

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов

Отделение нефтегазового дела

Направление – 21.04.01

Профиль подготовки: Управление разработкой и эксплуатацией нефтяных и газовых месторождений

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы

**ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ
ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ
В ПРОГНОЗИРУЮЩИХ МОДЕЛЯХ НА ВЕРХНЕЧЕНСКОМ
НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (Иркутская область)**

УДК 622.243.24:532(571.53)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Фам Динь Ан		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Сергеев В.Л.	д. т. н., профессор		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк В.Б.	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Н.С.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Отделение «нефтегазовое дело»	Зятиков П.Н.	д.т.н., профессор		

Томск – 2018 г

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП*

Указаны коды компетенций по ФГОС ВПО (направление 131000 – нефтегазовое дело), утвержденному Приказом Министерства образования и науки РФ от 28.10.2009 г. №502

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
Общекультурные компетенции (ОК)	
ОК-1	<i>Самостоятельно совершенствовать и развивать свой интеллектуальный и общекультурный уровень</i>
ОК-2	Понимать роль философии в современных процессах развития науки, анализировать <i>основные тенденции</i> развития философии и науки
ОК-3	Самостоятельно приобретать и использовать в практической деятельности <i>новые знания и умения</i> , в том числе в <i>новых областях знаний</i> , непосредственно не связанных со сферой деятельности
ОК-4	Оценивать на основе правовых, социальных и этических норм последствия своей <i>профессиональной деятельности</i> при разработке и осуществлении социально значимых проектов
ОК-5	Использовать <i>программно-целевые методы</i> решения научных проблем
ОК-6	<i>Самостоятельно овладевать новыми методами исследований</i> , модифицировать их и разрабатывать <i>новые методы</i> , исходя из задач конкретного исследования
ОК-7	Пользоваться <i>иностраннным языком</i> для изучения зарубежного опыта в профилирующей и смежных областях науки и техники, а также для делового профессионального общения
ОК-8	Проявлять <i>инициативу</i> , в том числе в ситуациях риска, находить <i>нестандартные решения</i> , брать на себя всю полноту ответственности
ОК-9	Понимать и <i>анализировать</i> экономические, экологические, социальные и проблемы промышленной безопасности нефтегазовой отрасли
Профессиональные компетенции (ПК)	
ПК-1	<i>Формулировать</i> и решать задачи, возникающие в ходе научно-исследовательской и практической деятельности
ПК-2	Использовать на практике <i>знания, умения и навыки</i> в организации исследовательских, проектных и конструкторских работ, в управлении коллективом
ПК-3	Изменять <i>научный и научно-производственный профиль</i> своей профессиональной деятельности
ПК-4	Разрабатывать <i>научно-техническую, проектную и служебную документацию</i> , оформлять <i>научно-технические отчеты, обзоры, публикации</i> по результатам выполненных исследований
ПК-5	Оценивать <i>перспективы и возможности</i> использования достижений научно-технического прогресса в <i>инновационном развитии</i> отрасли, предлагать способы их реализации
ПК-6	Использовать <i>методологию научных исследований</i> в профессиональной деятельности
ПК-7	Планировать и проводить <i>аналитические, имитационные и экспериментальные исследования</i> , критически оценивать данные и делать выводы
ПК-8	Использовать <i>профессиональные программные комплексы</i> в области математического моделирования технологических процессов и объектов
ПК-9	Проводить анализ и <i>систематизацию научно-технической информации</i> по теме исследования, осуществлять выбор методик и средств решения задачи, проводить патентные исследования с целью обеспечения

	патентной чистоты новых разработок
ПК-10	Применять полученные знания для разработки и реализации проектов, различных процессов производственной деятельности
ПК-11	Применять методологию проектирования
ПК-12	Использовать автоматизированные системы проектирования
ПК-13	Разрабатывать технические задания на проектирование нестандартного оборудования, технологической оснастки, средств автоматизации процессов
ПК-14	Осуществлять расчеты по проектам, технико-экономического и функционально-стоимостного анализа эффективности проектируемых аппаратов, конструкций, технологических процессов
ПК-15	Разрабатывать оперативные планы проведения всех видов деятельности, связанной с исследованием, разработкой, проектированием, конструированием, реализацией и управлением технологическими процессами и производствами в области добычи, транспорта и хранения углеводородов
ПК-16	Проводить экономический анализ затрат и результативности технологических процессов и производств
ПК-17	Проводить маркетинговые исследования
ПК-18	Разрабатывать технико-экономическое обоснование инновационных решений в профессиональной деятельности
ПК-19	Использовать основные понятия и категории производственного менеджмента, систем управления организацией
ПК-20	Разрабатывать предложения по повышению эффективности использования ресурсов
ПК-21	Управлять сложными технологическими комплексами (автоматизированными промыслами, системой диспетчерского управления и т.д.), принимать решения в условиях неопределенности и многокритериальности
ПК-22	Анализировать и обобщать экспериментальные данные о работе технологического оборудования
ПК-23	Совершенствовать методики эксплуатации и технологии обслуживания оборудования
ПК-24	Применять инновационные методы для решения производственных задач
ПК-25	Конструировать и разрабатывать новые инновационные технологические процессы и оборудование нефтегазодобычи и транспорта нефти и газа
ПК-26	Анализировать возможные инновационные риски при внедрении новых технологий, оборудования, систем
ПК-27	Применять полученные знания для разработки проектных решений по управлению качеством в нефтегазовом производстве

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов

Отделение нефтегазового дела

Направление – 21.04.01

Профиль подготовки: Управление разработкой и эксплуатацией нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6В	Фам Динь Ан

Тема работы:

**ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ
СКВАЖИН НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ В ПРОГНОЗИРУЮЩИХ
МОДЕЛЯХ НА ВЕРХНЕЧЕНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т.д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т.д.).

Промысловые данные забойное давление верхнеченского газоконденсатного месторождения и результаты гидродинамических исследований скважин газоконденсатного месторождения Иркутской области

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Введение 2. Традиционные и современные методы прогнозирования кривой восстановления давления по промысловым данным 3. Адаптивный метод, модели, алгоритмы прогноза квд и оценки пластовых давлений на основе нестационарных исфм 4. Анализ точности прогноза недовосстановленного участка квд горизонтальных скважин и оценки латеральной проницаемости по промысловым данным 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 6. Социальная ответственность 7. Заключение <p>Перечень публикаций студента Перечень использованных источников</p>
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Представление объекта разработки и объекта аналога 2. Интегрированная система моделей ТПР первого уровня 3. Многоуровневая интегрированная система моделей ТПР 4. Структура интегрированной системы идентификации ТПР 5. Оценки пластового давления скважин №1 на модели КВД с поправочным коэффициентом (4.1.1) 6. относительная ошибка оценки пластового давления на модели КВД с поправочным коэффициентом (4.1.2) 7. Фактические и прогнозные значения давления КВД на модели КВД с поправочным коэффициентом (4.1.3) 8. оценки пластового давления скважин №1 на модели Бертоланфи (4.1.4) 9. относительная ошибка оценки пластового давления на модели КВД с поправочным коэффициентом (4.1.5) 10. Фактические и прогнозные значения давления КВД на модели Бертоланфи (4.1.6) 11. оценки пластового давления скважин №1 на модели Гольрауш (4.1.7) 12. относительная ошибка оценки пластового давления на модели Гольраш (4.1.8) 13. Фактические и прогнозные значения давления КВД на модели Гольрауш (4.1.9) 14. Оценки латеральной проницаемости скважины №1 (4.1.8, 4.1.9, 4.1.10) 15. Этапы оценки геологических рисков в системе планирования нефтегазодобывающих предприятий 16. Динамика добычи нефти по сценариям (млн. тонн) 17. Динамика среднесуточных дебитов скважин по нефти по сценариям (т/сут) 18. Динамика среднегодовых дебитов скважин по газу по сценариям (м³/сут)

	19. Поступления налогов с учетом и без учета фактора риска 20. Прогноз экономического ущерба от действия риска внутренней среды (млн. долл.) 21. ЧДД долгосрочного плана по добыче и реализации нефти и газа с учетом фактором риска (млн. долл.)
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Романюк В.Б.
Социальная ответственность	Абраменко Н.С.

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Сергеев В.Л.	д. т. н., профессор		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Фам Динь Ан		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа 2БМ6В	ФИО Фам Динь Ан
------------------------	---------------------------

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Магистрант	Направление/специальность	Управление разработкой и эксплуатацией нефтяных и газовых месторождений

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Капиталовложения, ставка налогов, цены на нефть и газ, геологический и экологический риски
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Чистый дисконтированный доход по повышенной норме дисконта с «надбавкой» за риск
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	– форс-мажорный – кредитно-банковский (ставка рефинансирования, ставка по кредитам юридическим лицам) – законотворческий (ставка налога на прибыль)

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Достоверная оценка рисков при планировании деятельности нефтегазодобывающих предприятий
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Чистый дисконтированный доход по трем сценариям (P10, P50, P90) от добычи и реализации нефти и газа с учетом рисков отдельно для нефтегазодобывающего предприятия и нефтегазовой компании за период с 2014 по 2038 год представлен 44,51; 33,20; 26,43 млрд. долл соответственно
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Риск снижения ЧДД на 36-60% по сравнению с базовым вариантом по трем сценариям (P10, P50, P90) долгосрочного плана очень высок

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

- Классификация рисков нефтегазовой компании и нефтегазодобывающего предприятия
- Алгоритм оценки рисков в системе планирования нефтегазовых компаний и нефтегазодобывающих предприятий
- Этапы оценки геологических рисков в системе планирования нефтегазодобывающих предприятий
- Динамика добычи нефти по сценариям
- Динамика обводненности по сценариям
- Динамика среднесуточных дебитов скважин по нефти по сценариям
- Динамика среднегодовых дебитов скважин по газу по сценариям
- Поступления налогов с учетом и без учета фактора риска
- Прогноз экономического ущерба от действия риска внутренней среды
- Чистый дисконтированный доход долгосрочного плана по добыче и реализации нефти и газа с учетом фактором риска

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк В.Б.	к.э.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Фам Динь Ан		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6В	Фам Динь Ан

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Магистрант	Направление/специальность	Управление разработкой и эксплуатацией нефтяных и газовых месторождений

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения

- вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения и других специфических явлений);
- опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной взрывной и другой природы);
- негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, литосферу);
- чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность

1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:

- физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;
- действие фактора на организм человека;
- приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);
- предлагаемые средства защиты;
- (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства).

1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:

- механические опасности (источники, средства защиты);
- термические опасности (источники, средства защиты);
- электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);

пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).

- отсутствие воздействия высоких уровней распространённых на производстве вредных факторов (пыль, вибрация и т.д.);
- электробезопасность
- освещённость рабочего места
- микроклимат на рабочем месте
- шум и вибрация
- электромагнитные поля
- требования к безопасности, техническим характеристикам используемой ЭВМ, электро- и пожаробезопасности.

2. Экологическая безопасность:

- защита селитебной зоны
- анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);

Единственными видами загрязнения для данного проекта являются бытовые отходы от повседневной деятельности учреждений, но они не наносят вреда окружающей среде

<ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); <p>разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</p>	
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<ul style="list-style-type: none"> – необходимо проводить обязательный текущий контроль средств пожаротушения и пожарной сигнализации – в помещении проведена противодымовая сигнализация, присутствует углекислотный огнетушитель объемом 5 л, вследствие чего оно удовлетворяет требованиям противопожарной безопасности – для эвакуации людей в офисном здании предусмотрены эвакуационные выходы
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> – ГОСТ 45.86-96. Линейно-аппаратные цехи оконечных междугородных станций, сетевых узлов, усилительных и регенерационных пунктов. Требования к проектированию. – ГОСТ 12.1.005-88 «Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны». – ГОСТ 12.1.030-81/03. ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление. – СНиП 23.95-95. Естественное и искусственное освещение. – СНиП 2.04.05-91. Микроклимат производственных и жилых помещений. – СанПиН 2.2.4.548-96/03. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. – СанПиН 2.2.2.542-96. Гигиенические требования к видеодисплейным терминалам, ПЭВМ и организация работы. – ГОСТ 12.1.012-90 «Вибрационная безопасность. Общие требования». – СН 22.24/2.1.8.566-96 «Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных». – НП 105-03 «Определение категории помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности». – СНиП 2.01.02-85 Противопожарные нормы. – ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности». – СанПиН 2.2.4/2.1.8.562-96/03. Требования к уровню звукового давления.
Перечень расчётного и графического материала:	
<p><i>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Расчет искусственной освещенности рабочего места 2. Микроклимат рабочего места 3. Оценка шумовых и вибрационных характеристик 4. Безопасность работы с компьютером

5. Электромагнитные поля

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Н.С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Фам Динь Ан		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 119 с., 20 рис., 12 табл., 25 источников.

Объектом исследования является метод прогноза КВД в горизонтальных скважинах с использованием систем феноменологических моделей с учетом экспертных оценок параметров пласта для восстановления участка КВД позднего радиального потока.

Целью работы является разработка моделей и алгоритмов адаптивной идентификации невосстановленного участка КВД на основе феноменологических моделей с переменными параметрами с учетом дополнительной информации для повышения точности оценок параметров нефтяных пластов.

Разработанный метод адаптивной идентификации невосстановленного участка КВД был использован для решения задачи интерпретации гидродинамических исследований горизонтальных скважин в условиях отсутствия позднего радиального потока. Показано, что метод адаптивной интерпретации повысит точность прогноза невосстановленного участка КВД.

Степень внедрения: разработанный метод и алгоритмы адаптивной идентификации невосстановленного участка КВД использованы при интерпретации кривой восстановления давления горизонтальных скважин в условиях отсутствия позднего радиального потока, что обеспечивает повышение точности оценок параметров нефтяных пластов и позволяет значительно сократить время простоя скважин.

Область применения: мониторинг разработки нефтяных месторождений, гидродинамических исследований горизонтальных скважин по КВД.

Работа состоит из четырех глав:

В первой главе выпускной квалификационной работы приведены обзор традиционных и современных методов прогнозирования кривой восстановления давления по промысловым данным. Рассмотрены структура

интегрированной системы идентификации технических показателей разработки нефтегазоконденсатных месторождений интегрированных системы моделей КВД с учетом априорной информации об пластовых давлениях, параметрах модели КВД и прогнозных значениях забойного давления.

Во второй главе рассматриваются модели и алгоритмы прогноза участка позднего радиального потока КВД на основе интегрированных систем феноменологических моделей с переменными параметрами. Рассмотрены адаптивный метод идентификации роста забойного давления на КВД на основе нестационарных ИСФМ, Банк прогнозирующих моделей, модели и алгоритмы прогнозирования забойного давления КВД и оценки пластовых давлений с переменными параметрами

Третья глава посвящена адаптивный метод при интерпретации гидродинамических исследований горизонтальных скважин.

В четвертой главе провели сравнительный анализ точности прогноза недовосстановленного участка КВД горизонтальных скважин и оценки латеральной проницаемости по промысловым данными. В качестве прогнозирующих моделей использованы: модель КВД с поправочным коэффициентом, модель Бертоланфи, модель Кольрауш. В результате прогноза и интерпретации результатов прогноза сделан вывод о точности прогнозирующих моделей о восстановлении недовосстановленных КВД. Также анализ экономической эффективности при использовании программы адаптивной интерпретации результатов гидродинамических исследований 2 нефтегазоконденсатных скважин по фактических КВД и восстановленных КВД.

Кроме того, в разделе социальной ответственности уделено внимание правовым нормам трудового законодательства, анализ вредных и опасных факторов, которые значительно влияют на производительность и безопасность труда при проведении исследований на рабочем месте.

СОКРАЩЕНИЕ

ГДИС – гидродинамическое исследование скважин

ГС – горизонтальный скважин

КВД – кривой восстановления давления

ТПР – технологические параметры объектов разработки

ИСФМ – интегрированные системы феноменологических моделей

ИС – интегрированная система

МАИ – метод адаптивной идентификации

КВД – кривая восстановления давления

ЧДД – чистый дисконтированный доход

ПК – персональный компьютер

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	14
ГЛАВА 1. ТРАДИЦИОННЫЕ И СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ КРИВОЙ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ ПО ПРОМЫСЛОВЫМ ДАННЫМ	17
1.1. Традиционные методы прогнозирования недовосстановленного участка КВД	17
1.2. Современные методы прогнозирования недовосстановленного участка КВД и оценки пластовых давлений на основе интегрированных моделей с учетом априорной информации	23
ГЛАВА 2. АДАПТИВНЫЙ МЕТОД, МОДЕЛИ, АЛГОРИТМЫ ПРОГНОЗА КВД И ОЦЕНКИ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ НА ОСНОВЕ НЕСТАЦИОНАРНЫХ ИСФМ	41
2.1. Адаптивный метод идентификации роста забойного давления на КВД на основе нестационарных ИСФМ	41
2.3. Модели и алгоритмы прогнозирования забойного давления КВД и оценки пластовых давлений на основе нелинейных ИСФМ с переменными параметрами	45
ГЛАВА 3. АДАПТИВНЫЙ МЕТОД ПРИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН	48
3.1. Метод интегрированных моделей интерпретации гидродинамических исследований скважин по КВД	48
3.2. Метод адаптивной интерпретации гидродинамических исследований по КВД.	51
3.3. Адаптивная интерпретация кривой восстановления давления горизонтальных скважин нефтяных месторождений с диагностикой потоков	55
ГЛАВА 4. АНАЛИЗ ТОЧНОСТИ ПРОНОЗА НЕДОВОССТАНОВЛЕННОГО УЧАСТКА КВД ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН И ОЦЕНКИ ЛАТЕРАЛЬНОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПО ПРОМЫСЛОВЫМ ДАННЫМ	62
4.1. Анализ точности прогноза недовосстановленного участка КВД горизонтальных скважин и оценки латеральной проницаемости по промысловым данным Скважина №1 ..	63
4.2. Анализ точности прогноза недовосстановленного участка КВД горизонтальных скважин и оценки латеральной проницаемости по промысловым данным Скважина №2	72
5. ФИНАСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	81
5.1. Классификация рисков нефтегазодобывающих предприятий	82
5.2. Методический подход к оценке рисков	83
6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	99
5.2. Безопасность жизнедеятельности, природопользование и охрана окружающей среды при разработке	102
СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ	116
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	117

ВВЕДЕНИЕ

Гидродинамические исследования горизонтальных скважин (ГС) по КВД, позволили оценить фильтрационные параметры в окрестности ствола ГС, установить оптимальные режимы эксплуатации, выявить факторы, влияющие на эффективность её работы [1]. Однако ГДИ горизонтальных скважин по КВД являются сложным видом исследований из-за разных режимов течения потока, и, если не наблюдается поздний радиальный режим, то проведение интерпретации результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин по КВД вызывает значительные сложности.

В последние годы в нефтяной промышленности возрос интерес к проблемам интерпретации КВД в условиях отсутствия позднего радиального течения потока.

Актуальность проблемы заключается в том, что интерпретация гидродинамических исследований горизонтальных скважин по КВД в условиях отсутствия позднего радиального режима течения в ПК Saphir вызывает значительные трудности.

Одним из путей решения данной проблемы является построение математических моделей для прогноза невосстановленного участка КВД.

Для решения данной задачи предлагается использовать технологию, основанную на интеграции математических моделей технологических показателей разработки нефтяных месторождений и моделей объектов-аналогов, представляющих различные дополнительные априорные данные и экспертные оценки.

Целью работы является разработка моделей и алгоритмов идентификации невосстановленного участка КВД с использованием интегрированных систем феноменологических моделей с переменными параметрами с учетом экспертных оценок о пластовом давлении.

Для достижения поставленной цели в работе решены следующие задачи:

1) Разработаны модели и алгоритмы идентификации и прогноза забойных давлений на невосстановленном участке КВД.

2) Проведена апробация метода адаптивной идентификации невосстановленного участка КВД при решении задачи интерпретации гидродинамических исследований горизонтальных скважин нефтяных месторождений в условиях отсутствия позднего радиального режима течения;

3) Проведен анализ точности результатов прогноза и интерпретации КВД на промысловых данных.

ГЛАВА 1. ТРАДИЦИОННЫЕ И СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ КРИВОЙ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ ПО ПРОМЫСЛОВЫМ ДАННЫМ

Как и любые задачи долгосрочного прогноза, экстраполяция промысловых данных этими моделями очень чувствительна к малым погрешности, содержащимся в исходной информации. Поэтому большое значение имеет обоснованный выбор вида уравнений, аппроксимирующих динамику кривой восстановленного давления [1].

Апробация предложенного способа оценки пластовых давлений показала, что он обладает рядом преимуществ по сравнению с традиционно применяемыми методами. В настоящей работе предлагается эволюционная модель для прогнозирования кривой восстановления давлений в горизонтальных скважинах и оценки пластового давлений.

1.1. Традиционные методы прогнозирования невосстановленного участка КВД

1.1.2. Эволюционные модели и методы прогноза невосстановленного КВД и оценки пластовых давлений

В настоящее время при математическом моделировании процессов разработки нефтяных месторождений преобладает дедуктивный подход, заключающийся в расчете фильтрационных течений в реальном пласте на основе численного решения общих уравнений движения жидкостей и газов в пористой среде. Такой подход характерен для методологии механистического редукционизма, лежащего в основе мышления большинства современных исследований и основанного на успехах классической механики и выводит все результаты из единых законов движения [2].

Дедуктивные модели полезны как инструмент для проведения математических экспериментов, целью которых является выработка стратегии управления. Расчеты с использованием дедуктивных моделей, реализованных в

виде стандартных пакетов программ (ECLIP, MORE и т.д.), весьма продуктивны, поскольку заменяют собой дорогостоящие натурные эксперименты, но они не могут быть использованы для реального мониторинга или же для прогноза реальной динамики развития.

