
6. Басниев, К. С. Подземная гидромеханика / К. С. Басниев, И. Н. Кочина, В. М. Максимов. – М.: Недра, 1993, 416 с.
7. Басович, И. Б. Методические основы и принципы построения математического и программного обеспечения комплексной обработки результатов гидродинамических исследований скважин на ЭВМ / И. Б. Басович, Л. Г. Кульпин, Б. С. Капцанов // Проблемы освоения морских нефтяных и газовых месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ, 1990.
8. Басович, И. Б. Выбор фильтрационных моделей по данным гидродинамических исследований скважин / И. Б. Басович, Б. С. Капцанов // Нефтяное хозяйство. – 1980. – № 3. – С. 44–47.

9. Богачев, К. Ю. Практикум на ЭВМ. Методы решения линейных систем и нахождения собственных значений / К. Ю. Богачев. М.: Москва, 1998. – 137 с.
10. Бочаров, Г. В. Интерпретация КВД с учетом притока для коллекторов разных типов / Г. В. Бочаров // Нефтепромысловое дело. – 2002. – №11. С. 23–25.
11. Бузинов, С. Н. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов / С. Н. Бузинов, И. Д. Умрихин. – М.: Недра, 1984. – 269 с.
12. 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.
13. Васильев, Ю. Н. Математические основы обработки результатов газодинамических исследований скважин / Ю. Н. Васильев, Н. И. Дубина. – М.: ООО «НЕДРА-Бизнесцентр», 2008. – 116 с.
14. Вахитов, Г. Г. Методическое руководство по диагностированию свойств пласта по данным гидродинамических исследований / Г. Г. Вахитов, А. Х. Мирзаджанзаде, И. М. Аметов и др. – М.: ВНИИнефть, 1983.– 46 с.
15. Гаврилов, К. С. Адаптивная идентификация и интерпретации нестационарных газодинамических исследований скважин газовых и газоконденсатных месторождений / К. С. Гаврилов, В. Л. Сергеев // Доклады ТУСУР. – 2014. – № 2 (32). – Июнь. – С. 270–275.
16. 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. – 2012. – Т. 321. – № 5. – С. 72–75.
17. Гиматудинов, Ш. К. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений / Ш. К. Гиматудинов, И. И. Дунюшкин, В. М. Зайцев и др. – М.: Недра, 1988, –301 с.
18. Гонтмахер, Ф. Р. Теория матриц / Ф. Р. Гонтмахер. – М.: Наука, 1967. – 575 с.

19. Граничин, О. Н. Рандомизированные алгоритмы оптимизации и оценивания при почти произвольных помехах / О. Н. Граничин, Б. Т. Поляк. - М.: Наука, 2003, - 291 с.
20. Гриценко, А. И. Руководство по исследованию скважин / А. И. Гриценко, З. С. Алиев, О. М. Ермилов и др. - М.: Наука, 1995. - 523 с.
21. Давлетбаев, А. Я. Особенности построения индикаторных диаграмм при газодинамических исследованиях скважин, проведенных ускоренными методами / А. Я. Давлетбаев, Р. Р. Исламов, Д. С. Иващенко // Нефтяное хозяйство. - 2015. - № 11. - С 36-40.
22. Демиденко, Е. З. Оптимизация и регрессия / Е. З. Демиденко. - М.: Наука, 1989. - 296 с.
23. Дияшев, Р. И. Роль новых технологий в системе гидродинамических исследований компании «Сибнефть» / Р. И. Дияшев, А. И. Ипатов, М. И. Кременецкий и др. // Нефтяное хозяйство. - 2003. - № 12. - С. 42-45.
24. Добровидов, А. В. Ю. Непараметрическое оценивание сигналов / А. В. Ю. Добровидов, Г. М. Кошкин. - М.: Наука, 1997. - 336 с.
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. 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.
28. 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.
29. 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.

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

31. 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.

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

33. Кемерова, П. А. Интерпретация нестационарных гидродинамических исследований скважин адаптивным методом детерминированных моментов давлений / П. А. Кемерова, В. Л. Сергеев, А. С. Аниканов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2011. – Т. 319, № 4. – С. 47–50.

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

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

36. Корииков, А. М. Адаптивные интегрированные системы идентификации и управления. Вопросы проектирования и развития / А. М. Корииков, Д. В. Севостьянов, В. Л. Сергеев и др. // Электронные средства и системы управления: Труды Международной научно-практической конференции. Часть 2. – Томск, изд-во ИОА СО РАН, 2005. – С. 58 – 61.

37. Кременецкий, М. И., Ипатов А.И. Гидродинамические и промыслово-технологические исследования скважин / М. И. Кременецкий, А. И. Ипатов. – М.: МАКС Пресс, 2008. – 476 с.