Предположим, что в нашем распоряжении имеется симулятор, идеально точно описывающий все особенности фильтрации многофазных многокомпонентных жидкостей в сложнопостроенных неоднородных пластах. Невозможно также заранее спрогнозировать динамику аварий, влияние сезонных ограничений и пресловутого «человеческого фактора».

Наряду с этими ограничениями, носящими внешний характер, имеются и внутренние трудности детерминированных моделей – отсутствие достоверной информации о детальном геологическом строении пласта и больше погрешности в промысловых данных. Так, отмечается, что точность геолого-геофизических материалов настолько низка, что трехмерные геологические и особенно гидродинамические модели, построенные с помощью сейсмических данных и определения проницаемости по ГИС, не более чем фикция (погрешность определения проницаемости по ГИС – 100%). В этих условиях интегральные одно- или двухмерные модели более точны, чем трехмерные, поскольку ошибки при интегрировании взаимно погашаются [3,4].

Итак, дедуктивное описание месторождения может быть получено только за счет пренебрежения погрешностями данных и разрыва большого числа связей, соединяющих пласт с внешним окружением (другими объектами разработки, насосным и поверхностным оборудованием, системами управления и принятия решений). Поэтому применение дедуктивных моделей и приводит к потере целостности. Вследствие этого управление процессами разработки крупных месторождений на основе детерминированных моделей затруднено – часто прямое вмешательство, основанное на знании частных факторов, не приводит в случае сложных систем к запланированному перед началом вмешательства результату.

Задачи реального управления (мониторинга) процессами разработки нефтяных месторождений требуют привлечения иного подхода, когда сразу ищутся законы, описывающие систему в целом. Такого рода модели называются *феноменологическими*, и они оказываются весьма плодотворными, когда детальная, микроскопическая картина явлений слишком сложна. В качестве примера отметим, что типично феноменологической наукой является термодинамика, в которой законы, обусловленные микроскопическим движением молекул, выводятся из опыта и сразу представляются в виде соотношений между макроскопическими параметрами (такими, как давление и температура) [2].

При использовании феноменологических моделей история нефтяного месторождения становится историей именно всего месторождения, а не историей отдельных скважин, пластов и объектов разработки. Нефтяное месторождение рассматривается как сложная иерархически устроенная система, «погруженная» во внешнюю среду (систему управления, сеть трубопроводов и элементов поверхностного обустройства и т.д.) и чутко реагирующая на сигналы, поступающие от последней.

Примером феноменологического подхода являются эволюционные модели нефтяных и газовых месторождений, рассматриваемые ниже.

В табл.1.1 и 1.2 приведены автономные (правая часть не зависит от времени) и неавтономные (правая часть зависит от времени) эволюционные модели [3,4].

Таблица 1.1

Автономные эволюционные модели

Значения параметров и вид модели	Вид решения	Название модели
$\frac{dV}{dt} = aV$	$V(t) = V_0 + a(t - t_0)$	Линейный рост
$\frac{dV}{dt} = a$	$V(t) = V_0 e^{a(t-t_0)}$	Неограниченный экспоненциальный рост

$a_1 > 0, a_{11} > 0, V_\infty = V_M = a_1/a_{11}$ $\frac{dV}{dt} = a_1V - a_{11}V^2$	$V(t) = \frac{V_0 a_1 e^{a_1 t}}{a_1 - a_{11} V_0 + a_{11} V_0 e^{a_1 t}}$	Логистический (симметрический) рост с насыщением
$\frac{dV}{dt} = aV^2$	$V(t) = \frac{1/a}{\left[1/aV_0 + t_0\right]^{-t}},$ $t_\kappa = 1/aV_0 + t_0,$ t_κ – момент «катастрофы», когда $V \rightarrow \infty$	Гиперболический замедленный ($V < 1$) или взрывной ускоренный ($V > 1$) рост

Таблица 1.2

Неавтономные эволюционные модели

Значения параметров и вид модели	Вид решения	Название модели
$\frac{dV}{dt} = at + b$	$V(t) = V_0 + a \left(\frac{t^2}{2} - \frac{t_0^2}{2} \right) + b(t - t_0)$	Параболический рост
$\frac{dV}{dt} = \frac{a}{[(t-b)^c + d]^k}$	<p>При $k = 1, c = 2$</p> $V(t) = V_0 + \frac{a}{\sqrt{\alpha}} \left(\arctg \frac{t-b}{\sqrt{\alpha}} - \arctg \frac{t_0-b}{\sqrt{\alpha}} \right)$ <p>в более сложных случаях – численное решение</p>	Модель Капицы-Баренблатта
$\frac{dV}{dt} = \left(\frac{a}{t} \right) V$	$V(t) = V_0 \left(\frac{t}{t_0} \right)^a$	Аллометрический (непропорциональный) рост
$\frac{dV}{dt} = (at^m) V$	$V(t) = V_0 e^{\frac{a}{m+1}(t^{m+1} - t_0^{m+1})}$	Растянутый экспоненциальный рост или модель Кольрауша
$\frac{dV}{dt} = a_1 e^{a_2 t}$	$V(t) = V_0 + \frac{a_1}{a_2} (e^{a_2 t} - e^{a_2 t_0})$	<p>При $a_2 < 0$ – экспоненциальный рост с насыщением;</p> <p>$a_2 > 0$ – неограниченный экспоненциальный рост</p>
$\frac{dV}{dt} = (a_1 e^{-a_2 t}) V$	$V(t) = V_0 \exp \left[\frac{a_1}{a_2} (e^{-a_2 t} - e^{-a_2 t_0}) \right]$	Модель Гомпертца

Эволюционное дифференциальное уравнение «насыщения» и процесс нарастающей забойного давления (модель Бертоланфи)

один из способов повышения надежности прогноза забойного давления может явиться применение математических моделей с гибкой структурой – в частности моделей, описывающих процесс роста забойного давления в гидродинамических исследованиях горизонтальных скважин.

Поведение такого рода КВД может быть описана эволюционным дифференциальным уравнением насыщения следующего вида [7]

$$\frac{dP(t)}{dt} = A[P_{nl} - P(t)]^\alpha, \quad (1.1.29)$$

где A, α – коэффициенты; t – текущее время; V_0 – Пластовое давление.

Решения уравнения (1.1.29), в зависимости от значения α , имеют следующий вид:

$$\begin{aligned} P(t) &= P_{nl} - [(1 - \alpha)(C - At)]^{\frac{1}{1-\alpha}}, \quad \alpha \neq 1 \\ P(t) &= P_{nl} - Ce^{-At}, \quad \alpha = 1 \end{aligned} \quad (1.1.30)$$

здесь C – постоянная интегрирования.

Для $\alpha < 1$, $\alpha > 1$, $\alpha = 1$ соответственно возникает параболическое, гиперболическое или экспоненциальное конечное значение забойного давления $P(t)$ до пластового значения V_0 .

Уравнение (1.1.29) и его решения в какой-то степени отвечают указанным требованиям и могут применяться при анализе разработки. Для этого последовательным логарифмированием, дифференцированием и в последующем интегрированием для фильтрации помех выражение (1.1.29) приводится к виду [7]

$$\frac{\sum_{i=1}^t \left(\sum_{i=1}^t \Delta P \Delta t \right) \Delta t}{t} = P_{nl} + \alpha \frac{\sum_{i=1}^t \left(\frac{\Delta P^2}{\Delta P'} \right) \Delta t}{t} \quad \text{или} \quad \varphi = P_{nl} + \alpha z, \quad (1.1.31)$$

где $\Delta P'$ – первая изменения забойного давления на КВД, рассчитываемая методом статистического дифференцирования. Здесь же в связи с

дискретностью замеров изменения забойного давления интегралы заменены суммами.

По уравнению (1.1.31) были обработаны данные по изменения забойного давления на КВД [7].

Процесс нарастающей забойного давления во время остановки можно описать и моделью Бертоланфи в виде [7]

$$\frac{dP}{dt} = AP^{1-l} (P_{nl}^l - P^l) \quad (1.1.32)$$

решение которой $P = P_{nl} \left(1 - e^{-Alt}\right)^{\frac{1}{l}}$ удобно представить в следующем виде:

$$\ln P = \ln P_0 + \frac{1}{l} \ln \left(1 - e^{-Alt}\right) \quad (1.1.33)$$

Последнее выражение преобразовывается к виду

$$\frac{\sum_{i=1}^t \frac{P \Delta P^i}{\Delta P^2} \Delta t}{t} = K - Al \frac{\sum_{i=1}^t \frac{P}{\Delta P} \Delta t}{t} \quad (1.1.34)$$

$(K > 0; l < 1; K + l = 1)$

По формуле (1.1.34), обрабатывая данные по изменения забойного давления на , вычисляют коэффициенты A, l, K , используя значения которых, по уравнению (1.1.33) графически определяют P_{nl} . Поэтому же уравнению составляют прогнозы P_{nl} .

Таким образом, на основе эволюционного моделирования основных технологических показателей разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, представляется возможным прогнозирование пластового давления, текущей и конечной углеводородоотдачи пласта.

1.2. Современные методы прогнозирования невосстановленного участка КВД и оценки пластовых давлений на основе интегрированных моделей с учетом априорной информации

Актуальным, интенсивно развивающимся в настоящее время направлением в области идентификации является построение математических

моделей систем с учетом разного рода дополнительной априорной информации, накопленного опыта и знаний, удобным описанием которых является понятие объекта-аналога, т.е. системы, подобной исследуемому объекту.

Объединение модели исследуемого объекта и модели объектов-аналогов в виде некоторой интегрированной системы моделей позволяет отразить целостные, системные свойства реальных объектов, что существенно расширяет возможности традиционных методов идентификации систем и области их практического применения.

1.2.1. Интегрированные системы моделей с учетом априорной информации

Сведения о технологических параметрах объектов разработки (ТПР) условно можно разделить на следующие типы [9,10]:

- исходные промысловые данные, результаты исследований скважин;
- дополнительные априорные и апостериорные данные о ТПР;
- априорная информация о структуре моделей ТПР;
- априорная информация о статистических характеристиках случайных неконтролируемых факторов.

1. Исходные промысловые данные, результаты исследований скважин.

Основными наиболее достоверными источниками информации являются исходные промысловые данные, результаты прямых измерений гидродинамических параметров: фазовых дебитов, забойных давлений, динамических уровней жидкости в скважине и т.п. Периодичность и объем измерений устанавливается в отраслевых регламентных документах [10].

2. Дополнительные априорные и апостериорные данные. ИС моделей ТПР.

К дополнительным априорным данным могут быть отнесены сведения, полученные из разных источников информации:

- данные и экспертные оценки фильтрационных параметров нефтяных пластов (гидропроводность, проницаемость, пьезопроводность и т.п.);
- данные и экспертные оценки энергетического состояния пласта

(пластовое давление, продуктивность скважины и т.п.);

- данные ранее проведенных комплексных гидродинамических, геофизических и лабораторных исследований скважин;

- экспертные оценки извлекаемых запасов объектов разработки.

В качестве дополнительных апостериорных (текущих) данных о ТПР могут быть использованы измерения, полученные из наблюдений косвенных переменных ТПР, функционально связанных с исходными параметрами.

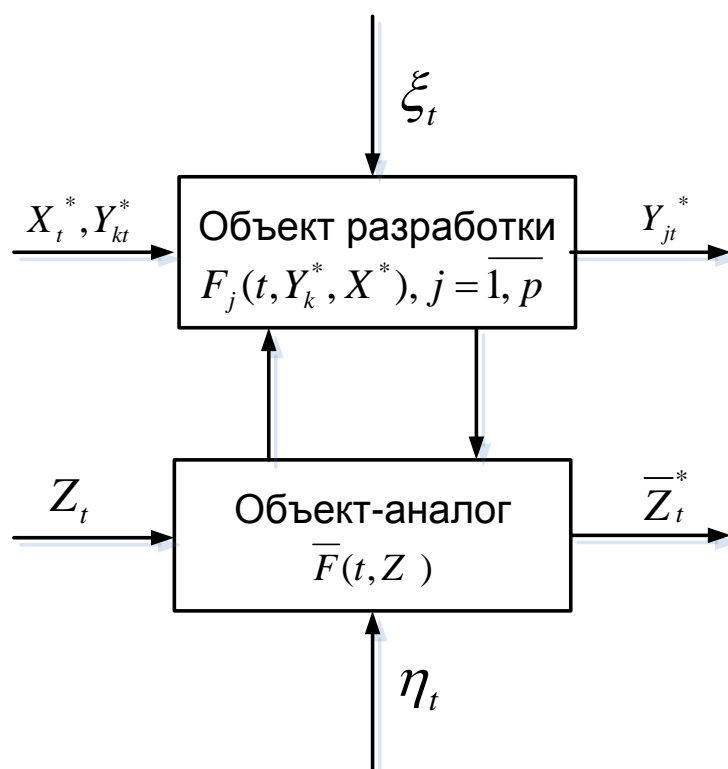


Рис. 1.1. Представление объекта разработки и объекта аналога

Удобной моделью, позволяющей учитывать различные дополнительные апостериорные либо априорные данные ТПР, является понятие *объекта-аналога*, т.е. система, подобная исследуемому объекту [9].

Объект-аналог определим как реально существующий либо воображаемый упрощенный объект, отражающий основные черты исследуемой системы, особенности его строения и функционирования, представляющий и формализующий в виде моделей дополнительных апостериорных и априорных данных, накопленных опытов и знаний.

Объект-аналог \bar{F} , изображенный на рис. 1.1, является некоторым отражением исследуемого объекта разработки F (некоторый образ объекта управления либо его окружения).

Исследуемый объект разработки и объект-аналог представляют некоторую интегрированную систему моделей [9-11]:

$$\begin{cases} Y_j^* = F_j(t, Y_k^*, X^*, \xi_j, k = \overline{1, p}, p \neq k), j = \overline{1, p}, \\ \bar{Z}^* = \bar{F}(t, Z_t, \eta), \end{cases} \quad (1.2.1)$$

где $F_j, \bar{F}, j = \overline{1, p}$ – модели исследуемого объекта и объекта-аналога (в общем случае операторы); ξ_j, η – случайные величины, представляющие ошибки измерений переменных исследуемого объекта разработки и объекта-аналога, ошибки, связанные с выбором модели, действием случайных неучтенных факторов и т.п.

Переменные \bar{Z}^* представляют дополнительные апостериорные либо априорные данные. Переменная Z_t объекта-аналога может соответствовать переменным Y_{jt}, X_t, Y_{kt} объекта разработки, а также представлять параметры моделей объекта разработки при параметрическом представлении моделей $F_j, j = \overline{1, p}$. Оператор модели объекта-аналога \bar{F} может быть представлен классами различных моделей, рассмотренных ранее.

В качестве примера интегрированной системы приведем интегрированную стохастическую систему моделей КВД, основанную на регрессионной модели КВД $f(t, \alpha)$ и моделях объектов-аналогов, представляющих дополнительные априорные сведения и экспертные оценки пластовых давлений [11,12]:

$$\begin{cases} P^*(t_i) = f(t_i, \alpha) + \xi_i, i = \overline{1, n}; \\ \bar{v}_j = v_a(\alpha) + \eta_j = \int_0^T f(\tau, \alpha) d\tau + \eta_j, j = \overline{1, p}, \end{cases} \quad (1.2.2)$$

где $P^*(t_i), i = \overline{1, n}$ – фактические значения забойного давления за

соответствующие промежутки времени $\Delta t = t_i - t_{i-1}, i = \overline{1, n}$ (час, секунд); $\overline{v}_j, j = \overline{1, p}$ – дополнительные априорные данные и экспертные оценки пластовых давлений, замеренных в прошлом ГДИС; $v_a(\alpha)$ – пластовые давления, полученные на основе модели КВД $f(t, \alpha)$.

Исследуемому объекту разработки может соответствовать не один, а несколько объектов-аналогов, изображенных на рис. 1.2.

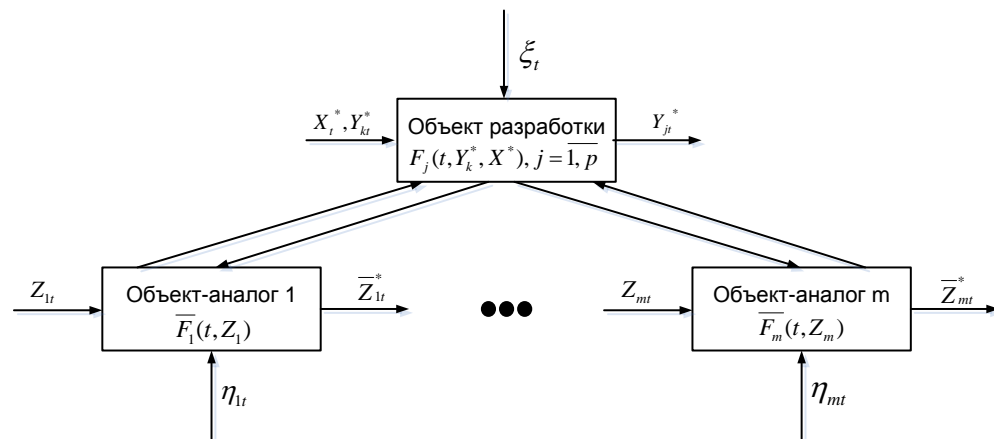


Рис. 1.2. Интегрированная система моделей ТПР первого уровня

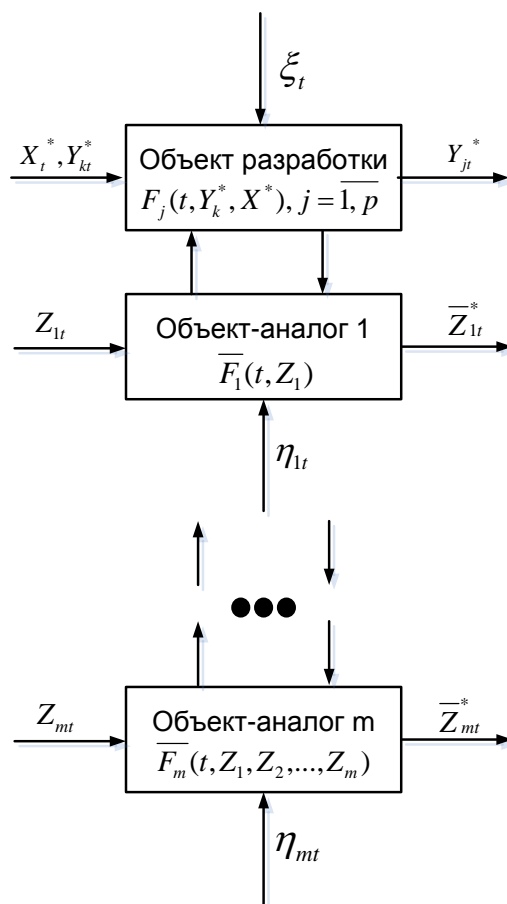


Рис. 1.3. Многоуровневая интегрированная система моделей ТПР

В этом случае интегрированная система моделей (ИСМ) первого уровня имеет вид:

$$\begin{cases} Y_j^* = F_j(t, Y_k^*, X^*, \xi, k = \overline{1, p}, p \neq k), j = \overline{1, p}, \\ \bar{Z}_j^* = \bar{F}_j(t, Z_j, \eta_j), j = \overline{1, m}. \end{cases} \quad (1.2.3)$$

Объект-аналог $\bar{F}_1(t, Z_1)$ может иметь свой аналог – $\bar{F}_2(t, Z_1, Z_2)$.

Приведем, в качестве примера, ИСМ дебита скважин (1.2.3) с учетом априорной информации о проницаемости коллекторов и пластовом давлении [9]:

$$\begin{cases} \bar{k}_{np}(t_i) = k_{np}(t_i) + v_i, \\ \bar{P}_{nl}(t_i) = P_{nl}(t_i) + \varepsilon_i, i = \overline{1, n}, \end{cases} \quad (1.2.4)$$

где $\bar{k}_{np}(t_i), \bar{P}_{nl}(t_i), i = \overline{1, n}$, – дополнительные априорные сведения $k_{np}(t_i)$ и пластового давления $P_{nl}(t_i)$; v_i, ε_i – случайные величины, представляющие

ошибки дополнительных априорных сведений и экспертных оценок.

В этом случае интегрированная система моделей ТПР имеет иерархическую, изображенную на рис. 1.3 структуру вида:

$$\begin{cases} Y_j^* = F_j(t, Y_k^*, X^*, \xi, k = \overline{1, p}, p \neq k), j = \overline{1, p}, \\ \bar{Z}_1^* = \bar{F}_1(t, Z_1, \eta_1), \\ \bar{Z}_2^* = \bar{F}_2(t, Z_1, Z_2, \eta_2), \\ \dots \\ \bar{Z}_m^* = \bar{F}_m(t, Z_1, Z_2, \dots, Z_m, \eta_m) \end{cases} \quad (1.2.5)$$

Примером (1.2.5) может быть интегрированная система КВД, разбитого на участки разработки [11]:

$$\begin{cases} P^*(t_i) = f(t_i, \alpha) + \xi_i, i = \overline{1, n}; \\ \bar{v}_j = v_a(\alpha) + \eta_j = \int_0^T f(\tau, \alpha) d\tau + \eta_j, j = \overline{1, p}; \\ \bar{V} = \sum_{j=1}^p V_{aj}(\alpha) + \varepsilon, \end{cases} \quad (1.2.6)$$

где $P^*(t_i), \bar{v}_j$ – забойного давления и экспертные оценки пластовых давлений. В данном случае в качестве объекта-аналога второго уровня выступает экспертная оценка пластовых давлений \bar{V} месторождения.

Многообразие интегрированных систем моделей ТПР определяется многообразием моделей объектов разработки и моделей объектов-аналогов. Введем, по аналогии с [9], следующую классификацию интегрированных систем моделей ТПР:

- Линейные (статические и динамические);
- Нелинейные (статические и динамические);
- Непараметрические (статические и динамические);
- Комбинированные – линейные, нелинейные и непараметрические (статические и динамические).

Линейные ИСМ. Линейные интегрированные системы моделей ТПР

основаны на линейных статических либо динамических моделях исследуемых объектов разработки и на линейных (статических либо динамических) моделях объектов-аналогов.

Нелинейные ИСМ. Нелинейные интегрированные системы моделей ТПР основаны на нелинейных статических либо динамических моделях исследуемых объектов разработки и линейных либо нелинейных моделях объектов-аналогов.

Непараметрические ИСМ. Непараметрические интегрированные системы моделей ТПР основаны на непараметрических статических либо динамических моделях ТПР и на непараметрических статических либо динамических моделях априорной информации.

Непараметрические интегрированные системы моделей ТПР используются в случаях, когда объект разработки слабо изучен либо достаточно сложный для его описания на основе параметрической, физически содержательной модели фильтрации флюидов. С другой стороны и объекты-аналоги, представляющие дополнительные априорные данные и экспертные оценки, не удается представить в виде конечномерного параметрического описания.

Комбинированные ИСМ. Комбинированные интегрированные системы моделей ТПР основаны на статических либо динамических моделях ТПР и статических либо динамических моделях объектов-аналогов. Комбинированные ИСМ представляют более широкий класс моделей, включающий в себя линейные, нелинейные, непараметрические статические либо динамические интегрированные системы моделей и их комбинации.

Примером, комбинированной ИСМ ТПР может быть модель дебита скважин (1.2.4) с учетом априорной информации о продуктивности скважины и пластового давления.

3. Априорная информация о структуре моделей ТПР.

Априорная информацией о структуре моделей ТПР носит, в основном, качественный характер и позволяет выбрать подходящую промышленно-

технологическую модель из базы моделей исходя из физических соображений о протекающих процессах разработки, изучения данных истории разработки и т.п. Однако, в условиях неопределенности, недостаточности данных, погрешностей измерений и т.п., выбранная модель может приводить к ошибкам. Здесь актуальной проблемой является уточнение структуры и параметров моделей ТПР с использованием моделей объектов-аналогов, представляющих дополнительную априорную информацию и экспертные оценки.

4. Априорная информация о статистических характеристиках случайных неконтролируемых факторов.

Значительные трудности при решении задач идентификации заключаются в том, что в большинстве реальных ситуаций наблюдения над исследуемыми объектами и объектами-аналогами искажены случайными возмущениями, которые определяются многими причинами. Погрешности могут появляться за счет ошибок регистрации ТПР, выбора структуры модели объекта, задания дополнительной априорной информации, экспертных оценок и т.д. Обычно эти ошибки описываются с помощью аддитивных помех.

Наличие помех, искажающих наблюдаемые входные и выходные сигналы, приводит к тому, что для идентификации должны использоваться статистические методы.

Плотности распределения вероятностей помех с формальной точки зрения могут быть любыми. На практике часто используют типовые законы распределения вероятностей помех: равномерный закон, нормальный закон, закон Лапласа и т.д. [9].

В практических ситуациях в исходных данных часто присутствуют резко выделяющиеся «аномальные» наблюдения. Плотности распределения вероятностей ошибок в ряде случаев представляют «смеси» распределений, что часто приводит к неустойчивости и низкой точности оценок параметров моделей и прогноза ТПР [12]. Здесь также актуальным является учет дополнительной априорной информации, создание интегрированных моделей ТПР, что обеспечивает получение устойчивых оценок, существенно повышает

их точность и качество [9].

1.2.2. Структура интегрированной системы идентификации ТПР.

Под интегрированной системой идентификации ТПР понимается комплекс методов и технологий построения (проектирования) оптимальной, в смысле заданных критериев качества, интегрированной системы моделей ТПР. Структура интегрированной системы идентификации ТПР представлена на рисунке 1.7. [9,10].

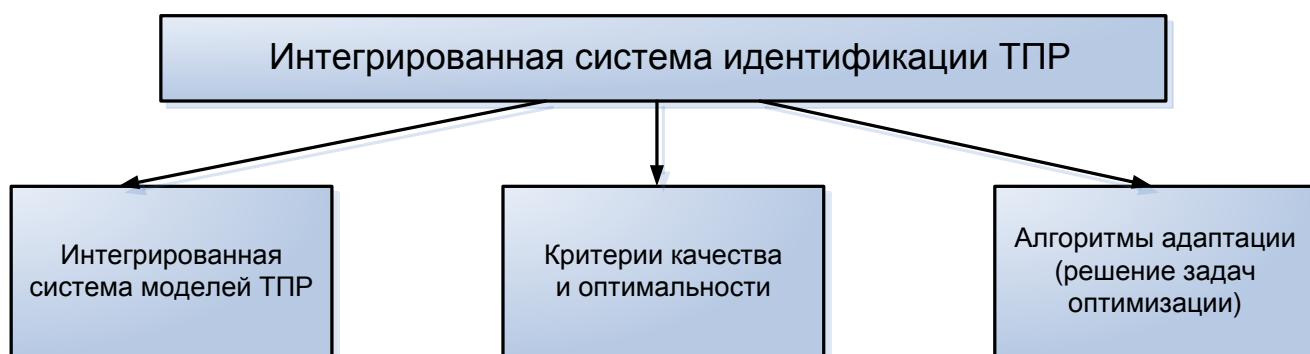


Рис. 1.4. Структура интегрированной системы идентификации ТПР

Интегрированные системы моделей достаточно подробно изложены выше, поэтому ниже рассматриваются только критерии качества и оптимальности интегрированных систем моделей и алгоритмы адаптации.

Процесс проектирования интегрированной системы идентификации ТПР, ориентированной на решение конкретной задачи мониторинга разработки, состоит из следующих основных этапов:

1. Формирование исходных данных ТПР и дополнительных априорных сведений, экспертных оценок. Выбор модели ТПР и моделей объектов-аналогов.

2. Синтез оптимальной структуры ИСМ ТПР:

- 2.1) выбор критериев качества и оптимальности ИСМ ТПР;

- 2.2) адаптация ИСМ (решение оптимизационных задач):

- 2.2.1) структурная оптимизация интегрированной системы моделей;

- 2.2.2) параметрическая оптимизация интегрированной системы моделей;

3. Статистическое моделирование, анализ точности оценок параметров

ИСМ ТПР.

В общем виде оптимальную структуру интегрированной системы моделей можно представить в виде:

$$F^*, F_a^* = \arg \min_{F, F_a} \Phi(F, F_a), \quad (1.2.7)$$

где F^*, F_a^* – оптимальные модели объектов управления и моделей объектов-аналогов. При параметрическом представлении операторов F^*, F_a^* в виде известных функций либо функционалов $f(\alpha), f_a(\alpha)$, заданных с точностью параметров α , задача идентификации сводится к решению задач структурной оптимизации по определению вида функций $f(\alpha), f_a(\alpha)$:

$$f^*(\alpha), f_a^*(\alpha) = \arg \min_{f, f_a} \Phi(f, f_a, \alpha, \beta), \quad (1.2.8)$$

и задач параметрической оптимизации по определению оптимальных значений $\alpha^*(\beta)$ параметров моделей:

$$\alpha^*(\beta) = \arg \min_{\alpha} \Phi(f^*, f_a^*, \alpha, \beta), \quad (1.2.9)$$

и оптимальных значений управляющих параметров:

$$\beta^* = \arg \min_{\beta} \Phi(f^*, f_a^*, \alpha^*, \beta), \quad (1.2.10)$$

где Φ – комбинированный показатель качества, составленный из частных показателей качества объекта управления и показателей объектов-аналогов.

В качестве критерия качества $\Phi(\alpha, \beta)$ интегрированной системы моделей ТПР при параметрическом представлении моделей объектов разработки $f_k(\alpha_k), k = \overline{1, p}$ и моделей объектов-аналогов $\bar{f}_j(\alpha), j = \overline{1, m}$ будем использовать взвешенные частные критерии качества вида [9,11,13]:

$$\Phi(\alpha, \beta) = \sum_{k=1}^p J_k(\alpha_k) + \sum_{k=1}^m w_k(\beta_k) \bar{J}_k(\alpha) \quad (1.2.11)$$

где $J_k(\alpha_k), k = \overline{1, p}$ – частные критерии качества моделей ТПР – $f_k(\alpha_k), k = \overline{1, p}$; $\bar{J}_k(\alpha), k = \overline{1, m}$ – частные критерии качества моделей объектов-аналогов –

$\bar{f}_j(\alpha), j = \overline{1, m}; w_k(\beta_k) -$ весовые функции управляющих параметров $\beta_k, k = \overline{1, m}; \alpha = (\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_p)$.

Следует отметить, что решение разнообразных задач обработки экспериментальных данных, идентификации, оптимизации и управления связано с использованием взвешенных критериев качества вида (1.2.11). Например, при решении задач оптимизации функций при наличии ограничений, функционал типа $\Phi(\alpha)$ называют функцией Лагранжа, $w_k(\beta_k) = \beta_k$, а управляющие параметры $\beta_k, k = \overline{1, m}$ имеют смысл множителей Лагранжа [1, 14].

При решении обратных некорректно поставленных задач [15] функционал $\Phi(\alpha)$ имеет смысл регуляризирующего (сглаживающего) критерия, а частные функционалы $\bar{J}_k(\alpha), k = \overline{1, m}$ имеют смысл стабилизирующих функционалов, связанных с «гладкостью» искомого решения.

Отметим, что характерной отличительной особенностью функционала качества интегрированных систем моделей ТПР (1.2.11) является наличие механизма, позволяющего учитывать разнородную дополнительную априорную информацию и экспертные оценки технологической и геологической составляющих объектов разработки нефтяных месторождений.

Приведем для примера решения задачи параметрической идентификации по определению оптимальных значений параметров линейной интегрированной системы моделей

$$\begin{cases} y^* = F\alpha + \xi, \\ \bar{\alpha} = R\alpha + \eta, \end{cases} \quad (1.2.12)$$

с использованием комбинированного квадратичного показателя качества вида

$$\Phi = \|y^* - F\alpha\|^2 + \|\bar{\alpha} - R\alpha\|_{w(\beta)}^2, \quad (1.2.13)$$

где F – матрица значений известных функций, y^* – вектор измеренных значений выхода объекта, α – вектор неизвестных значений параметров, $\bar{\alpha}$ – вектор значений априорной дополнительной информации о параметрах модели

объекта, R – известная квадратная матрица, ξ, η – векторы случайных величин, представляющие погрешности измерения выхода объекта и ошибки задания априорной информации, запись $\|X\|_W^2$ означает квадратичную форму $X^T W X$. В данном случае решение оптимизационной задачи

$$\alpha^*(\beta) = \arg \min_{\alpha} \Phi(\alpha, \beta) \quad (1.2.14)$$

сводится к решению системы линейных уравнений вида [9]

$$\left[F^T F + R^T W(\beta) R \right] \alpha^*(\beta) = F^T y^* + R^T W(\beta) \bar{\alpha}, \quad (1.2.15)$$

где $W(\beta)$ – диагональная матрица вектора управляющих параметров β .

Следует отметить, что задача (1.2.10) по определению оптимальных значений вектора управляющих параметров β^* не имеет аналитического решения и решается методами последовательных приближений.

Из системы линейных уравнений (1.2.12) следуют оценки параметров линейных систем, полученных традиционными методами идентификации [9,10]:

1. оценки метода наименьших квадратов (при $\beta = 0$);
2. регуляризованные по А.Н. Тихонову оценки метода наименьших квадратов (при $W(\beta) = \beta, R = I, \bar{\alpha} = 0$, где I – единичная матрица);
3. Байесовские оценки метода максимума апостериорной вероятности (при $W(\beta) = I, R = I, \bar{\alpha} = M\alpha$, где в качестве априорной информации используются данные о среднем значении $\bar{\alpha} = M\alpha$ случайного параметра α , распределенного по нормальному закону).

1.2.3. Интегрированная система моделей КВД с учетом дополнительной априорной информации об пластовых давлениях, параметрах модели КВД и прогнозных значениях забойного давления

Например, рассмотрим интегрированную систему моделей КВД, отражающей эволюцию роста забойного давления во времени, с учетом дополнительной априорной информации об пластовых давлениях, параметрах

модели КВД и прогнозных значениях забойного давления, которую представим в удобном для исследований матричном виде [11]:

$$\begin{cases} P^* = P(\alpha) + \xi, \\ P_{nl}^* = P_{nl}(T, \alpha) + \eta = \\ \bar{\alpha}_l = \alpha + \nu_l, l = 1 \dots d, \\ \bar{P} = P(\tau, \alpha) + \varepsilon, \end{cases} \quad (1.2.16)$$

где $P^* = P^*(t_i), i = 1 \dots n; P(\alpha) = f(t_i, \alpha), i = 1 \dots n$ – векторы значений забойного давления на КВД, полученные в процессе разработки месторождения и на основе модели $f(t, \alpha)$ за соответствующие промежутки времени $\Delta t = t_i - t_{i-1}, i = 1 \dots n$ (сек, час); $P_{nl}^* = P(T, \alpha), j = 1 \dots p; \bar{\alpha}_l = \bar{\alpha}_{lj}, j = 1 \dots m, l = 1 \dots d, \bar{P} = \bar{P}(t_n + \tau_j), j = 1 \dots r$ – векторы экспертных оценок пластовых давлений за время исследования T , дополнительных априорных данных о параметрах модели КВД $\alpha = (\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_m)$ и прогнозных значений забойного давления на КВД, полученные из разных источников информации, например, из геофизики исследования; $\xi, \eta, \nu_l, l = 1 \dots d, \varepsilon$ – векторы случайных величин с нулевыми математическими ожиданиями, представляющие погрешности измерения забойного давления на КВД, ошибки, вызванные неадекватностью модели забойного давления, ошибки дополнительных априорных сведений и экспертных оценок.

Рассмотрим решение задачи параметрической идентификации модели (1.2.16) с использованием комбинированного критерия качества

$$\Phi(\alpha, \beta) = \|P^* - P(\alpha)\|^2 + \|P_{nl}^* - P(T, \alpha)\|_{W_1}^2 + \sum_{l=1}^d W_{2l} (\bar{\alpha}_l - \alpha)^2 + \|P - P(\tau, \alpha)\|_{W_3}^2 \quad (1.2.17)$$

непараметрического метода аналогов, составленного из частных квадратичных критериев качества, где:

$\|X\|^2$ – норма X ,

$$W_1 = \text{diag}(K(\frac{P_{n_i}(\boldsymbol{\alpha}^0) - \bar{s}_{j_2}}{\beta_1}), j = 1 \dots p), W_{2l} = \text{diag}(K(\frac{\alpha_{jl} - \bar{\alpha}_{jl}}{\beta_2}), j = 1 \dots m),$$

$$W_3 = \text{diag}(K(\frac{P(t_n + \tau_j, \boldsymbol{\alpha}^0) - P(t_n + \tau_j)}{\beta_3}), j = 1 \dots r) - \text{диагональные матрицы весовых}$$

функций $K(u)$ с управляющими параметрами $\beta_1, \beta_2, \beta_3$, учитывающих значимость (вес) дополнительных априорных данных и экспертных оценок, $\boldsymbol{\alpha}^0 = (\alpha_1^0, \alpha_2^0, \dots, \alpha_m^0)$ – вектор начальных приближений параметров модели добычи нефти.

Функции (ядра) $K(u)$ введены по аналогии с непараметрическими оценками плотности вероятности и регрессии, обладают следующими свойствами:

$$K(x-u)/h \rightarrow 1, h \rightarrow \infty; K(x-u)/h \rightarrow 0, h \rightarrow 0.$$

Задача параметрической идентификации (2.1) сводится к решению оптимизационной задачи по определению вектора параметров модели добычи нефти

$$\boldsymbol{\alpha}^*(\boldsymbol{\beta}) = \arg \min_{\boldsymbol{\alpha}} \Phi(\boldsymbol{\alpha}) \quad (1.2.18)$$

и оптимизационной задачи по определению вектора управляющих параметров

$$\boldsymbol{\beta}^* = \arg \min_{\boldsymbol{\beta}} (\|\mathbf{Q}_n^* - \mathbf{Q}_n(\boldsymbol{\alpha}, \boldsymbol{\beta})\|^2), \quad (1.2.19)$$

где $\arg \min_x f(x)$ обозначает точку минимума x^* функции $f(x)$.

Приведем решение оптимизационной задачи (1.2.18) с использованием метода Ньютона:

$$\boldsymbol{\alpha}^i = \boldsymbol{\alpha}^{i-1} + h_i \Delta \boldsymbol{\alpha}^{i-1}, i = 1, 2, 3, \dots \quad (1.2.20)$$

где оценки приращений вектора параметров $\Delta \boldsymbol{\alpha}^{i-1}$ на каждой итерации определяются путем решения системы линейных уравнений

$$\mathbf{A}^{i-1} \Delta \boldsymbol{\alpha}^{i-1} = \mathbf{B}^{i-1}, \quad (1.2.21)$$

$$\text{где } \mathbf{A}^{i-1} = (\mathbf{D}_n^T \mathbf{D}_n + \mathbf{D}_s^T W_1 \mathbf{D}_s + \sum_{j=1}^d W_{2j} + \mathbf{D}_\tau^T W_3 \mathbf{D}_\tau)^{i-1},$$

$$\mathbf{B}^{i-1} = (\mathbf{D}_n^T \mathbf{e}_n + \bar{\mathbf{e}}_s W_1 \mathbf{D}_s^T + \sum_{l=1}^d W_{2j} \Delta \bar{\mathbf{a}}_l + \bar{\mathbf{e}}_\tau \cdot W_3 \mathbf{D}_\tau^T)^{i-1},$$

$$\mathbf{D}_s = \left(\frac{\partial f(t_i, \mathbf{a})}{\partial \alpha_j}, i=1 \dots n, j=1 \dots m \right), \quad \mathbf{D}_\tau = \left(\frac{\partial f(t_n + \tau_i, \mathbf{a})}{\partial \alpha_j}, i=1 \dots r, j=1 \dots m \right) -$$

матрицы частных производных от модели добычи нефти;

$$\mathbf{D}_s = \left(\frac{\partial s(T, \mathbf{a})}{\partial \alpha_j}, j=1 \dots m \right) - \text{вектор частных производных от функции пластовых}$$

давлений $P_{nl}(T, \mathbf{a})$; $\mathbf{e}_n = (P^* - P(\alpha))^T$, $\bar{\mathbf{e}}_s = (P_{nl}^* - P_{nl}(T, \mathbf{a}^0))$, $\Delta \bar{\mathbf{a}}_l = (\bar{\mathbf{a}}_l - \mathbf{a}_l^0)$,
 $\bar{\mathbf{e}}_\tau = (P^* - P(\mathbf{a}^0))$ – векторы невязок.

Для получения системы линейных уравнений (2.6) необходимо:

1. Разложить функции $f(t, \mathbf{a})$, $P_{nl}(T, \mathbf{a})$ в ряд Тейлора и ограничиться членами первого порядка малости относительно приращения вектора параметров $\Delta \mathbf{a}^0$:

$$P(t, \mathbf{a}) \cong P(t, \mathbf{a}^0) + \sum_{j=1}^m \left(\frac{\partial P(t, \mathbf{a})}{\partial \alpha_j} \right)^0 \Delta \alpha_j^0, \quad (1.2.22)$$

$$P_{nl}(T, \mathbf{a}) \cong P_{nl}(T, \mathbf{a}^0) + \sum_{j=1}^m \left(\frac{\partial s(T, \mathbf{a})}{\partial \alpha_j} \right)^0 \Delta \alpha_j^0.$$

2. Используя разложение (1.2.22) перейти от модели (1.2.16) к линейной интегрированной системе моделей добычи нефти относительно приращения вектора параметров $\Delta \mathbf{a}^0$:

$$\begin{cases} \mathbf{e}_n^0 = \mathbf{D}_n^0 \Delta \mathbf{a}^0 + \xi, \\ \mathbf{e}_s^{-0} = \mathbf{D}_s^0 \Delta \mathbf{a}^0 + \eta, \\ \Delta \bar{\mathbf{a}}_l^{-0} = \Delta \mathbf{a}^0 + \mathbf{v}_l, l = \overline{1, d}, \\ \mathbf{e}_\tau^{-0} = \mathbf{D}_\tau^0 \Delta \mathbf{a}^0 + \varepsilon. \end{cases} \quad (1.2.23)$$

3. Для модели (1.2.23) по аналогии с (1.2.16) составить комбинированный функционал качества

$$\begin{aligned} \Phi(\Delta\alpha^0) = & \left\| \mathbf{e}_n^0 - \mathbf{D}_n^0 \Delta\alpha^0 \right\|^2 + \left\| \mathbf{e}_s^{-0} - \mathbf{D}_s^0 \Delta\alpha^0 \right\|_{W_1}^2 + \\ & + \sum_{l=1}^d W_{2l} (\Delta\alpha_l^{-0} - \Delta\alpha^0)^2 + \left\| \mathbf{e}_\tau^0 - \mathbf{D}_\tau^0 \Delta\alpha^0 \right\|_{W_3}^2. \end{aligned} \quad (1.2.24)$$

4. Вычислить частные производные от функционала (1.2.17) по параметрам $\Delta\alpha^0$ и приравнять их к нулю

$$\begin{aligned} \frac{\partial \Phi(\Delta\alpha^0)}{\partial \Delta\alpha^0} = & -(\mathbf{D}_3^0)^T W_1 (\mathbf{e}_3^0 - \mathbf{D}_3^0 \Delta\alpha^0) - (\mathbf{D}_s^0)^T W_1 (\mathbf{e}_s^{-0} - \mathbf{D}_s^0 \Delta\alpha^0) - \\ & - \sum_{l=1}^p W_{2l} (\Delta\alpha_l^{-0} - \Delta\alpha^0) - (\mathbf{D}_v^0)^T W_3 (\mathbf{e}_{jv}^{-0} - \mathbf{D}_v^0 \Delta\alpha^0) = 0. \end{aligned} \quad (1.2.25)$$

После проведения несложных преобразований из (1.2.25) следует система линейных уравнений (1.2.22).