38. Кременецкий, М. И. Опыт использования и развития современных программных средств ГДИС в компании «Сибнефть» / М. И. Кременецкий, А. И. Ипатов // Современные технологии гидродинамических и диагностических исследований скважин на всех стадиях разработки месторождений: Труды четвертой научно-практической конференции. – Томск: Изд-во ТГУ, 2005. – С. 102–104.

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

40. Кульпин Л. Г. Современные принципы компьютерной интерпретации данных гидродинамических исследований скважин / Л. Г. Кульпин, Г. В. Бочаров // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 10. – С. 60–62.

41. Лавров В. В. Ключевая стратегия развития Компании СИАМ по исследованию скважин и оптимизации разработки месторождений / В. В. Лавров // Современные технологии гидродинамических и диагностических исследований скважин на всех стадиях разработки месторождений: Труды четвертой научно-практической конференции. Томск: Изд-во ТГУ, 2005. – С. 9–15.

42. Лапшин, В. И. Интерпретация результатов газодинамических исследований скважин (при установившемся режиме фильтрации) / В. И. Лапшин // Научно-технический сборник «Вести газовой науки», ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2015. – № 3 (23). – С. 36–41.

43. Лисовский, Н. Н. Современное состояние и актуальные проблемы комплексных исследований скважин в свете требований Центральной Комиссии по разработке по информационному обеспечению и научному сопровождению процессов проектирования и разработки месторождений / Н. Н. Лисовский // Современные гидродинамические исследования скважин: Труды международного форума исследователей скважин. – М.: Институт нефтегазового бизнеса, 2004. – С. 7–11.

44. Максимов, М. М. Использование данных гидродинамических исследований скважин 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.

45. Мангазеев, П. В. Гидродинамические исследования скважин / П. В. Мангазеев, М. В. Панков, К. Е. Кулагина и др. – Томск: Изд-во ТПУ, 2004. – 340 с.

46. Марчук, Г. И. Методы вычислительной математики / Г. И. Марчук. – М.: Наука, 1980. – 535 с.

47. Мирзаджанзаде, А. Х. Основы технологии добычи газа / А. Х. Мирзаджанзаде, О. Л. Кузнецов, К. С. Басниев и др. – Москва: ОАО Издательство «Недра», 2003. – 880 с.

48. Мирзаджанзаде, А. Х. Моделирование процессов нефтегазодобычи. Нелинейность, неравновесность, неопределенность / А. Х. Мирзаджанзаде, М. М. Хасанов, Р. Н. Бахтизин. – Москва: Ижевск, 2004. – С. 139–146.

49. 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.

50. Мирзаджанзаде, А. Х. Техника и технология добычи нефти и газа / А. Х. Мирзаджанзаде. – Москва: ОАО Изд-во «Недра», 1986. – 386 с.

51. Муслимов, Р. Х. Интерпретация кривой восстановления давления на основе теории регуляризации / Р. Х. Муслимов, М. Х. Хайруллин, М. Н. Шамсиев и др. // Нефтяное хозяйство. – 1999. – № 11. – С. 19–20.

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

53. Нгуен, Т. Х. Ф. Адаптивная интерпретация газодинамических исследований скважин по индикаторной кривой в условиях неопределенности

/ Т. Х. Ф. Нгуен // Информационные технологии в науке, управлении, социальной сфере и медицине: сборник научных трудов III Международной научной конференции. – Томск: Изд-во ТПУ, 2016. – Ч. 1. – С. 184–186.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

63. Нурмакин, А. В. Оптимизация газодинамических исследований на газовых месторождениях / А. В. Нурмакин, А. Н. Лапердин, С. Г. Кочетов и др. // Научно-технический журнал «Геология, география и глобальная энергия», Астраханский государственный университет, 2011. № 41. С.186–189.

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

65. Перемышцев, Ю. А. Теория и опыт использования степенной формулы для обработки результатов испытания газовых скважин / Ю. А. Перемышцев, Г. А. Зотов, Н. Г. Степанов. – М.: ГазпромВНИИГАЗ, 1999. – 31 с.

66. Поляк, Б. Т. Введение в оптимизацию / Б. Т. Поляк. – М.: Наука, 1983. –384 с.

67. Р. Газпром 086–2010. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. Часть I. – М.: Газпром экспо, 2011. – 234 с.

68. Р. Газпром 086–2010. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. Часть II. – М.: Газпром экспо, 2011. – 318 с.

69. Романова, Е. В. Адаптивная интерпретация газодинамических исследований скважин с идентификацией начального участка кривой восстановления давления / Е. В. Романова, В. Л. Сергеев // Известия Томского политехнического университета. – 2015. – Т. 326. – № 1. С. 111–117.

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

71. 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 университета. – 2014. – Т. 324. – № 5. С. 43–48.