Следует отметить, что для решения оптимизационной задачи (1.2.19) по определению вектора управляющих параметров целесообразно использовать методы оптимизации без вычисления производных.

Теперь, рассмотрим вопросы точности алгоритмов прогнозирования забойного давления на КВД и оценки пластовых давлений на примере интегрированной стохастической системы моделей (1.2.16), которую представим в удобном для статистического моделирования матричном виде [11]:

$$\begin{cases} P^* = P(\alpha)(1 + c_1 \xi), \\ P_{nl}^* = P_{nl}(T, \alpha)(1 + c_2 \eta), \\ \bar{\alpha}_l = \alpha(1 + c_3) \mathbf{v}_l, l = 1 \dots d, \\ \bar{P} = P(\tau, \alpha)(1 + c_4) \epsilon, \end{cases} \quad (1.2.26)$$

где $P^*, P_{nl}^*, \bar{\alpha}_l, l = 1 \dots d, \bar{P}$ – векторы имитируемых значений забойного давления, дополнительных априорных данных и экспертных оценок пластовых давлений, параметров модели и прогнозных значений забойного давления, полученные с использованием функции регрессии,

$$f(t, \alpha) = \alpha_1 \exp(-\alpha_2 t) \cdot t^{\alpha_3}, \quad (1.2.27)$$

широко используемой при моделировании промысловых данных в качестве представления зависимости годовой добычи нефти от времени разработки; $\xi, \eta, \nu_l, l = 1 \dots d, \varepsilon$ – векторы случайных величин, полученные с использованием датчика псевдослучайных чисел, распределенных по нормальному закону с нулевыми средними значениями и единичной дисперсией; $c_j, j = \overline{1, 4}$ константы, представляющие относительный уровень ошибок.

Для определения точности оценок прогноза забойного давления на КВД

$$P^*(t_n + \tau) = P(t_n + \tau, \alpha^*(\beta^*)) \quad (1.2.28)$$

$$(1.2.29)$$

использованы их относительные ошибки

$$\delta_n(P^*(t_n + \tau)) = abs\left(\frac{P(t_n + \tau, \alpha^*(\beta^*)) - f(t_n + \tau, \alpha)}{f(t_n + \tau, \alpha)}\right), \quad (1.2.30)$$

$$(1.2.31)$$

в зависимости от длительности разработки $t_n = n$ (час) при значениях параметров модели КВД α . Здесь $\alpha^*(\beta^*)$ – оценки параметров модели КВД (1.2.27), полученные по алгоритму (1.2.21). Для определения оптимальных значений управляющих параметров β^* (1.2.19) использован метод деформированного многогранника [14].

Для оценок параметров α^* модели КВД и начальных приближений параметров α^0 в алгоритме (1.2.21) использован метод Гаусса–Ньютона

$$\alpha^i = \alpha^{i-1} + h_i \Delta \alpha^{i-1}, \quad i = 1, 2, 3, \dots, \quad (1.2.31)$$

где на каждом шаге i решается система линейных уравнений вида

$$(\mathbf{D}_3^T \mathbf{D}_3)^{i-1} \cdot \Delta \alpha^{i-1} = (\mathbf{D}_3^T \mathbf{e}_3)^{i-1} \quad (1.2.32)$$

которая следует из (1.2.21) при $\beta_j = 0, j = 1 \dots 3$.

ГЛАВА 2. АДАПТИВНЫЙ МЕТОД, МОДЕЛИ, АЛГОРИТМЫ ПРОГНОЗА КВД И ОЦЕНКИ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ НА ОСНОВЕ НЕСТАЦИОНАРНЫХ ИСФМ

2.1. Адаптивный метод идентификации роста забойного давления на КВД на основе нестационарных ИСФМ

В настоящее время для решения задач мониторинга, контроля и управления разработкой месторождений нефти и газа большое значение уделяется феноменологическим динамическим моделям процессов нефтегазодобычи, представленным в общем виде нелинейными системами обыкновенных дифференциальных уравнений [1–4] $\frac{dY_t}{dt} = \mathbf{f}(t, Y, \boldsymbol{\alpha})$ с точностью до вектора неизвестных параметров $\boldsymbol{\alpha} = (\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_m)$. Здесь $Y_t = (y_1, y_2, \dots, y_r)$ – вектор показателей разработки (добычи нефти, газа, жидкости, воды, пластового давления и т. д.).

Отметим, что несмотря на простой вид феноменологических моделей, решение обратных задач параметрической и структурной идентификации с использованием традиционных методов обработки информации (наименьших квадратов, максимального правдоподобия и т.д.) вызывает значительные трудности, особенно на ранней стадии разработки месторождения при ограниченных объемах исходных данных. В этой связи в [11] предлагается использовать интегрированные системы феноменологических моделей (ИСФМ) с учетом дополнительной априорной информации, что обеспечивает устойчивость и значительно повышает точность оценок на ранних этапах разработки месторождения.

Однако актуальной является проблема структурной идентификации, для решения которой в данной работе предлагается использовать интегрированные динамические системы моделей с переменными, зависящими от времени параметрами $\boldsymbol{\alpha}_t = (\alpha_1(t), \alpha_1(t), \dots, \alpha_p(t))$, и адаптивные алгоритмы

идентификации [19]. Размерность (число неизвестных, зависящих от времени параметров) таких моделей может быть значительно меньше размерности, а значит, и сложности моделей с постоянными параметрами, что значительно упрощает решение задачи структурной идентификации.

Примеры простых, наиболее широко используемых феноменологических моделей разработки месторождения приведены в табл. 2.

Основой алгоритмов адаптивной идентификации разработки месторождения является ИСФМ с переменными параметрами с учетом дополнительной априорной информации вида [19, 20]:

$$\begin{cases} \mathbf{y}_n^* = \mathbf{y}_n + \boldsymbol{\xi}_n = \mathbf{f}_0(\boldsymbol{\alpha}_n) + \boldsymbol{\xi}_n, \\ \bar{\mathbf{z}}_n = \mathbf{f}_a(y_n, \boldsymbol{\alpha}_n) + \boldsymbol{\eta}_n, n=1,2,3,\dots \end{cases} \quad (2.1.1)$$

состоящую из двух систем уравнений, в которых параметры $\boldsymbol{\alpha}_n = (\alpha_j(t_n), j=\overline{1,p})$ неизвестные однозначные функции времени t_n ; $\mathbf{y}_n^*, \mathbf{f}_0(\boldsymbol{\alpha}_n)$ – фактические и вычисленные на основе феноменологической модели $f_0(t, \boldsymbol{\alpha}_n)$ значения исследуемого эволюционного процесса. Вторая система – модель объектов аналогов, $\mathbf{f}_a(y_n, \boldsymbol{\alpha}_n) = (f_{aj}(y_n, \boldsymbol{\alpha}_n), j=\overline{1,d})$, позволяющих учитывать дополнительную априорную информацию $\bar{\mathbf{z}}_n = (\bar{z}_{kn}, k=\overline{1,d})$, известную к моменту времени t_n . Модели исследуемого процесса и модели объектов аналогов f_0, f_{aj} – известные функции (функционалы), где функция f_0 является решением уравнения вида (2.1.1); $\boldsymbol{\xi}_n, \boldsymbol{\eta}_n$ – векторы случайных неконтролируемых факторов (процессов).

В условиях априорной неопределенности, когда параметры модели (2.1.1) являются неизвестными однозначными функциями времени, предлагается использовать локальную аппроксимацию функции $f_0(t, \boldsymbol{\alpha}_t)$ вида

$$f_0(t, t^*) = f_0(t, \boldsymbol{\alpha}(t^*)), \quad (2.1.2)$$

Таблица 2

Феноменологические модели разработки месторождения

№	Модели	Нелинейные уравнения	Линейные уравнения
1	Логистическая $\frac{dV}{dt} = \alpha_1 V - \alpha_2 V^2$	$V = \frac{V_k}{1 + \left(\frac{V_k}{V_0} - 1\right) e^{-\alpha_1 t}},$ $V_\infty = \frac{\alpha_1}{\alpha_2} = V_k$	$V = \beta_1 - \beta_2 Z, Z = \frac{Q}{V}$ $\left(V_\infty = \beta_1, \beta_1 = \frac{\alpha_1}{\alpha_2}, \beta_2 = \frac{1}{\alpha_2}\right)$
2	Бергаланфи $\frac{dV}{dt} = A V^{1-l} (V_\infty^l - V^l)$	$V = V_\infty (1 - e^{-At})^{\frac{1}{l}}$	$\frac{\sum_{i=1}^t \frac{V Q'}{Q^2} \Delta t}{t} = K - A l \frac{\sum_{i=1}^t \frac{V}{Q} \Delta t}{t}$ $(K > 0; l < 1; K + l = 1)$
3	Гомпертц $\frac{dV}{dt} = \gamma V \ln\left(\frac{A}{V}\right)$	$V = A e^{-\left(\frac{\alpha}{\gamma} e^{-\gamma t}\right)}$	$\ln V = \ln A - \frac{1}{\gamma} \cdot \frac{Q}{V}$ $(V_\infty = A)$
4	Эволюционное дифференциальное уравнение «насыщения» $\frac{dV}{dt} = A(V_\infty - V)^\alpha$	$V = V_\infty - [(1 - \alpha)(C - At)]^{\frac{1}{1-\alpha}}$ при $\alpha \neq 1$ $V = V_\infty - C e^{-At}$ при $\alpha = 1$	$\frac{\sum_{i=1}^t \left(\sum_{i=1}^t Q \Delta t\right) \Delta t}{t} = V_\infty + \alpha \frac{\sum_{i=1}^t \left(\frac{Q^2}{Q'}\right) \Delta t}{t}$
5	Кольрауш $\frac{dV}{dt} = V \frac{\alpha}{t^\gamma}$	$V = A e^{\frac{\alpha(\gamma-1)}{t^{\gamma-1}}}$	$\ln \frac{Q}{V} = \ln \alpha - \gamma \ln t$ $(V_\infty = A)$

* Q – первая производная V , Q' – вторая производная V

где $f_0(t, \alpha(t^*))$ – известная в общем виде нелинейная функция времени, параметры которой $\alpha(t^*)$ могут быть определены в точке $t^* \in [t_1, t_n]$ с использованием данных $y_i^*, i \in \overline{1, n}$, обучающего интервала обработки $(t^* - \tau) \in [t_1, t_n]$, сформированного с помощью весовой функции $K_h((t^* - \tau)/h)$ с управляющим параметром h .

Следует отметить, что частным случаем (2.1.2) является линейная по параметрам модель, используемая в методе локальной аппроксимации (сглаживания) неизвестной зависимости $y(t) = f(x(t))$ по наблюдениям $y_i^*, x_i^*, i \in \overline{1, n}$ в моменты времени t_i [21, 22]

$$f(x, x^*) = \sum_{j=1}^m \alpha_j(x^*) \varphi_j(x), \quad (2.1.3)$$

где $\varphi_j(t)$ – известные функции, $\alpha_j(x^*)$ – неизвестные в некоторой точке x^* параметры.

Процесс адаптивной идентификации, заключающийся в определении параметров модели (2.1.1) с использованием локальной аппроксимации (2.1.2), полагая $t^* = t_n$, можно представить в виде последовательного решения оптимизационных задач вида [9, 10]

$$\alpha_n^*(h_n, \beta_n) = \arg \min_{\alpha_n} \Phi(t_n, \alpha_n, h_n, \beta_n), \quad (2.1.4)$$

$$h_n^*, \beta_n^* = \arg \min_{h_n, \beta_n} J_0(t_n^*, \alpha_n^*(h_n, \beta_n)), n=1, 2, 3, \dots \quad (2.1.5)$$

где запись $\arg \min_x f(x)$ означает точку минимума x^* функции $f(x)$

($f(x^*) = \min_x f(x)$); $\Phi(t_n, \alpha_n, h_n, \beta_n) = \Phi(J_0(t_n, \alpha_n, h), J_a(\alpha_n, \beta_n))$ –

комбинированный эмпирический показатель качества системы моделей (2.1.1), представляющий заданную функцию (функционал) Φ от частного показателя качества системы моделей исследуемого процесса нефтегазодобычи

$$J_0(t_n, \alpha_n, h) = \sum_{i=1}^n K_h((t_n - t_i)/h) \psi_0(y^*(t_i) - f_0(t_i, \alpha_n))$$

и частного критерия качества системы моделей объектов аналогов

$$J_a(\mathbf{\alpha}_n, \mathbf{\beta}_n) = \sum_{k=1}^p \beta_{kn} \psi_a(\bar{z}_{kn} - f_{ak}(y_n, \mathbf{\alpha}_n)), \quad \text{где} \quad \mathbf{\alpha}_n^* = \mathbf{\alpha}^*(t_n); \quad y^*(t_i), i = \overline{1, n} -$$

фактические значения процессов в моменты времени t_i ; $\mathbf{\beta}_n = (\beta_{kn}, k = \overline{1, p}) -$ вектор управляющих параметров, определяющих значимость (вес) дополнительных априорных сведений \bar{z}_{kn} ; $\psi_0, \psi_a -$ известные функции;

Отметим, что рассматриваемая технология адаптивной идентификации (2.1.4), (2.1.5) позволяет синтезировать достаточно широкий спектр алгоритмов для линейных и нелинейных интегрированных систем феноменологически моделей, а также для различных показателей качества, определяемых функциями ψ_0, ψ_a , и методов решения оптимизационных задач.

Рассматриваемая технология адаптивной идентификации (2.1.4), (2.1.5) позволяет синтезировать достаточно широкий спектр алгоритмов для линейных и нелинейных интегрированных систем феноменологических моделей с переменными параметрами, а также для различных показателей качества, определяемых функциями ψ_0, ψ_a , и методов решения оптимизационных задач.

2.3. Модели и алгоритмы прогнозирования забойного давления КВД и оценки пластовых давлений на основе нелинейных ИСФМ с переменными параметрами

Для нелинейной по параметрам $\mathbf{\alpha}(t_n) = f(\mathbf{\alpha}(t_n))$ дискретной интегрированной системы феноменологических моделей

$$\begin{cases} \mathbf{y}_n^* = f(\mathbf{\alpha}_n) + \xi_n, \\ \bar{\mathbf{z}}_n = f_a(\mathbf{\alpha}_n) + \eta_n, n = 1, 2, 3, \dots \end{cases} \quad (2.3.1)$$

и комбинированного показателя качества, выбранного в виде суммы взвешенных с весами $K(h), W(\mathbf{\beta})$ частных квадратичных показателей качества

$$\Phi(t_n, \mathbf{\alpha}, \mathbf{\beta}) = \|\mathbf{y}^* - f_0(\mathbf{\alpha}_n)\|_{K(h)}^2 + \|\bar{\mathbf{z}}_n - f_a(\mathbf{\alpha}_n)\|_{W(\mathbf{\beta})}^2 \quad (2.3.2)$$

оптимизационная задача (2.1.4) при использовании метода Гаусса-Ньютона [9] в точке $t^* = t_n$ сводится к последовательному решению линейных уравнений вида

$$\begin{cases} \alpha_{n,i}^* = \alpha_{n,i-1}^* + \lambda_i \Delta \alpha_{n,i-1}^*, i = 1, 2, 3, \dots, \\ \left(D_0^T K(h_n) D_0 + D_a^T W(\beta_n) D_a \right)_{i-1} \cdot \Delta \alpha_{n,i-1}^* = \left(D_0^T K(h_n) e_0 + D_a^T W(\beta_n) \bar{e}_a \right)_{i-1}, \end{cases} \quad (2.3.3)$$

где $D_0 = \left(\frac{\partial f_0(t_i, \alpha)}{\partial \alpha_j}, i = \overline{1, n}, j = \overline{1, m} \right)_{m \times n}$, $D_a = \left(\frac{\partial f_{ka}(t_n, \alpha)}{\partial \alpha_j}, k = \overline{1, d}, j = \overline{1, m} \right)_{d \times m}$ –

матрицы частных производных от моделей исследуемого процесса и моделей объектов-аналогов, $e_0 = (\mathbf{y}^* - f_0(\alpha_n))$, $\bar{e}_a = \bar{\mathbf{z}}_n - f_a(\alpha_n)$ – векторы невязок, λ – параметр шага. $W(\beta_n) = \text{diag}(\beta_{kn}, k = \overline{1, d})$ – диагональная матрица, определяющая значимость (вес) дополнительных априорных данных $\bar{\mathbf{z}}_n$; $K(h_n) = \text{diag}(k((t_n - t_i)/h), i = \overline{1, n})$ – диагональная матрица значений весовой функции $k((t - \tau)/h)$.

Отметим, что приведенные выше оценки параметров ИСФМ (2.2.2), (2.2.3) при определенных значениях управляющих параметров и дополнительных априорных сведений соответствуют многим традиционным методам идентификации. Например, из (2.2.2) при нулевых значениях априорных данных $\bar{\mathbf{z}}_{kn} = 0, k = \overline{1, d}$ и $F_a = K(h_n) = I$, $\beta_{kn} = \beta_n, k = \overline{1, d}$ (где I – единичная матрица) следует известные Ridge – приближения и регуляризирующие по Тихонову оценки параметров линейных регрессионных моделей [9]

$$\alpha_n^* = (F_0^T F_0 + I \beta_n)^{-1} F_0^T \mathbf{y}^*, \quad (2.3.4)$$

позволяющие получать устойчивые решения при вырожденности либо плохой обусловленности матрицы $F_0^T F_0$. Следует отметить, что оценки (2.3.4) являются оптимальными приближениями параметров линейных систем, доставляющие минимум стабилизирующего функционала Тихонова [23]

$$\Phi(t_n, \alpha, \beta) = \|\mathbf{y}^* - F_0 \alpha_n\|^2 + \beta_n \|\alpha_n\|^2 \quad (2.3.5)$$

являющегося частным случаем комбинированного показателя качества (2.2.2).

При аналогичных условиях оценки параметров (2.3.3) для нелинейных моделей совпадают с устойчивыми оценками метода Левенберга-Марквардта [23]

$$\begin{cases} \alpha_{n,i}^* = \alpha_{n,i-1}^* + \lambda_i \Delta \alpha_{n,i-1}^*, i = 1, 2, 3, \dots, \\ \left(D_0^T D_0 + I \beta_n \right)_{i-1} \cdot \Delta \alpha_{n,i-1}^* = \left(D_0^T e_0 + \beta_n \bar{e}_a \right)_{i-1}, \end{cases} \quad (2.3.6)$$

совпадающим при $\beta_n = 0$ с методом Гаусса-Ньютона

$$\begin{cases} \alpha_{n,i}^* = \alpha_{n,i-1}^* + \lambda_i \Delta \alpha_{n,i-1}^*, i = 1, 2, 3, \dots, \\ \left(D_0^T D_0 \right)_{i-1} \cdot \Delta \alpha_{n,i-1}^* = \left(D_0^T e_0 \right)_{i-1}, \end{cases} \quad (2.3.7)$$

Решение о прекращении исследований может быть принято на основе визуального анализа графика зависимости приближений от времени либо по критерию стабилизации оценок, где, например, за момент их завершения n_k , принимается то значение n , при котором выполняется неравенство

$$\left| (\alpha_{n-i}^* - \alpha_n^*) / \alpha_n^* \right| \leq \varepsilon, i = 1, 2, 3, \dots (\varepsilon - \text{заданная точность}) \quad (2.3.8)$$

Следует также отметить, что задача (2.1.5) по определению оптимальных значения вектора управляющих параметров β_n не имеет аналитического решения и решается методами последовательных приближений. Кроме этого, выбор весовой функции $W(\beta_n)$ в частном функционале качества $J_a(\alpha_n, \beta_n)$ зависит от принятой стратегии. Например, при весовой функции вида $W(\beta_n) = 1, \forall n = \overline{1, n_k}$ все значения извлекаемых запасов «равноправны», что целесообразно в случае адекватной модели (2.1.1). При $W(\beta_n) = 1, n \in [n_1, n_2]$, $W(\beta_n) = 0, n \notin [n_1, n_2], n_2 > n_1$ в обработке участвуют данные, попавшие в выбранный для интерпретации участок $[n_n + n_1, n_n + n_2]$. Для метода адаптивной идентификации целесообразно использовать стратегию «скользящего интервала» $[n_n + n_1 + i, n_n + n_2 + i], 1 \leq i \leq n_k - n_n - n_2$. Здесь i – номер интервала, n_n – количество измерений в начальном участке $[t_0, t_n]$, который, как правило,

исключают в связи с проявлением там спектра трудно формализуемых эффектов [14].

ГЛАВА 3. АДАПТИВНЫЙ МЕТОД ПРИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

3.1. Метод интегрированных моделей интерпретации гидродинамических исследований скважин по КВД.

Традиционные методы решения задач интерпретации ГДИС не гарантируют допустимую точность решений и устойчивость оценок фильтрационных параметров пласта. Низкая точность и неустойчивость решений обычно проявляются в условиях малых выборок, когда по ряду технических причин, в том числе и в целях сокращения времени простоя скважины, уменьшения потери добычи нефти, возникает необходимость прервать исследования. Влияние границ пласта, изменение режимов работы скважин, неоднородностей приводит к появлению аномальных значений дебитов и забойных давлений скважины, что является причиной неустойчивости оценок параметров пласта. Другая особенность традиционных методов связана с проведением интерпретации результатов ГДИС после их завершения заранее спланированных исследований, что часто приводит к простоям скважин и значительной потери нефти.

Современный этап развития методов идентификации ГДИС основан на интеграции разнородной информации, использовании дополнительных априорных данных, накопленного опыта и знаний, экспертных оценок. Интегрированные модели и системы идентификации ГДИС с учетом априорной информации позволяют:

1. Интегрировать и согласовывать неоднородные данные ГДИС, результаты гидродинамического и статистического моделирования, промысловые данные истории разработки, с различными сведениями, полученными в результате обобщения опыта разработки нефтяных месторождений;

2. Повысить качество методов прогноза добычи, оценки остаточных извлекаемых запасов, фильтрационных свойств нефтяных пластов, продуктивности скважин;

3. Значительно сократить простой скважин при проведении ГДИС.

В данной работе рассматривается технология интегрированных моделей при идентификации гидродинамических исследований скважин по КВД, основанная на непараметрическом методе аналогов [11], который позволяет учитывать дополнительную априорную информацию. Необходимость применения непараметрических методов связалась с отсутствием достоверной информации о моделях экспертных оценок и дополнительных априорных сведений о параметрах пласта.

Метод идентификации гидродинамических исследований скважин основан на стохастической непараметрической интегрированной системе моделей КВД вида:

$$\begin{cases} \mathbf{P}_3^* = \mathbf{P}_3(\mathbf{a}, \mathbf{q}) + \xi, \\ \bar{\mathbf{P}}_{nl} = \varphi(P_3(\mathbf{a}, q(T))) + \eta, \\ \bar{\mathbf{a}}_k = f_k(\mathbf{a}_k) + \mathbf{v}_k, k = \overline{1, l}, \end{cases} \quad (2.1.1)$$

где, $\mathbf{P}_3^* = (P_3^*(t_i), i = \overline{1, n})$, $\mathbf{P}_3(\mathbf{a}, \mathbf{q}) = (P_3(t_i, \mathbf{a}, q(t_i)), i = \overline{1, n})$ – векторы фактических значений забойного давления в моменты времени t_i и вычисленных значений на основе модели КВД, которая задана с точностью до вектора неизвестных параметров $\mathbf{a} = (\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_m)$ функции $P_3(t, \mathbf{a}, q(t))$; $\bar{\mathbf{P}}_{nl} = (\bar{P}_{nlj}, j = \overline{1, r})$, $\bar{\mathbf{a}}_k = (\bar{\alpha}_{kl}, l = \overline{1, p}), k = \overline{1, l}$ – экспертные оценки пластового давления, дополнительные априорные данные и параметров модели КВД; $P_3(\mathbf{a}, q(T))$ – значения пластового давления, полученные на основе модели КВД (T – необходимое время исследований для восстановления пластового давления порядка 200 часов); $\mathbf{q} = (q(t_i), i = \overline{1, n})$ – значение дебита жидкости в скважине после ее остановки; $\varphi, f_k, k = \overline{1, l}$ – неизвестные однозначные функции;

$\xi = (\xi(t_i), i = \overline{1, n})$, $\eta = (\eta_j, j = \overline{1, r})$, $\mathbf{v}_k = (v_{ik}, i = \overline{1, p}), k = \overline{1, l}$ – случайные величины, представляющие погрешности измерений забойного давления и ошибки дополнительных априорных сведений и экспертных оценок.

Задача идентификации заключается в оценивании неизвестных фильтрационных параметров α , когда функции $\varphi, f_k, k = \overline{1, l}$ неизвестны. Можно предполагать, что эти функции ограничены, непрерывные и имеют производные. В условиях данного вида априорной неопределенности (часто говорят о непараметрической априорной неопределенности), требуется применять непараметрические методы [12].

Задача идентификации (2.1.1) с применением непараметрического метода аналогов состоит в решении оптимизационных задач вида [11]:

$$\alpha^*(\beta) = \arg \min_{\alpha} \Phi(\alpha), \quad (2.1.2)$$

$$\beta^* = \arg \min_{\beta} \left\| \mathbf{P}_3^* - \mathbf{P}_3(\alpha^*(\beta), \mathbf{q}^*) \right\|^2, \quad (2.1.3)$$

где $\arg \min_x f(x)$ обозначает точку минимума x^* функции $f(x)$, $f(x^*) = \min_x f(x)$;

$\Phi(\alpha) = \left\| \mathbf{P}_3^* - \mathbf{P}_3(\alpha^*(\beta), \mathbf{q}^*) \right\|^2 + \left\| \overline{\mathbf{P}}_{nr} - \mathbf{P}_3(\alpha^*(\beta), \mathbf{q}^*) \right\|_{W_1}^2 + \sum_{k=1}^l \left\| \overline{\alpha}_k - \alpha_k \right\|_{W_k}^2$ – комбинированный

показатель качества модели (2.1.1), который состоит из частных квадратичных критериев качества модели КВД и моделей дополнительных априорных

сведений; $W_1 = \text{diag}(w(P_{nr}(\alpha^0, \mathbf{q}^*) - \overline{P}_{nrj}) / \beta_1, j = \overline{1, r})$, $W_{2k} = \text{diag}(w(\alpha_j^0 - \overline{\alpha}_{jk}) / \beta_2, j = \overline{1, 2})$ –

диагональные матрицы весовой функции w с управляющими параметрами

$\beta = (\beta_1, \beta_2)$; α^0 – начальные оценки фильтрационных параметров;

$\alpha^*(\beta) = (\alpha_1^*(\beta), \alpha_2^*(\beta), \dots, \alpha_n^*(\beta))$ – оптимальные оценки параметров модели КВД;

$\mathbf{q}^* = (q^*(t_i), i = \overline{1, n})$ – оценки дебита жидкости в стволе скважины; $\|X\|$ – норма

вектора X ; $\beta^* = (\beta_1^*, \beta_2^*)$ – оптимальные оценки управляющих параметров.

Весовые функции w имеют следующие свойства [12]:

$$w(x-u)/h \rightarrow 1, h \rightarrow \infty; w(x-u)/h \rightarrow 0, h \rightarrow 0$$

Надо отметить, что в случае когда значения управляющих параметров

равны нулю ($\beta = 0$), априорная информация о параметрах пласта не учитывается и оценки параметров пласта (2.1.2) совпадают с оценками метода наилучшего совмещения [4]:

$$\alpha^*(0) = \arg \min_{\alpha} (\Phi(\alpha) = \|P_3^* - P_3(\alpha, q^*)\|^2). \quad (2.1.4)$$

При использовании дополнительной информации о пластовом давлении имеет место интегрированная система моделей:

$$\begin{cases} P_3^*(t_i) = P_3(t_0) + P_3(t_i, S, \alpha, q(t_i)) + \xi_i, i = \overline{1, n}, \\ \overline{P}_{nl}^k = \int_{t_0}^T \frac{dP_3(\tau, S, \alpha, q(\tau))}{d\tau} d\tau + \eta_k = P_{nl}(T, S, \alpha) + \eta_k, k = \overline{1, l}, \end{cases} \quad (2.1.5)$$

где $\overline{P}_{nl}^k, k = \overline{1, l}$ - экспертные оценки пластового давления; $P_3(t_0)$ - начальное значение забойного давления в момент остановки скважины t_0 ; $\xi_i, i = \overline{1, n}, \eta$ - некоторые случайные величины, представляющие ошибки измерения КВД и ошибки задания априорной информации о пластовом давлении.

При использовании дополнительной априорной информации о фильтрационных параметрах пласта и скважины, накопленной жидкости после остановки скважины, используем интегрированную систему моделей вида:

$$\begin{cases} P_3^*(t_i) = P_3(t_0) + P_3(t_i, S, q(t_i, \alpha)) + \xi_i, i = \overline{1, n}, \\ \overline{P}_{nl}^k = \int_{t_0}^T \frac{dP_3(\tau, S, q(\tau, \alpha))}{d\tau} d\tau + \eta_{lk} = P_{nl}(T, S, \alpha) + \eta_k, k = \overline{1, l}, \\ \overline{S}_j = S_j + \eta_{2j}, j = \overline{1, m_1}, \\ \overline{V}_j = \int_{t_0}^T q(\tau, \alpha) d\tau + \eta_{3j}, j = \overline{1, m_2}, \end{cases} \quad (2.1.6)$$

где $\overline{S}_j, j = \overline{1, m_1}$ - экспертные оценки фильтрационных параметров пласта; $\overline{V}_j, j = \overline{1, m_2}$ - оценки накопленной добычи жидкости после остановки скважины

3.2. Метод адаптивной интерпретации гидродинамических исследований по КВД.

На основе алгоритмов адаптивной интерпретации нестационарных гидродинамических исследований скважин используется стохастическая

система моделей КВД с учетом продолжающего притока жидкости в стволе скважины с дебитом q_n [9]:

$$\begin{cases} P_{z,n}^* = f_z(\mathbf{\alpha}_n, q_n) + \xi_n, \\ \bar{\mathbf{z}}_n = \mathbf{f}_a(\mathbf{\alpha}_n) + \boldsymbol{\eta}_n, \quad n = \overline{1, n_k}, \end{cases} \quad (2.2.1)$$

где $P_{z,n}^*, f_z(\mathbf{\alpha}_n, q_n)$ - векторы фактических значений забойных давлений в текущий момент времени t_n и вычисленных значений на основе модели f_z , заданной с точностью до параметров $\mathbf{\alpha}_n = (\alpha_{1n}, \alpha_{2n}, \dots, \alpha_{mn})$; $\bar{\mathbf{z}}_n = (\bar{z}_{1n}, \bar{z}_{2n}, \dots, \bar{z}_{pn})$ - вектор известных к текущему моменту времени дополнительных данных и экспертных оценок параметров пласта (фильтрационные параметры, пластовое давление, накопленная продукция в стволе скважины после ее остановки и т.п.); $\mathbf{f}_a(\mathbf{\alpha}_n, q_n)$ - вектор значений дополнительных данных, полученный на основе моделей $\mathbf{f}_a = (f_{a1}, f_{a2}, \dots, f_{ap})$; n_k - объем измерений забойного давления, необходимых для обеспечения требуемой точности оценок параметров $\mathbf{\alpha}_n$; $\xi_n = (\xi_{1n}, \xi_{2n}, \dots, \xi_{mn})$, $\boldsymbol{\eta}_n = (\eta_{1n}, \eta_{2n}, \dots, \eta_{pn})$ - векторы случайные величины, представляющие погрешности измерений либо расчета дебита притока продукции в скважине, забойных давлений, ошибки дополнительных данных и экспертных оценок, неточность моделей.

Проектирование алгоритмов адаптивной интерпретации гидродинамических исследований скважин по КВД с позиций системного подхода представим как процесс выбора оптимальной системы альтернатив, который содержит 3 этапа:

1. формирование исходных данных, дополнительных априорных сведений, экспертных оценок, модели КВД и моделей объектов - аналогов $\mathbf{f}_a(\mathbf{\alpha}_n, q_n)$ в рамках системы (2.2.1)

$$\left\{ P_{z,n}^*, \bar{\mathbf{z}}_n, f_z(\mathbf{\alpha}_n, q_n), \mathbf{f}_a(\mathbf{\alpha}_n, q_n), \quad n = \overline{1, n_k} \right\}; \quad (2.2.2)$$

2. выбор показателей качества моделей и решение оптимизационных

задач:

$$\alpha_n^*(\beta_n) = \arg \min_{\alpha_n} \Phi(J_0(\alpha_n), \beta_k J_k(\alpha_n), k = \overline{1, p}), n = \overline{1, n_k}, \quad (2.2.3)$$

$$\beta_n^* = \arg \min_{\beta_n} J_0(\alpha_n^*(\beta_n)), \quad (2.2.4)$$

где запись $\arg \min_x f(x)$ обозначает точку минимума x^* функции $f(x)$ ($f(x^*) = \min_x f(x)$); Φ – комбинированный функционал качества системы моделей КВД (1), состоящий из частного показателя качества $J_0(\alpha_n)$ модели КВД и взвешенных весами β_n частных показателей качества $J_k(\alpha_n)$ моделей объектов – аналогов представляющих дополнительные априорные сведения и экспертные оценки параметров пласта и скважины;

3. анализ точности полученных приближений и принятие решения о прекращении либо о продолжении исследований с возвратом к пункту 2 либо 1.

Решение о прекращении исследований может быть принято на основе визуального анализа графика зависимости оценок параметров пласта и скважины (2.2.3) от времени либо по критерию стабилизации полученных приближений, где, например, за момент их завершения n_k , принимается то значение n , при котором выполняется неравенство:

$$\left| (\alpha_{j,(n-i)}^* - \alpha_{jn}^*) / \alpha_{nj}^* \right| \leq \text{eps}_j, j = \overline{1, m}, i = 1, 2, 3, \dots \quad (\text{eps}_j - \text{заданная точность}) \quad (2.2.5)$$

Предлагаемый метод позволяет синтезировать широкий диапазон алгоритмов адаптивной интерпретации гидродинамических исследований скважин для линейных, нелинейных и непараметрических моделей КВД и моделей объектов аналогов.

Рассмотрим решение задачи (2.2.2)–(2.2.5) в случае идентификации и интерпретации гидродинамических исследований на неустановившихся режимах фильтрации по КВД однородно - пористого нефтяного пласта с учетом притока жидкости в скважине. В качестве модели забойного давления скважины используем зависимость [3]:

$$\frac{\Delta P_3(t)}{q_0 - q(t)} = \frac{1}{4\pi\sigma} \left[\ln\left(\frac{2,25\chi}{r_{np}^2}\right) + \varphi(t) \right] \quad (2.2.6)$$

$$P_n^* - P(t_0), \varphi(t) = \frac{q_0 \ln t - \omega(t)}{q_0 - q(t)}, \omega(t) = \int_{t_0}^t \frac{q(\tau)}{t - \tau} d\tau;$$

где q_0 – дебит скважины до ее остановки; $P_3(t_0)$ – забойное давление момент остановки скважины t_0 ; $P_3(t), q(t)$ – забойное давление и продолжающийся приток жидкости в скважину после ее остановки; r_{np} – приведенный радиус скважины; σ, χ – гидропроводность и пьезопроводность нефтяного пласта. В данном случае система моделей КВД (2.2.1) с учетом дополнительной информации о пластовом давлении, пьезопроводности и гидропроводности имеет вид:

$$\begin{cases} y_n^* = \alpha_{1n} + \alpha_{2n} \varphi(n) + \xi_n, n = \overline{1, n_k}, \\ \bar{\alpha}_{1n} = \alpha_{1n} + \eta_1, \bar{\alpha}_{2n} = \alpha_{1n} + \eta_2, \bar{P}_{nl,n} = \alpha_{1n} + \alpha_{2n} \ln(T) + \eta_3 \end{cases} \quad (2.2.7)$$

где $y_n^* = (P_n^* - P(t_0)) / (q_0 - q_n^*)$; $P_n^*, q_n^*, n = \overline{1, n_k}$ – измеренные значения забойного давления в моменты времени t_n и рассчитанные значения дебита притока жидкости; $\bar{\alpha}_{1n} = \frac{q_0}{4\pi\sigma_n} \ln(2,25\bar{k}_p)$, $\bar{\alpha}_{2n} = \frac{q_0}{4\pi\sigma_n}$; $\bar{P}_{nl,n}, \bar{k}_p, \bar{\sigma}_n$ – дополнительные данные и экспертные оценки пластового давления, комплексного параметра и гидропроводности, которые известны к текущему моменту времени t_n ;

Надо отметить, что при выборе комбинированного функционала качества $\Phi(\mathbf{a}_n)$ (2.2.3) для системы моделей (2.2.7) в виде свертки частных квадратичных показателей качества:

$$\Phi(\mathbf{a}_n) = J_0(\mathbf{a}_n) + \sum_{k=1}^3 \beta_k J_k(\mathbf{a}_n) = \|\mathbf{y}_n^* - F\mathbf{a}_n\|_{W_1}^2 + \|\bar{\mathbf{z}}_n - F_a\mathbf{a}_n\|_{W_2}^2, \quad (2.2.8)$$

Оптимизационная задача (2.2.3) имеет точное аналитическое решение, и сводится к решению системы линейных алгебраических уравнений:

$$(F^T W_1 F + F_a^T W_2 F_a^T) \cdot \mathbf{a}_n(\boldsymbol{\beta}) = (F^T W_1 \mathbf{y}_n^* + F_a^T W_2 \bar{\mathbf{z}}_n), \quad (2.2.9)$$

где запись $\|X\|_w^2$ обозначает квадратичную форму $X^T W X^T$; $F = (1, \varphi(n), n = \overline{1, n_k})$ – матрица размерности $(n_k \times 2)$; $F_a^T = \begin{bmatrix} 1, 0, 1 \\ 0, 1, \varphi(T) \end{bmatrix}$ – матрица размерности (2×3) ; $\bar{\mathbf{z}}_n = (\bar{\alpha}_{1n}, \bar{\alpha}_{2n}, \bar{P}_{nn})$ – вектор экспертных оценок; $\mathbf{y}_n^* = (y_n^*, n = \overline{1, n_k})$ – вектор; $W_1 = \text{diag}(w(n), n = \overline{1, n_k})$ – диагональная матрица весовой функции $w(t)$, которая определяет вес y_n^* в текущий момент времени t_n ; $W_2 = \text{diag}(\beta_{1n}, \beta_{2n}, \beta_{3n})$ – диагональная матрица управляющих параметров $\beta_n = (\beta_{1n}, \beta_{2n}, \beta_{3n})$ которые определяют вес дополнительных данных $\bar{\mathbf{z}}_n$.

Для получения системы линейных алгебраических уравнений (2.2.9) необходимо взять частные производные по параметрам α_n от комбинированного показателя качества (2.2.8) и приравнять их к нулю.

Следует отметить, что задача определения оптимальных значений вектора управляющих параметров β_n^* (2.2.4) не имеет аналитического решения и решается по методам последовательных приближений.

3.3. Адаптивная интерпретация кривой восстановления давления горизонтальных скважин нефтяных месторождений с диагностикой потоков.

Известно, что интерпретация КВД ВС существенно отличается от интерпретации ГС, где сложные пространственные потоки частиц жидкости сведены в определенные моменты времени к плоским фильтрационным потокам, которые представлены соответствующими уравнениями [3, 13, 14]. Так, например, поздний радиальный поток ГС представляется уравнением забойного давления $P_3(t)$ вида:

$$\Delta P_3(t) = P_3(t) - P_3(t_0) = \frac{C_s q \mu B}{k_r h} \ln \left(\frac{2,25 k_r t}{m \mu r_{np}^2} \right), \quad (2.3.1)$$

Время начала позднего радиального потока t_r определяется по формуле:

$$t_r \approx \frac{1500L^2 m \mu C_t}{k_z} \quad (2.3.2)$$

где $P_3(t_0)$ – забойное давление в момент остановки скважины; $k_r = \sqrt{k_x k_y}$ – проницаемость в горизонтальной плоскости; k_y, k_z – горизонтальная и вертикальная проницаемости; k_x – горизонтальная проницаемость по стволу скважины; q – дебит скважины перед ее остановкой, B, μ – объемный коэффициент и вязкость нефти соответственно; m – пористость; $r_{пр}$ – приведенный радиус скважины; h – эффективная толщина пласта; C_s – константа, зависящая от используемой системы единиц; C_t – общая сжимаемость системы нефти и скелета породы.

Линейный поток ГС представляется уравнением:

$$\Delta P_3 = \frac{C_s q B}{\sqrt{\pi} L h} \sqrt{\frac{\mu \cdot t}{m k_y}} + \frac{q \mu}{4 \pi k_{zy} L} S \quad (2.3.3)$$

Время начала линейного потока вычисляется по формуле:

$$t_l = \frac{160 L^2 m \mu C}{k_y} \quad (2.3.4)$$

Отметим, что на практике используются преимущественно эти потоки для сокращения времени простоя скважин при исследовании ГС по КВД.

Особенность интерпретации ГС с применением аналитических моделей КВД заключается в выделении на кривой восстановления давления радиального и линейного потоков и решении обратной задачи идентификации по определению фильтрационных параметров пласта и скважины с применением моделей (2.3.1), (2.3.3).

Надо отметить, что на практике используются количественный и качественный критерия для выделения потоков. Количественный способ, заключается в определении времени начала потоков по формулам (2.3.2) и (2.3.4). А качественный критерий заключается в анализе диагностического

графика производной от забойного давления $P_3'(t) = dP_3(t)/dt$ в координатах $\lg P_3'(t) - \lg(t)$ [13, 15, 16].

Для объяснения трудности выделения потоков с применением производной от забойного давления на рис. 2.1, 2.2 приведены кривые восстановления давления и их производные в двойных логарифмических координатах для ГС однородно-пористого пласта нефтяного месторождения Тюменской области.