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

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

74. Сергеев, В. Л. Интегрированные системы идентификации / В. Л. Сергеев. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 198 с.

75. Сергеев, В. Л. Метод адаптивной идентификации гидродинамических исследований скважин с учетом априорной информации / В. Л. Сергеев,

А. С. Аниканов // Известия Томского политехнического университета. – 2010. – Т. 317. – № 5. – С. 50–52.

76. Сергеев, В. Л. Адаптивная интерпретация 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.

77. 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.

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

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

80. Сергеев, П. В. Алгоритмы и программы адаптации моделей восстановления давлений интегрированной системы гидродинамических исследований скважин / П. В. Сергеев // Информационные системы мониторинга окружающей среды: Труды постоянно действующей научно-технической школы семинара студентов, аспирантов и молодых специалистов. – Томск: ТУСУР, 2002. – Вып. 2. – С. 74–82.

81. 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: 05.13.18 / Павел Викторович Сергеев. – Томск, 2006. – 145 с.

82. 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.

83. 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.

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

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

86. 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.

87. Хисамов, Э. И. Гидродинамические исследования скважин и методы обработки результатов измерений / Э. И. Хисамов, Р. Г. Сулейманов, Р. Г. Фахруллин и др. – М.: «ВНИИОЭНГ», 1999. – 227 с.

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

89. Чарный, И. А. Подземная гидрогазодинамика / И. А. Чарный. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – 369 с.

90. Шагиев, Р. Г. Состояние современных гидродинамических исследований скважин / Р. Г. Шагиев // Современные гидродинамические исследования скважин: Труды международного форума исследователей скважин. – М.: Институт нефтегазового бизнеса, 2004. – С. 12–26.
91. Шагиев, Р. Г. Исследование скважин по КВД / Р. Г. Шагиев. – М.: Наука, 1998. – 304 с.
92. Щелкачев, В. Н. Подземная гидравлика / В. Н. Щелкачев, Б. Б. Лапук. – Ижевск: РХД, 2001. – 736 с.
93. Эйкхофф, Э. Основы идентификации систем управления / Э. Эйкхофф. – М.: Мир, 1975. – 683 с.
94. Эрлагер, мл. Р. Гидродинамические методы исследования скважин / мл. Р. Эрлагер. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. – 512 с.
95. AL-Attar H., Al-Zuhair S. A general approach for deliverability calculations of gas wells // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2009. – vol. 67. – pp. 97–104.
96. Al-Hussainy R., Ramey Jr. H.J., Crawford P.B. The Flow of Real Gases Through Porous Media. J Pet Technol 18 (5). – 1966. – pp. 624–636.
97. Al-Subaie A.A., Al-Anazi B.D., Al-Anazi A.F. Learning from modified isochronal test analysis Middle East gas well case study // Nafta Scientific Journal. – 2009. – Vol. 60. – pp. 405–415.
98. Bourdet D. Well test analysis: the use of advanced interpretation models. – (Handbook of petroleum exploration and production. – Amsterdam: Elsevier Science B.V., 2002. – 426 p.
99. Cullender M.H. The isochronal performance method of determining the flow characteristics of gas well // Trans. AIME. – 1955. Vol. 204. – pp. 137–142.
100. Horne R.N. Modern well test analysis. A computer-aided approach. – Palo Alto, California: Petroway, inc., 1995. – 257 p.
101. Houze O., Viturat D., Fjaere O.S. Dynamic Data Analysis - The theory and practice of Pressure Transient Analysis, Rate Transient Analysis, Formation Testing,

Production Logging and the use of Permanent Downhole Gauges. Kappa DDA Book v. 5.10.01. 2016, – 708 p.

102. Katz D.L., et al. Handbook of Natural gas Engineering. McGraw Hill Book Co., Inc., New York City, 1959.

103. Koshel R.J. Enhancement of the downhill simplex method of optimization // International Optical Design Conference. – 2002. – Vol. 4832. – pp. 270-282.

104. Li J., Zheng Y., Lin Zh. Recursive identification of time-varying systems: Self-tuning and matrix RLS algorithms // Systems & Control Letters. – 2014. Vol. 66. pp. 104–110.

105. Li. J., Zhao G., Jia X., Yuan W. Integrated study of gas condensate reservoir characterization through pressure transient analysis // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2017. – Vol. 46. – pp. 160–171.

106. Mahnaz H., Shahab G. A new fast approach for well production prediction in gas-condensate reservoirs // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – Vol. 160. – pp. 47–59.

107. Mu A., Liu Q., Tao H., Du Zh., Li K., Xiao K. A new method of deliverability prediction by steady point in gas wells // Petroleum. – 2016. – Vol. 2. – pp. 183–188.