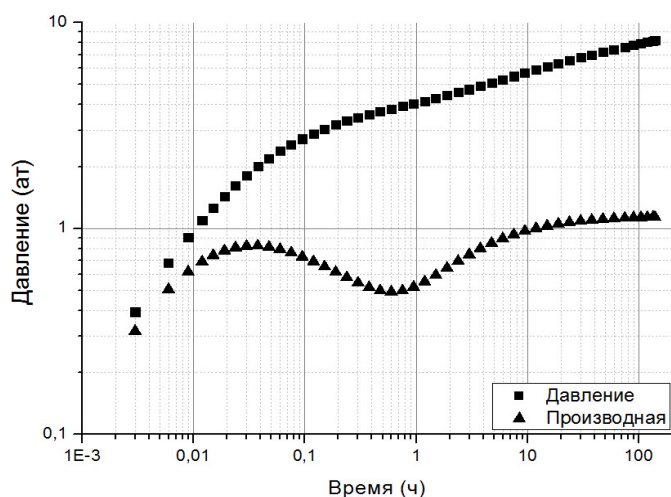


Рисунок 2.1. Кривая восстановления давления и ее производная горизонтальной скважины №1

На рисунке 2.1 для скважины №1 достаточно четко видены прямолинейные участки, которые представляют радиальные потоки. Начало и конец горизонтальных участков, который определяет линейный поток с наклоном производной от забойного давления порядка 45 градусов, что позволяет корректно применить известные технологии интерпретации с применением моделей забойного давления (2.3.1), (2.3.3) [3, 13, 14]. На рис. 2.2 для скважины №2 наблюдается другая ситуация, которая показывает, что четко выделить радиальный и линейный потоки не представляется возможным, и возникает необходимость применения количественных критериев.

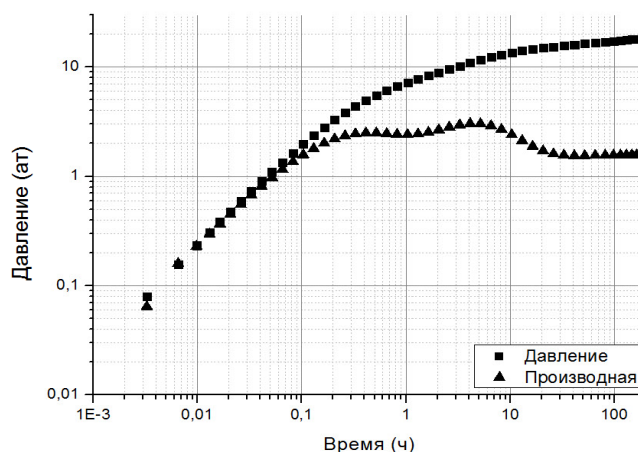


Рисунок 2.2. Кривая восстановления давления и ее производная горизонтальной скважины №2

Однако актуальной проблемой при использовании количественных критериев для вычисления времени начала потоков является присутствие в формулах (2.3.2), (2.3.4) фильтрационных параметров пласта, горизонтальной и вертикальной проницаемости k_y, k_z , которые нам изначально неизвестны и подлежат определению.

Для решения отмеченных проблем и сокращения времени простоя скважин предложен адаптивный метод интерпретации КВД, который позволяет диагностировать потоки в процессе проведения ГДИ ГС с одновременной оценкой фильтрационных параметров пласта.

Адаптивная диагностика потоков при интерпретации ГДИ ГС

Основой метода адаптивной диагностики потоков является критерий:

$$\Delta t^* = \arg \min_{\Delta t} J(P_{t,3}^* - P_3(\alpha_t^*(\beta_t^*)), \Delta t = [t + \tau] \in [t_0, t_n]), \quad (2.3.5)$$

где запись $\arg \min_x f(x)$ обозначает точку минимума x^* функции $f(x)$ ($f(x^*) = \min_x f(x)$); J – показатель качества заданный в виде известного функционала от измеренных значений забойного давления $P_{t,3}^*$ и значений вычисленных на основе модели $P_3(\alpha_t^*(\beta_t^*))$ на текущем интервале обработки КВД Δt длительностью τ ; t_0, t_n – время начала и завершения исследований;

Δt^* – интервал обработки КВД, на котором показатель качества J принимает наименьшее значение.

Оценки параметров модели забойного давления радиального и линейного потоков $\alpha_t^*(\beta_t^*)$, которые получены по критерию (2.3.5) в момент времени $t^* = \Delta t^* - \tau$ на основе адаптивного метода интерпретации КВД путем решения следующих оптимизационных задач [17]:

$$\alpha_t^*(\beta_t) = \arg \min_{\alpha_t} \Phi(\alpha_t, \beta_t), \quad (2.3.6)$$

$$\beta_t^* = \arg \min_{\beta_t} J_0(\alpha_t^*(\beta_t)), \quad (2.3.7)$$

где $\Phi(\alpha_n, \beta_n)$ – комбинированный функционал качества интегрированной системы моделей КВД вида [9]:

$$\begin{cases} P_{3,t}^* = F_0 \alpha_t + \xi_t, \\ \bar{Z}_t = F_a \alpha_t + \eta_t, t \in [t_0, t_n - \tau] \end{cases} \quad (2.3.8)$$

в текущем интервале обработки Δt ; $P_{3,t}^*, F_0 \alpha_t$ – векторы измеренных значений забойного давления и значений, вычисленных на основе модели КВД радиального и линейного потоков, заданной с точностью до параметров $\alpha_t = (\alpha_{1t}, \alpha_{2t})$; $\bar{Z}_t, F_a \alpha_t$ – векторы экспертных оценок параметров пласта \bar{Z}_t и полученные на основе модели $F_a \alpha_n$; $\beta_t^* = (\beta_{1t}^*, \beta_{2t}^*, \dots, \beta_{mt}^*)$ – оценка вектора управляющих параметров определяющих вес экспертных оценок $\bar{Z}_t = (\bar{z}_{1t}, \bar{z}_{2t}, \dots, \bar{z}_{mt})$; F_0, F_a – матрицы. Например, модель забойного давления позднего радиального потока имеет вид:

$$\Delta P_3(t) = \alpha_1 + \alpha_2 \ln(t), \alpha_1 = \frac{C_s q \mu B}{k_r h} \ln \left(\frac{2, 25 k_r}{m \mu r_{np}^2} \right), \alpha_2 = \frac{C_s q \mu B}{k_r h} \quad (2.3.9)$$

Модели экспертных оценок принимает вид:

$$\bar{z}_{1t} = \bar{\alpha}_{1t} = \alpha_{1t} + \eta_{1t}, \bar{z}_{2t} = \bar{\alpha}_{2t} = \alpha_{2t} + \eta_{2t}, \bar{\alpha}_{1t} = \frac{C_s q \mu B}{k_r h} \ln \left(\frac{2, 25 \bar{k}_r}{m \mu r_{np}^2} \right), \bar{\alpha}_{2t} = \frac{C_s q \mu B}{k_r h} \quad (2.3.10)$$

матрица F_0 размерности $(2 \times nk)$ и матрица F_a размерности (2×2) имеют вид

$$F_0 = \begin{pmatrix} 1 & 1 & \dots & 1 \\ x_1 & x_2 & \dots & x_{nk} \end{pmatrix}_{2, nk}, \quad F_a = \begin{pmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{pmatrix}_{2, 2}, \quad \text{где } nk \text{ – число измерений забойного давления}$$

в текущем интервале обработки $\Delta t = t + \tau$ (2.3.5); $x_i = \ln(t_i), i = \overline{1, nk}$; $r_{\text{пр}}^2$, $\overline{k_r}$ – экспертные оценки приведенного радиуса скважины и радиальной проницаемости.

По критерию (2.3.5) момент начала радиального потока может определяться по формуле:

$$t_r^* = \Delta t_r^* - \tau, \quad (2.3.11)$$

где t_r^* – время начала текущего интервала обработки, на котором показатель качества J (2.3.3) принимает наименьшее значение.

Следует также отметить, что возможна и другая форма диагностического критерия (2.3.5) для определения времени начала радиального потока вида:

$$t_r^* = \arg \min_t \left| \frac{\partial \alpha_{2t}^*(\beta_t^*)}{\partial t} \right|, t \in [t_0, t_n - \tau], \quad (2.3.12)$$

За момент времени начало радиального потока принимается значение $t = t_r^*$, при котором абсолютная величина производной оценки параметра модели КВД $\alpha_{2t}^*(\beta_t^*)$ принимает минимальное значение. Обоснованность применения критерия (2.3.12) подтверждается фактом стабилизации оценок КВД, которые получены адаптивным методом интерпретации при выходе на соответствующий режим течения [17]. По критериям (2.3.9) и (2.3.12) оценка радиальной проницаемости $k_{r,t}^*$ определяется по формуле:

$$k_{r,t}^* = \frac{C_s q \mu B}{\alpha_{2t}^*(\beta_t^*) h}, \quad \text{при } t = t_r^*. \quad (2.3.13)$$

Так же в результате линейности по параметрам модели забойного давления линейного потока имеет место оценка горизонтальной проницаемости вида:

$$k_{y,t}^* = \frac{(C_s qB)^2 \mu}{(Lh)^2 \pi m \alpha_{2t}^* (\beta_t^*)}, \quad \text{при } t = t_l^* \quad (2.3.14)$$

где t_l^* определяется по формуле (2.3.12).

В качестве критерия оценки моментов времени радиального притока t_r принимается то значение $t_r^* \in t + \tau$, при котором выполняется равенство

$$|k_{r,t+\tau}^* - k_{r,t}^*| \leq \varepsilon, \tau > 0 \quad (2.3.15)$$

где $t + \tau$ - интервал времени, на котором наступает стабилизация оценок радиальная проницаемости (2.3.13). Стабилизация оценок радиальной проницаемости (2.3.13) означает равенство нулю ее производной

$$\left| \frac{dk_{r,t}^*}{dt} \right| \approx 0 \quad (2.3.16)$$

В этой связи формула (2.3.16) может быть, наряду с (2.3.15), использована для определения моментов времени радиального потока.

Вывод: В данной главе рассмотрены современные методы идентификации и интерпретации гидродинамических исследований по КВД: метод интегрированных моделей интерпретации гидродинамических исследований скважин по КВД, адаптивный метод интерпретации гидродинамических исследований скважин по КВД. Так же предложен метод адаптивной диагностики линейного и радиального потоков с одновременной оценкой фильтрационных параметров нефтяного пласта в процессе гидродинамических исследований ГС по КВД.

Выводы:

В данной главе рассмотрены адаптивный метод идентификации эволюционных роста забойного давления КВД, алгоритмы и основные модели на основе ИСФМ, которые были исследованы для прогнозирования забойного давления, оценки пластовых давлений.

Для упрощения задачи структурной и параметрической идентификации предлагается использовать линейные ИСФМ с переменными параметрами с

учетом априорной информации. Даже предлагаются и исследуются нелинейные ИСФМ с переменными параметрами и соответствующие алгоритмы адаптивной идентификации с учетом априорной информации для моделирования и прогнозирования забойного давления на КВД.

ГЛАВА 4. АНАЛИЗ ТОЧНОСТИ ПРОНОЗА НЕДОВОССТАНОВЛЕННОГО УЧАСТКА КВД ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН И ОЦЕНКИ ЛАТЕРАЛЬНОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПО ПРОМЫСЛОВЫМ ДАННЫМ

Алгоритм прогнозирования участка КВД на основе ИСФМ сводится к выполнению следующих этапов:

- 1) формирование исходных данных и априорных сведений;
- 2) выбор модели КВД и формирование соответствующей интегрированной системы моделей;
- 3) расчет оптимальных оценок параметров с использованием одного из методов оптимизации;
- 4) расчет прогнозных значений забойного давления на КВД и пластовых давлений.

Проанализированы алгоритмы, описанные в главе 2 на основе промысловых данных объектов разработки Верхнеченского нефтегазоконденсатом месторождения: скважины №1, №2.

В данной работе были реализованы алгоритмы по определению параметров моделей методом Гаусса-Ньютона, методом деформированного многогранника, и по определению управляющих параметров методом дихотомии, разработанных в среде программирования VBA.

Основной алгоритмов идентификации и прогноза невосстановленного участка КВД позднего радиального потока являются феноменологические модели забойного давления с переменными, зависящими от времени параметрами, с учетом дополнительно информации о пластовом давлении \bar{P}_{nl} вида:

$$\begin{cases} P_3^*(t_n) = P_3(t_0) + f(t_n, \alpha_n) + \xi(t_n), n = \overline{1, nk}, \\ h_n \cdot \bar{P}_{nl} = f(\bar{t}_e) + \eta_n. \end{cases} \quad (4.1.1)$$

где $P_3^*(t_n)$, $f(t_n, \alpha_n)$ – фактические и вычисленные на основе модели значения забойного давления, полученные в разные моменты времени $t_n \in [t_0, t_{nk}]$; t_0 – время начала исследования; t_{nk} – время завершения исследования; $P_3(t_0)$ – значение забойного давления во момент времени t_0 ; α_n – параметр феноменологической модели забойного давления; \bar{P}_{nl} – экспертная оценка пластового давления; \bar{t}_e – момент времени восстановления забойного давления до пластового; $h_{\kappa, n}$ – управляющий параметр корректировки экспертной оценки пластового давления; ξ_n, η_n – случайные величины, представляющие погрешность измерений забойного давления и ошибка экспертных оценок, и т.п.

Прогнозные значения недовосстановленного участка КВД на время τ вычисляем по формуле

$$P_3(t_n + \tau) = P_3(t_0) + f(t_n + \tau, \alpha_n^*(h_n^*)) \quad (4.1.2)$$

где оценки параметров модели (1) α_n^* и управляющих параметров h_n^* определяем согласно методу адаптивной интерпретации путем решения оптимизационных задач

$$\alpha_n^*(h_n) = \arg \min_{\alpha_n} (J_0(\alpha_n, h_{\kappa, n}) + J_a(\alpha_n, h_{p, n}, h_{\kappa, n})), \quad (4.1.3)$$

$$h_n^* = \arg \min_{h_n} J_0(\alpha_n^*(h_n)), \quad (4.1.4)$$

где запись $\arg \min_x f(x)$ означает точку минимума x^* функции $f(x)$ ($f(x^*) = \min_x f(x)$); $J_0(\alpha_n, h_{\kappa, n})$ – частный критерий качества модели КВД; $J_a(\alpha_n, h_{p, n}, h_{\kappa, n})$ – частный критерий качества модели пластового давления (экспертные оценки) \bar{P}_{nl} ; $h_n^* = (h_{\kappa, n}, h_{p, n}, h_{\kappa, n})$ – управляющие параметры; $h_{\kappa, n}$ – оценка параметра забывания; $h_{p, n}$ – оценки параметра регуляризации; $h_{\kappa, n}$ – оценка параметра корректировки экспертной оценки пластового давления. относительные ошибки прогноза забойного давления на время τ полученные с момента времени начало линейного потока:

$$\delta_3 = \left| \frac{P_3(t_n + \tau) - P_3(t_n + \tau)}{P_3(t_n + \tau)} \right| \quad (4.1.5)$$

оценки пластового давления и их относительные ошибки

$$P_{nl}^* = f(\bar{t}_e, \alpha_n^*(h_n^*)) \quad (4.1.6)$$

$$\delta_{nl} = \left| \frac{P_{nl} - P_{nl}^*}{P_{nl}} \right| \quad (4.1.7)$$

квадратичных показателей качества используемых при решении оптимизационных задач (3), (4) методом деформированного многогранника.

$$J_0(\alpha_n, h_{3,n}) = \sum_{i=1}^n K\left(\frac{t_n - t_i}{h_{3,n}}\right) (P_3^*(t_n) - P_3(t_0) f(t_n, \alpha_n))^2$$

$$J_a(\alpha_n, h_{p,n}, h_{k,n}) = h_p (h_k \cdot \bar{p}_{nl} - f(\bar{t}_e, \alpha_n))^2 \quad (8)$$

где $K\left(\frac{t_n - t_i}{h_{3,n}}\right)$ – весовая функция с параметром забывания $h_{3,n}$ для обеспечения процесса адаптивной идентификации и интерпретации.

В качестве точной оценки пластового давления использовано последнее значение КВД.

Приведем процесс интерпретации КВД с прогнозированием недовосстановленного участка забойного давления:

1. С использованием модели КВД позднего радиального режима течения с учетом априорной информации о пластовом давлении

$$\begin{cases} P_{3,n}^* = P_{3,n} + \xi_n = P(t_0) + \alpha_{1n} \int_{t_{nl}}^{t_{nk}} \frac{(1 - q(\alpha_{3n}, t_n))}{t_n - \tau} \exp\left(-\frac{\alpha_{2n}}{(t_n - \tau)}\right) d\tau + \xi_n, n = \overline{nl, nk} \\ \bar{p}_{nl} = P_{3,n+\tau} + \eta_{2,n+\tau}, \tau > t_k, \end{cases} \quad (9)$$

где $q(\alpha_{3n}, t_n) \rightarrow 0$ при $t_n \rightarrow \infty$. $\alpha_{1n} = \frac{C_s q_0 \mu B}{4\pi k_{r,n} h}$; $\alpha_{2n} = \frac{\phi \mu r_{np,n}^2}{4k_{r,n}}$; $k_{r,n}$ – латеральная проницаемость (проницаемость позднего радиального потока); q_0 – дебит скважины в момент ее остановки при t_0 , см³/с; ϕ – пористость, доля; μ – вязкость нефти, сПз; B – объемный коэффициент нефти, м³/м³; $r_{np,n}$ – приведенный радиус скважины, см; h – толщина пласта, см; C_s – константа, зависящая от используемой системы единиц; ξ_n, η_n – случайные неконтролируемые факторы, представляющие различного рода погрешности измерений забойных давлений, ошибки экспертных оценок, неточности модели КВД и т. п.

Параметры модели (9) и управляющие параметры определяем путем решения оптимизационных задач (3), (4) при заданных квадратичных показателях качества (8)

При стабилизации оценок латеральной проницаемости по критерию:

$$|k_{r,n+\tau}^* - k_{r,n}^*| \leq \varepsilon, \tau > 0 \quad (10)$$

определяем горизонтальную проницаемость, эффективную длину скважины, проницаемость раннего радиального потока (если он не скрыт) и скин фактор скважины. Процесс гидродинамических исследований завершен.

4.1. Анализ точности прогноза недовосстановленного участка КВД горизонтальных скважин и оценки латеральной проницаемости по промысловым данным Скважина №1

Анализ точности прогноза недовосстановленного участка КВД на моделях
В качестве точной оценки пластового давления использовано последнее значение КВД $P_{пл} = 139,65$ атм в момент времени $t_k = 450$. Экспертная оценка пластового давления принималась равной $\bar{P}_{пл} = 152,65$ атм.

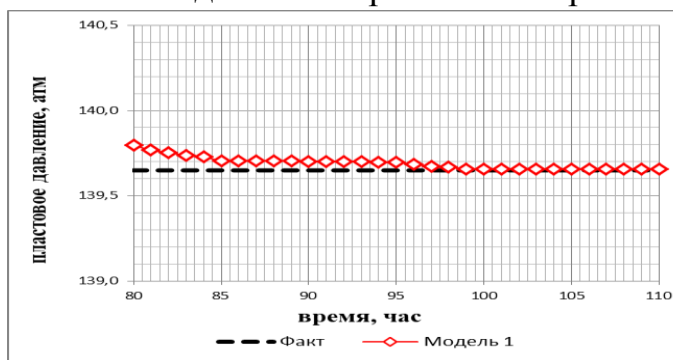


Рис. 4.1.1 оценки пластового давления скважин №1 на модели КВД поправочном коэффициентом

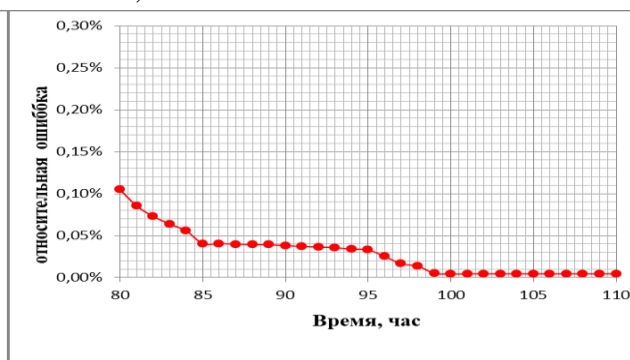


Рис. 4.1.2 относительная ошибка оценки пластового давления скважин №1 на модели КВД с поправочном коэффициентом

Красные линии (Рис. 4.1.1- 4.1.2) представляют оценки пластовых давлении после 80,81....110 часов на основе модели КВД с поправочном коэффициентом с переменными параметрами.

Из рис. 4.1.2 видно, что относительная ошибка оценки пластового давления скважин уменьшается при увеличении длительности исходных данных прогноза.

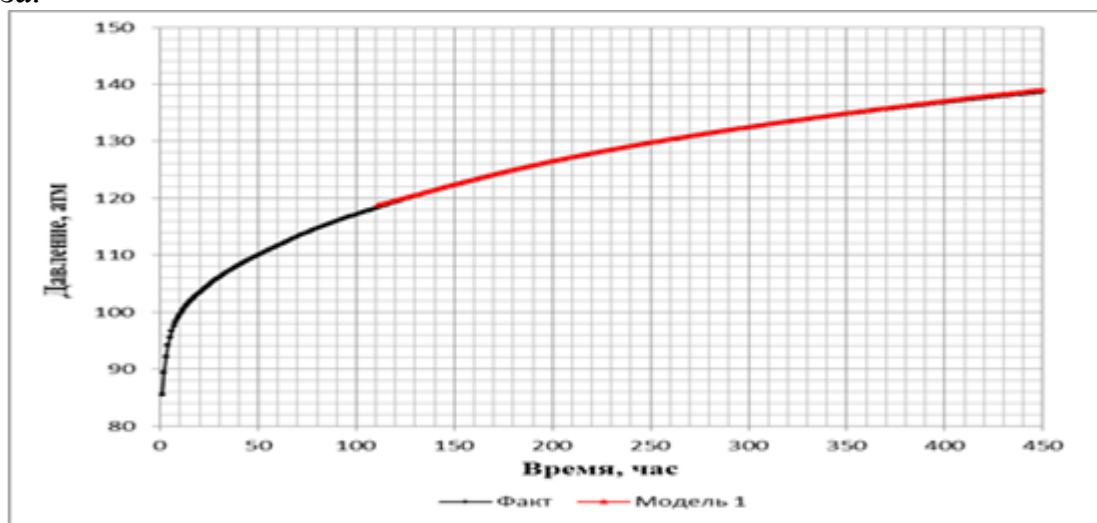


Рис. 4.1.3 Фактические и прогнозные значения давления КВД на модели КВД с поправочном коэффициентом

Красная линия (рис. 4.1.3) представляет оценки прогнозной забойного давления КВД после 110 часов исследования на основе модели КВД с поправочном коэффициентом с переменными параметрами.

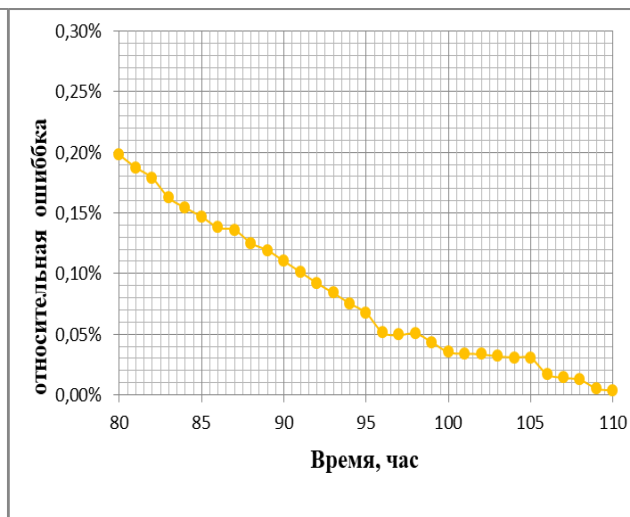
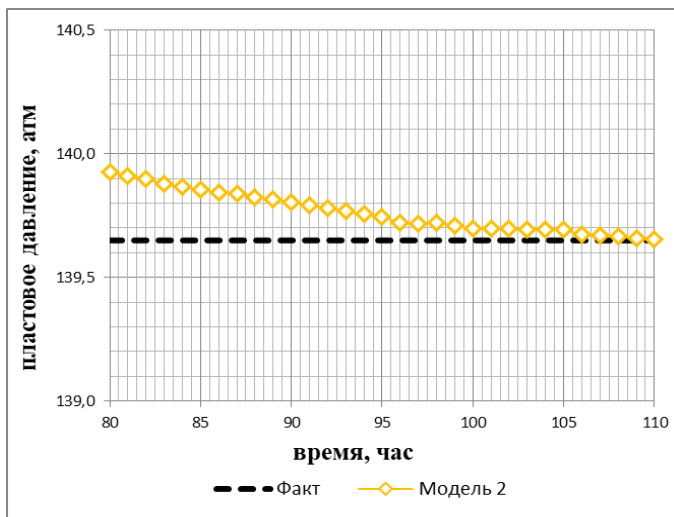


Рис. 4.1.4 оценки пластового давления скважин №1 на модели Бертоланфи

Рис. 4.1.5 относительная ошибка оценки пластового давления скважин №1 на модели Бертоланфи

Желтые линии (Рис. 4.1.4 - 4.1.5) представляют оценки пластовых давлении после 80,81...110 часов на основе модели КВД с поправочном коэффициентом с переменными параметрами.

Из рис. 4.1.5 видно, что относительная ошибка оценки пластового давления скважин уменьшается при увеличении длительности исходных данных прогноза.

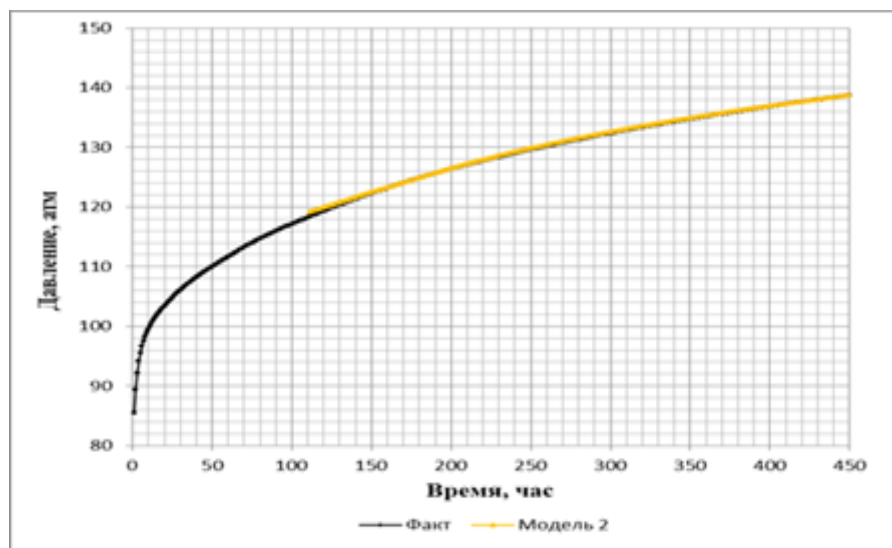


Рис. 4.1.6 Фактические и прогнозные значения давления КВД на модели Бертоланфи

Желтая линия (рис. 4.1.6) представляет оценки прогнозной забойного давления КВД после 110 часов исследования на основе модели КВД с поправочном коэффициентом с переменными параметрами.

Из рис. 4.1.6 видно, что хорошая сходимость фактических значений давлении КВД с прогнозными значениями на модели.

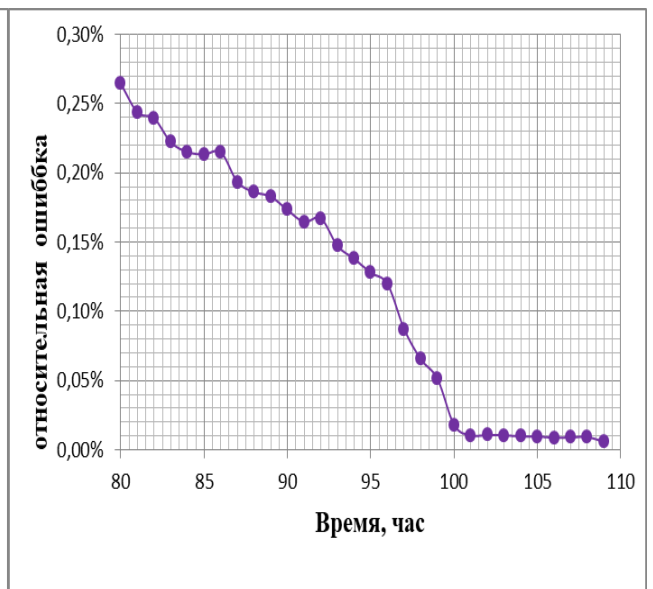
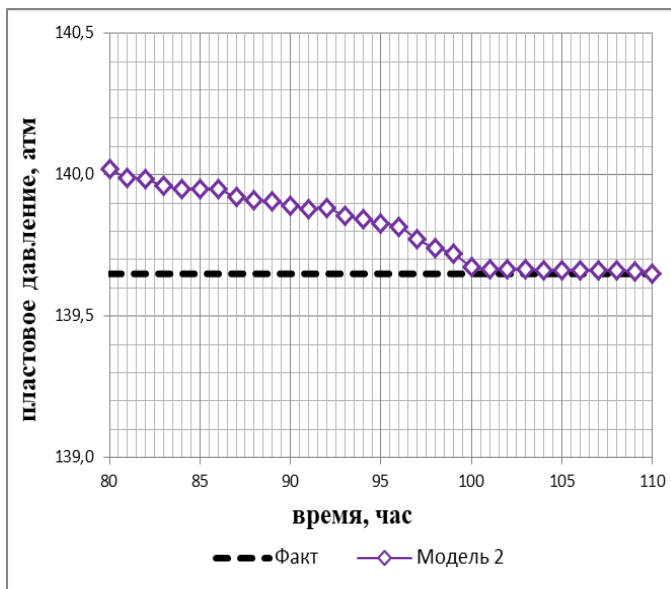


Рис. 4.1.7 оценки пластового давления скважин №1 на модели Кольрауш

Рис. 4.1.8 относительная ошибка оценки пластового давления скважин №1 на модели Кольрауш

Фиолетовые линии (Рис. 4.1.7 - 4.1.8) представляют оценки пластовых давлении после 80,81....110 часов на основе модели КВД с поправочным коэффициентом с переменными параметрами.

Из рис. 4.1.8 видно, что относительная ошибка оценки пластового давления скважин уменьшается при увеличении длительности исходных данных прогноза.

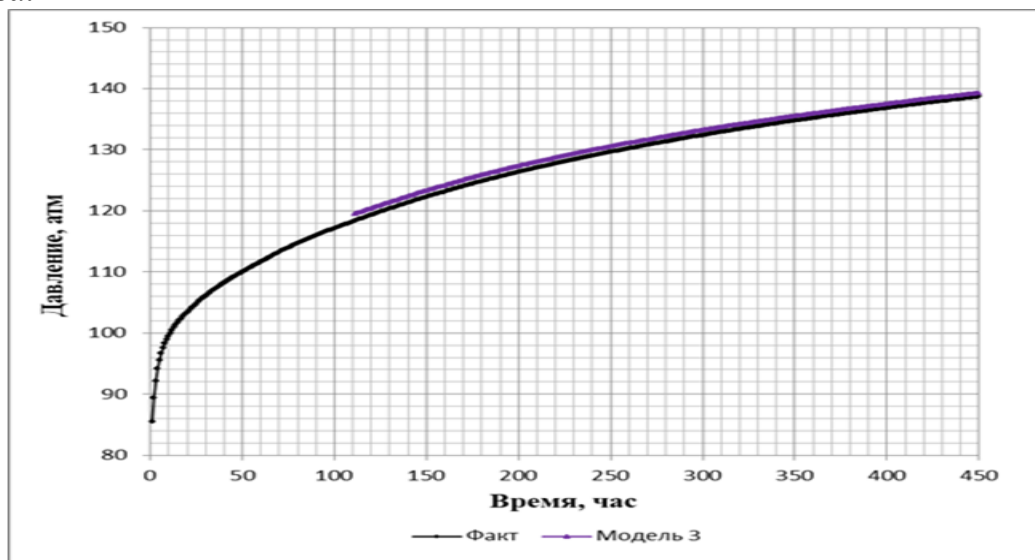


Рис. 4.1.7 Фактические и прогнозные значения давления КВД на модели Кольрауш

Фиолетовая линия (рис. 4.1.7) представляет оценки прогнозной забойного давления КВД после 110 часов исследования на основе модели КВД с поправочным коэффициентом с переменными параметрами.

Из рис. 4.1.7 видно, что хорошая сходимость фактических значений давлении КВД с прогнозными значениями на модели.

Таблица 4.1.1 феноменологические КВД с прогнозом забойного давления

№	Модели КВД	Относительная ошибка прогноза на время τ (%)			
		20	60	100	140
1	модели КВД с поправочным коэффициентом	0,037	0,055	0,071	0,110
2	Бертоланфи	0,019	0,104	0,140	0,336
3	Кольрауш	0,700	0,760	0,818	0,880

В табл. 4.1.1 приведены значения относительных ошибок оценок прогноза забойных давлений КВД после 110 часов исследования на моделях.

Из табл. 4.1.1 видно, что оценки забойных давлений, полученные на основе моделей КВД точности из-за маленьких относительных ошибок. И наиболее точности на модели КВД с поправочным коэффициентом

Анализ точности оценки латеральной проницаемости по промысловым данным

Приведем процесс интерпретации КВД с фактическим КВД и прогнозированием недовосстановленного участка забойного давления

Таблица 4.1.2. Исходные данные и дополнительные априорные сведения по скважине № 1

Исходные данные и экспертные оценки параметров пласта и скважины 1 (в системе единиц СИ) Initial data and expert estimates of reservoir and well parameters (International System of Units (SI))	Скважин №1
Динамическая вязкость нефти, сП Dynamic viscosity of oil, cP	3,92
Коэффициент сжимаемости нефти, атм ⁻¹ Oil compressibility factor, atm ⁻¹	1,78 · 10 ⁻⁴
Радиус скважины, м Well radius, m	0,108
Атмосферное давление, ат Atmosphere pressure, at	1,033
Температура при нормальных условия (+20 °С) °К Temperature, standard conditions (+20 °С) °К	293
Коэффициент сжимаемости системы, атм ⁻¹ System compressibility factor, atm ⁻¹	4,32 · 10 ⁻⁴
Пористость Porosity	0,13
Дебит скважины до остановки, м ³ /сут Well rate before shut-in, m ³ /day	137
Экспертная оценка радиальной проницаемости Expert of radial flow permeability	—

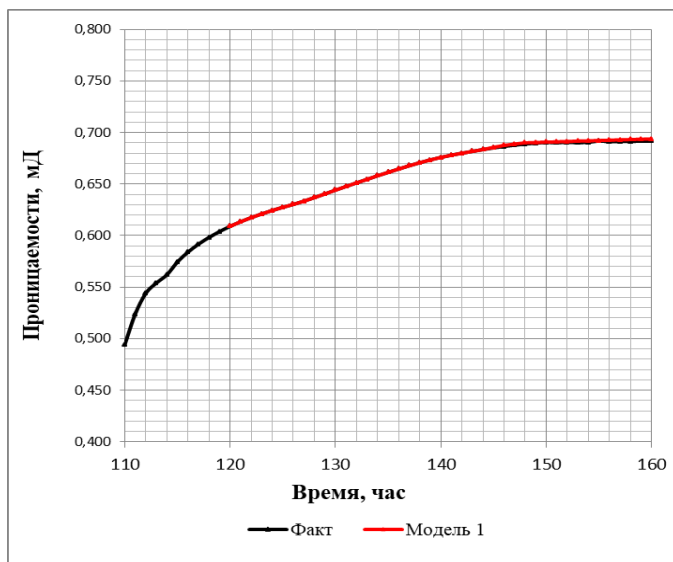


Рис. 4.1.8 Оценки латеральной проницаемости скважины №1, Факт-для фактической КВД, Модель 1- Для восстановленной КВД на модели КВД с поправочном коэффициентом

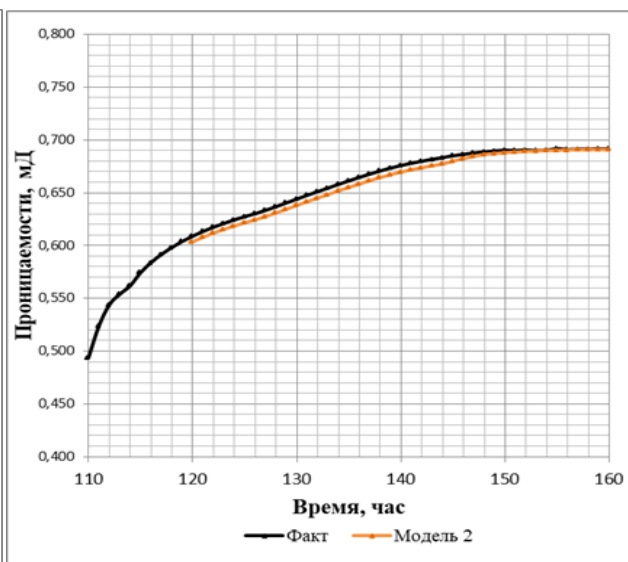


Рис. 4.1.9 Оценки латеральной проницаемости скважины №1, Факт-для фактической КВД, Модель 2 - Для восстановленной КВД на модели Бертоланфи

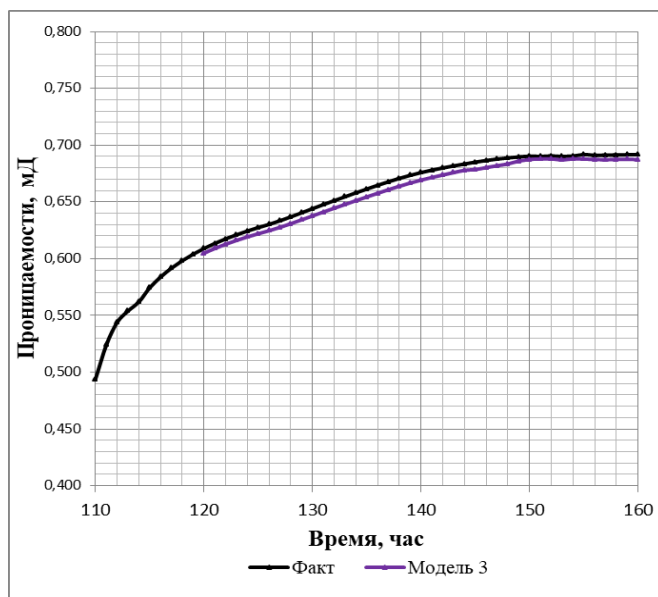


Рис. 4.1.10 Оценки латеральной проницаемости скважины №1, Факт-для фактической КВД, Модель 3 - Для восстановленной КВД на модели Кольрауш

Чёрная, Красная, желтая и фиолетовая линия (рис. 4.1.8-4.1.10) представляют оценки латеральных проницаемостей при адаптивной интерпретации фактического КВД, восстановленной КВД на модели КВД с поправочном коэффициентом, модели Бертоланфи и модели Кольрауш.

Таблица 4.1.3 оценки латеральной проницаемости

Модели		Время (час)							
Фактическая КВД		125	130	135	140	145	150	155	160
		0,627	0,644	0,661	0,676	0,685	0,692	0,692	0,692
Восстановленная КВД	Модель 1	0,627	0,644	0,661	0,676	0,686	0,692	0,692	0,692
	Модель 2	0,622	0,638	0,655	0,670	0,680	0,690	0,690	0,690
	Модель 3	0,622	0,638	0,654	0,669	0,679	0,688	0,688	0,690

В таблице 4.1.5 приведены адаптивной интерпретации результатов фактической КВД и восстановленных КВД на модели. Из табл. 4.1.5 видно что проницаемость начинает сходиться к стабилизации с 150 часов у всех КВД. Это означает радиальную проницаемость.

Дальше мы проводим интерпретацию фактической КВД и восстановленные КВД на моделях в комплекс программ saphir.

Изображение интерпретации КВД в комплекс программ saphir

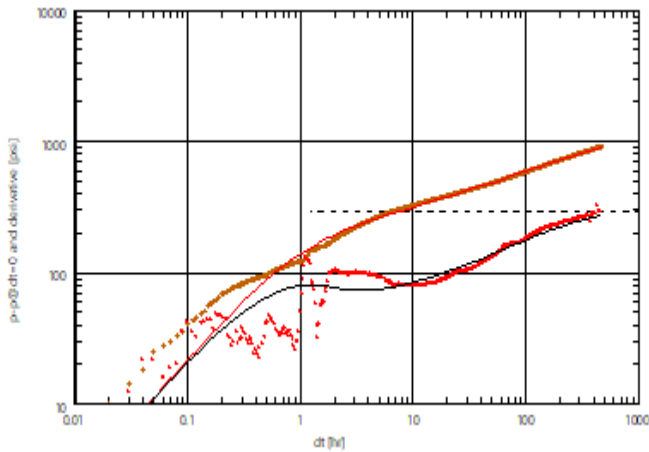


Рис .4.1.11 с фактическими данными

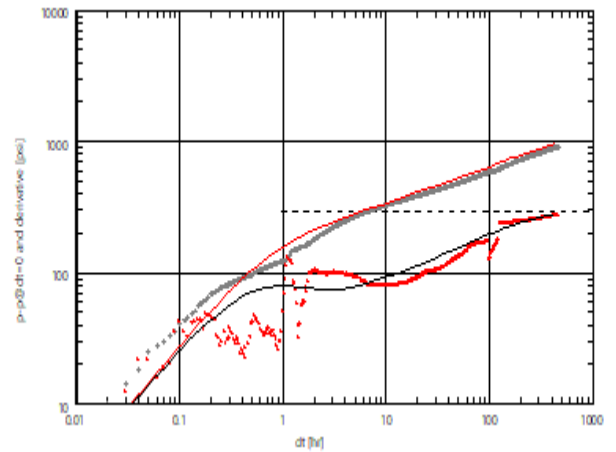


Рис .4.1.12 с данными на модели 1

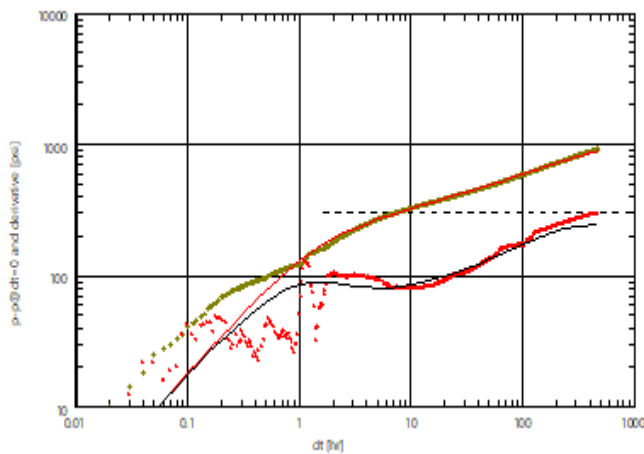


Рис .4.1.13 с данными на модели 2

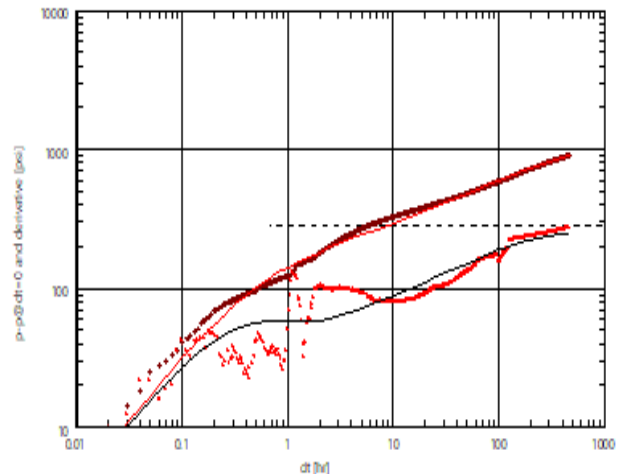


Рис .4.1.14 с данными на модели 3

Результаты интерпретации КВД приведены в таблице 4.1.6

таблице 4.1.4 Результаты интерпретации КВД

КВД	Метод интерпретация	Оценки параметров пласта и скважины					
		Время остановка скважин, час	Радиальная проницаемость, мД	Пластовое давление, атм	Эффективная длина горизонтального ствола, м	Полный скин- фактор	
Полная (450 час)	Saphir	450	0,689	150,6	201	-6,37	
	Адаптивная интерпретация	150	0,694	150,9	236	-5,69	
Неполная (110 час)	Saphir	110	-	-	-	-	
	Адаптивная интерпретация	110	-	-	-	-	
Восстанов- ленная (450 час)	saphir	Модель 1	110	0,667	150,0	211	-6,38
		Модель 2	110	0,663	150,3	213	-6,11
		Модель 3	110	0,729	148,6	214	-5,92
	Адаптивная интерпретация	Модель 1	110	0,694	150,4	266	-5,69
		Модель 2	110	0,681	150,8	269	-5,73
		Модель 3	110	0,774	149,0	270	-5,54

4.2. Анализ точности прогноза невосстановленного участка КВД горизонтальных скважин и оценки латеральной проницаемости по промысловым данным Скважина №2

Анализ точности прогноза невосстановленного участка КВД на моделях

В качестве точной оценки пластового давления использовано значение КВД $P_{nl} = 103,712$ атм в момент времени $t_k = 366$

. Экспертная оценка пластового давления принималась равной $\bar{P}_{nl} = 125,25$ атм.