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

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

110. PanSystem™, Edinburgh Petroleum Services, Великобритания, <http://www.epetroleumservices.com/PanSystem/panSystemoverview.htm>.

111. Rawlins E.L., Schellhardt M.A. Back pressure Data on Natural Gas Wells and their Application to Production Practices. Monograph Series, vol. 7. USBM, 1936.

112. Sergeev V.L., Kalayda V.T., Polishchuk V.I. Models and Algorithms of Non-Stationary Signal Identification in Conditions of Uncertainty // International Siberian

Conference on Control and Communications, SIBCON Proceedings, 2016. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7491708/>.

113. Sergeev V.L., Nguyen T.H.P., Krainov A.I., Gorlach A.Y. Adaptive System for Analysis and Interpretation of Combined Well Test Data // SPE Conference: SPE Russian Petroleum Technology Conference. – 2017.

114. Tikhonov A., Arsenin V. Solutions of Ill-Posed Problems. – New York: Wiley, 1977. – 258 p.

115. Vau B., Bourles H. Generalized convergence conditions of the parameter adaptation algorithm in discrete-time recursive identification and adaptive control // Automatica. – 2018. – Vol. 92. – pp. 109–114.

Приложение 1. Основные сокращения и обозначения

ГГДИС – газогидродинамические исследования скважин

ИТС – информационные телеметрические системы

ИК – индикаторная кривая

ИСМ – интегрированная система моделей

КВД – кривая восстановления давления

КПД – кривая падения давления

МНК – метод наименьших квадратов

АМНК – адаптивный метод наименьших квадратов

МР – метод регуляризации

АМР – адаптивный метод регуляризации

МИМ – метод интегрированных моделей

АМИМ – адаптивный метод интегрированных моделей

СЛУ – система линейных уравнений

АИ – адаптивная идентификация

Запись $\arg \min_x f(x)$ означает точку минимума x^* функции ($f(x^*) = \min_x f(x)$).

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

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

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

$W = \text{diag}(\gamma_{11}, \gamma_{22}, \dots, \gamma_{nn}) = \text{diag}(\gamma_i, i = \overline{1, n})$ – диагональная квадратная 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, $A^{-1}A = \mathbf{I}$, где \mathbf{I} – единичная матрица.

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

Приложение 2. Акт о внедрении

Утверждаю:

Директор

ООО «ИЦ ГазИнформПласт»

Н.В. Стрижов

«28» декабря 2018 г.

Акт о внедрении

Газогидродинамические исследования скважин (ГГДИС) 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 широким внедрением стационарных информационно измерительных скважинных телеметрических систем важной задачей является разработка новых методов идентификации и обработки результатов ГГДИС в промысловых условиях в процессе их проведения в режиме реального времени. Возможности использования традиционных графоаналитических методов интерпретации ГГДИС, требующие привлечения квалифицированных специалистов, ограничены.

Разработанные в диссертационной работе Нгуен Тхак Хоай Фыонг модели и алгоритмы адаптивной идентификации обеспечивают новые возможности обработки результатов ГГДИС на установившихся режимах фильтрации по индикаторной кривой и неустановившихся режимах фильтрации по кривой восстановления забойного давления и позволяют:

- определять параметры газовых пластов и время завершения газогидродинамических исследований в процессе их проведения в промысловых условиях;
- учитывать и корректировать дополнительную информацию, что обеспечивает повышение точности определения фильтрационных параметров и энергетическое состояние газовых пластов, значительно сокращает время простоя скважин.

Полученные Нгуен Тхак Хоай Фыонг и отраженные в его диссертационной работе модели, алгоритмы и программные средства идентификации газовых пластов были использованы в ООО «ИЦ ГазИнформПласт» при обработке промысловых данных ГГДИС на неустановившихся и установившихся режимах работы скважин.

Главный геолог
ООО «ИЦ ГазИнформПласт»

А.Ю. Горлач

Приложение 3. Свидетельства о регистрации программ на ЭВМ

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2018660092

Адаптивная интерпретация газодинамических исследований скважин по кривой восстановления давления (Adaptive System KVD GWT)

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

Авторы: *Нгуен Тхак Хоай Фьонг (VN),
Сергеев Виктор Леонидович (RU)*

Заявка № **2018617025**

Дата поступления **05 июля 2018 г.**

Дата государственной регистрации
в Реестре программ для ЭВМ **16 августа 2018 г.**

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлиев Г.П. Ивлиев



РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2018660091

Адаптивная интерпретация газодинамических исследований скважин по индикаторной кривой (Adaptive System IK GWT)

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

Авторы: *Нгуен Тхак Хоай Фьонг (VN),
Сергеев Виктор Леонидович (RU)*

Заявка № **2018617024**

Дата поступления **05 июля 2018 г.**

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ **16 августа 2018 г.**

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлиев Г.П. Ивлиев