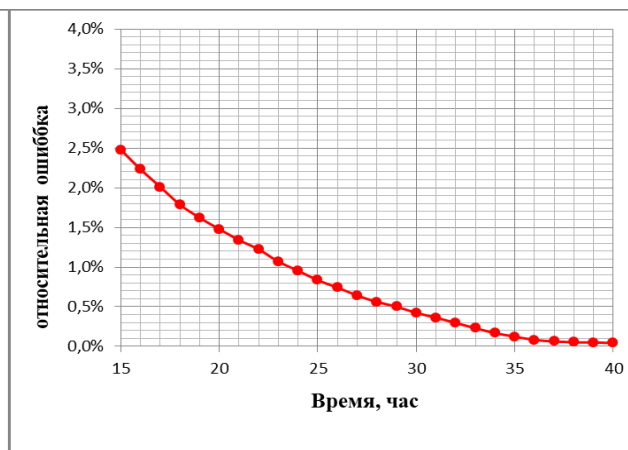
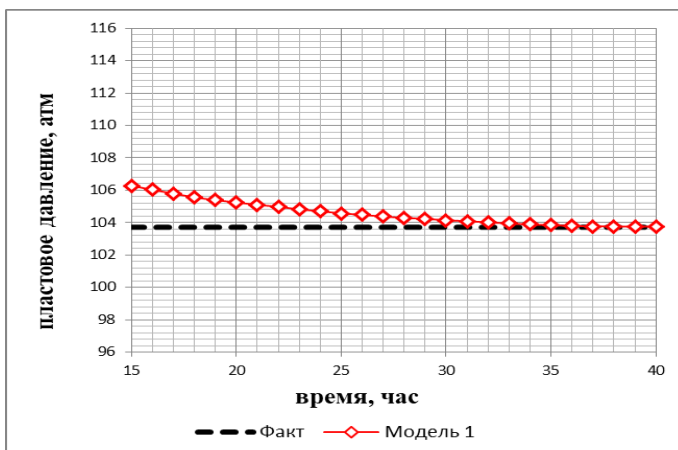


Рис. 4.2.1 оценки пластового давления скважин №1 на модели КВД поправочном коэффициентом

Рис. 4.2.2 относительная ошибка оценки пластового давления скважин №1 на модели КВД с поправочном коэффициентом

Красные линии (Рис. 4.2.1- 4.2.2) представляют оценки пластовых давлении после 15,16...40 часов на основе модели КВД с поправочном коэффициентом с переменными параметрами.

Из рис. 4.2.2 видно, что относительная ошибка оценки пластового давления скважин уменьшается при увеличении длительности исходных данных прогноза.

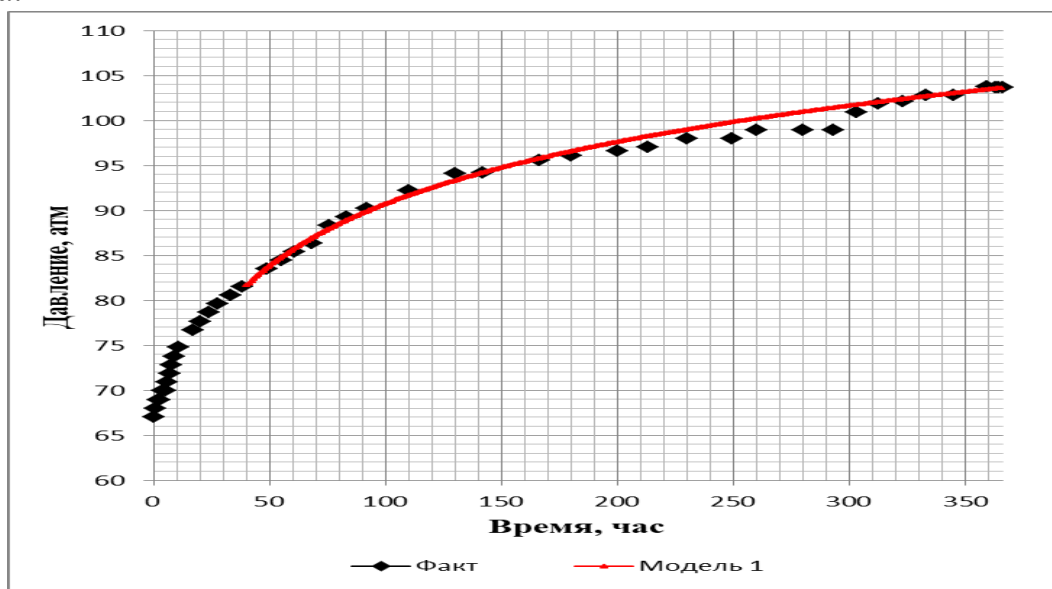


Рис. 4.2.3 Фактические и прогнозные значения давления КВД на модели КВД с поправочном коэффициентом

Красная линия (рис. 4.2.3) представляет оценки прогнозной забойного давления КВД после 40 часов исследования на основе модели КВД с поправочном коэффициентом с переменными параметрами.

Из рис. 4.2.3 видно, что хорошая сходимость фактических значений давлении КВД с прогнозными значениями на модели.

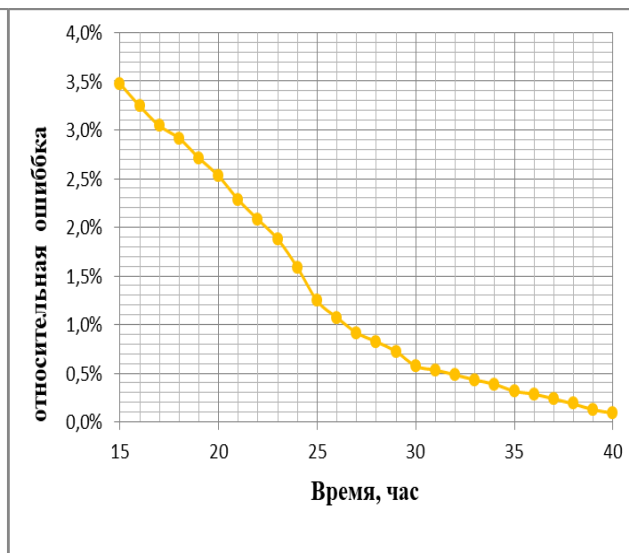
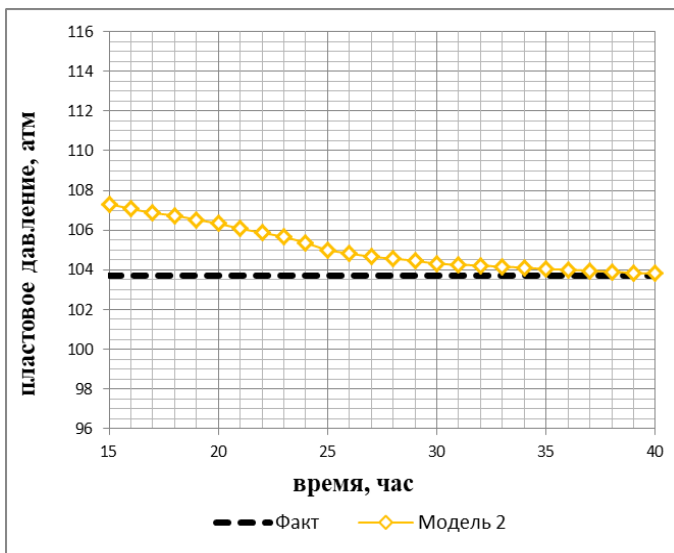


Рис. 4.2.4 оценки пластового давления скважин №1 на модели Бертоланфи

Рис. 4.2.5 относительная ошибка оценки пластового давления скважин №1 на модели Бертоланфи

Желтые линии (Рис. 4.2.4 - 4.2.5) представляют оценки пластовых давлении после 15,16....40 часов на основе модели КВД с поправочном коэффициентом с переменными параметрами.

Из рис. 4.2.5 видно, что относительная ошибка оценки пластового давления скважин уменьшается при увеличении длительности исходных данных прогноза.

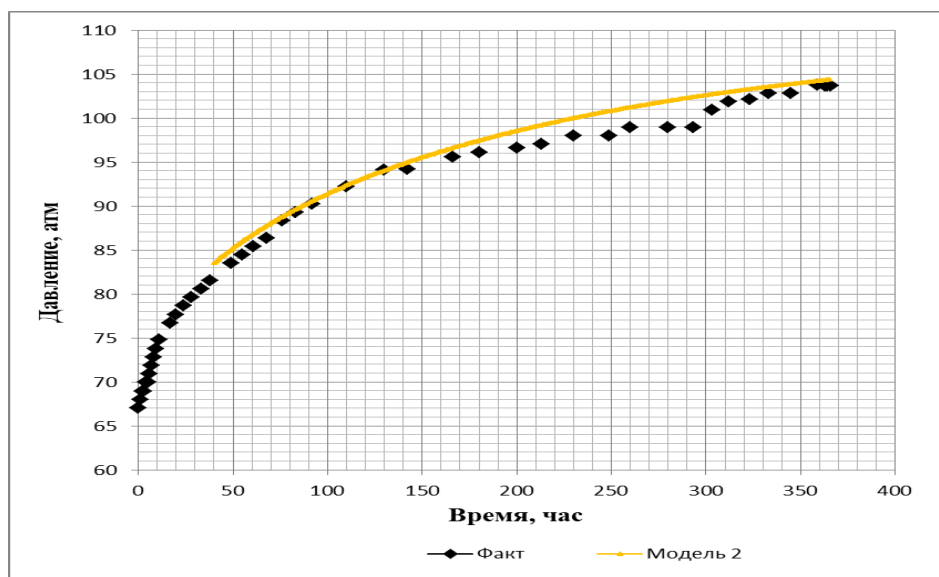


Рис. 4.2.6 Фактические и прогнозные значения давления КВД на модели Бертоланфи

Желтая линия (рис. 4.1.6) представляет оценки прогнозной забойного давления КВД после 40 часов исследования на основе модели КВД с поправочном коэффициентом с переменными параметрами.

Из рис. 4.2.6 видно, что хорошая сходимость фактических значений давлении КВД с прогнозными значениями на модели.

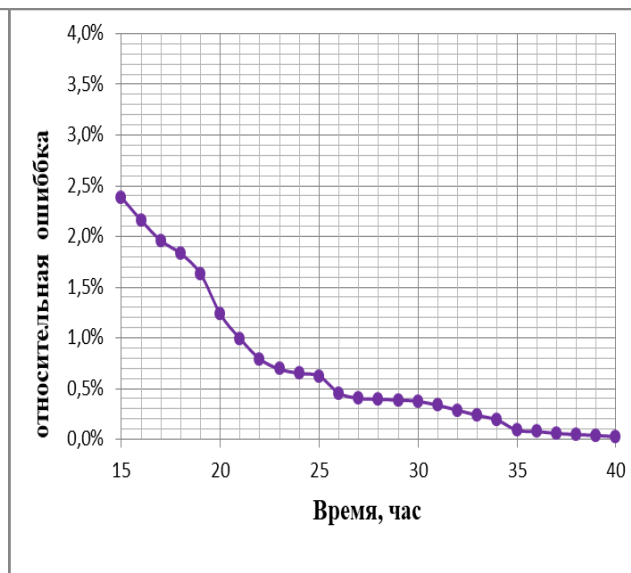
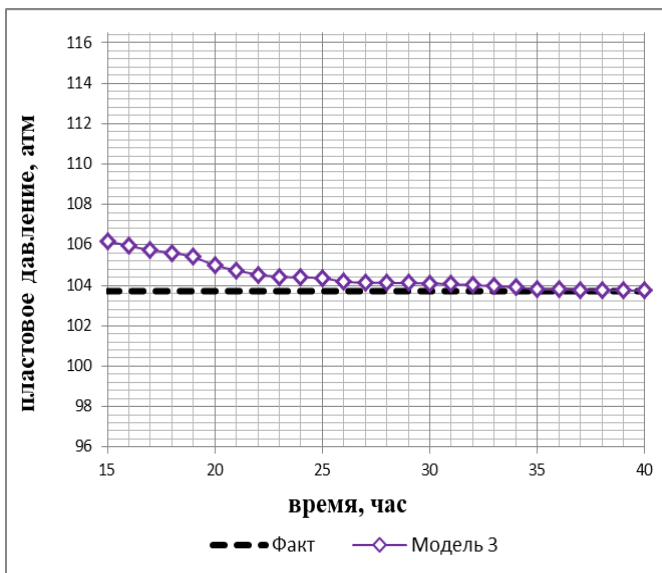


Рис. 4.2.7 оценки пластового давления скважин №2 на модели Кольрауш

Рис. 4.2.8 относительная ошибка оценки пластового давления скважин №2 на модели Кольрауш

Фиолетовые линии (Рис. 4.1.7 - 4.1.8) представляют оценки пластовых давлении после 80,81....110 часов на основе модели КВД с поправочным коэффициентом с переменными параметрами.

Из рис. 4.2.8 видно, что относительная ошибка оценки пластового давления скважин уменьшается при увеличении длительности исходных данных прогноза.

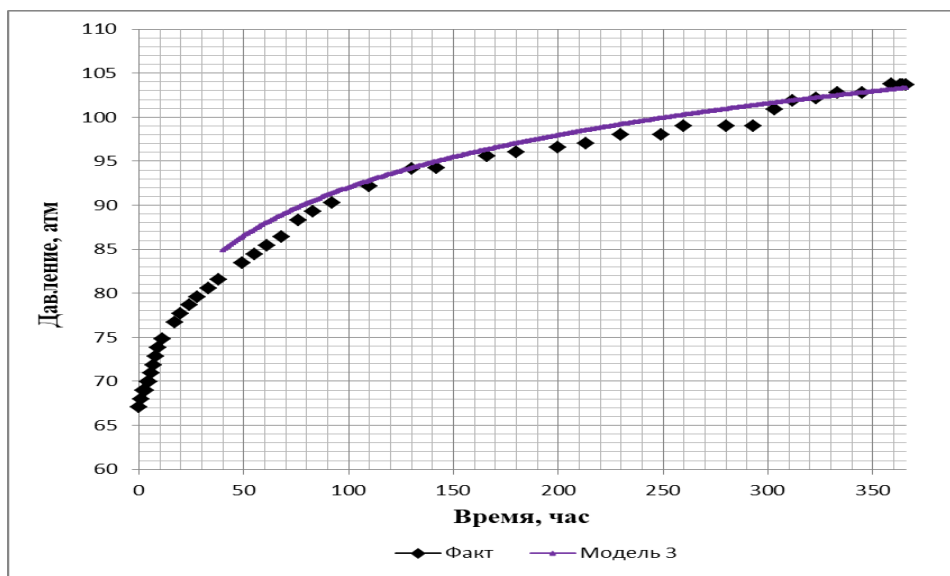


Рис. 4.2.7 Фактические и прогнозные значения давления КВД на модели Кольрауш

Фиолетовая линия (рис. 4.2.7) представляет оценки прогнозной забойного давления КВД после 40 часов исследования на основе модели КВД с поправочным коэффициентом с переменными параметрами.

Из рис. 4.2.7 видно, что хорошая сходимость фактических значений давлении КВД с прогнозными значениями на модели.

Таблица 4.2.1 феноменологические КВД с прогнозом забойного давления

№	Модели КВД	Относительная ошибка прогноза на время τ (%)			
		20	60	100	140
1	модели КВД с поправочным коэффициентом	0,280	0,309	0,542	0,868
2	Бертоланфи	0,679	0,808	1,048	1,132
3	Кольрауш	0,856	1,303	1,556	1,844

В табл. 4.2.3 приведены значения относительных ошибок оценок прогноза забойных давлений КВД после 110 часов исследования на моделях.

Из табл. 4.2.3 видно, что оценки забойных давлений, полученные на основе моделей КВД точности из-за маленьких относительных ошибок. И наиболее точности на модели КВД с поправочным коэффициентом

Анализ точности оценки латеральной проницаемости по промысловым данным

Таблица 4.2.2. Исходные данные и дополнительные априорные сведения по скважине № 2

Исходные данные и экспертные оценки параметров пласта и скважины 1 (в системе единиц СИ) Initial data and expert estimates of reservoir and well parameters (International System of Units (SI))	Скважин №2
Динамическая вязкость нефти, сП Dynamic viscosity of oil, cP	0,54
Коэффициент сжимаемости нефти, атм ⁻¹ Oil compressibility factor, atm ⁻¹	$2,67 \cdot 10^{-4}$
Радиус скважины, м Well radius, m	0,108
Атмосферное давление, ат Atmosphere pressure, at	1,033
Температура при нормальных условия (+20 °С) °К Temperature, standard conditions (+20 °С) °K	293
Коэффициент сжимаемости системы, атм ⁻¹ System compressibility factor, atm ⁻¹	$1,95 \cdot 10^{-4}$
Пористость Porosity	0,135
Дебит скважины до остановки, м ³ /сут Well rate before shut-in, m ³ /day	20
Экспертная оценка радиальной проницаемости Expert of radial flow permeability	–

Приведем процесс интерпретации КВД с фактическим КВД и прогнозированием недовосстановленного участка забойного давления

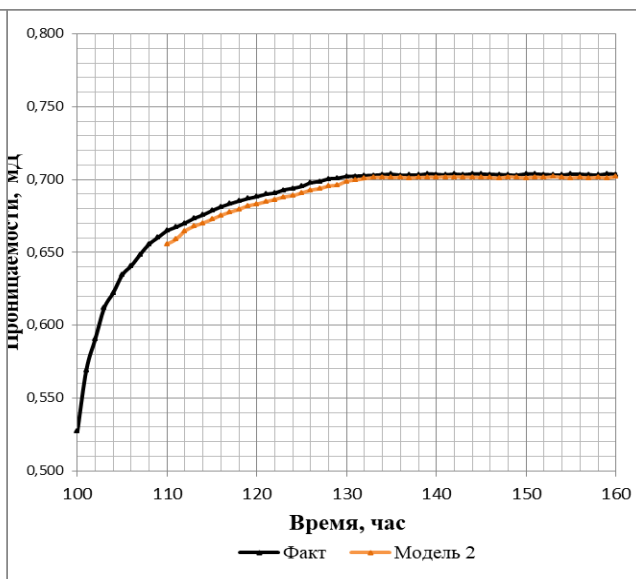
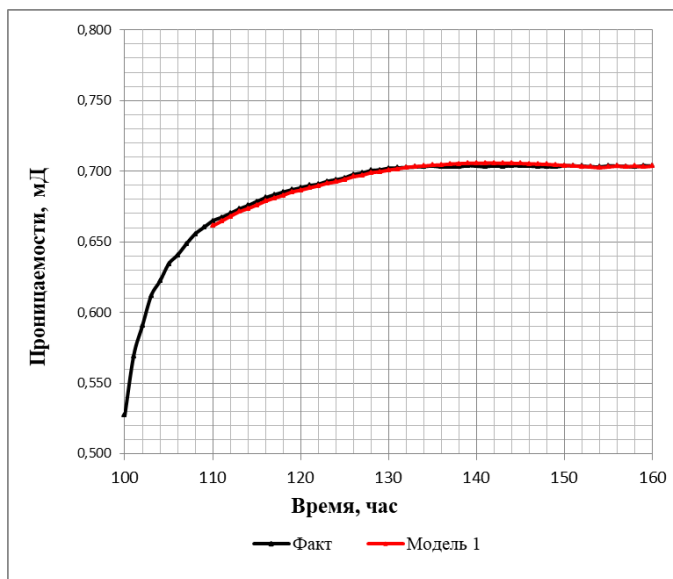


Рис. 4.2.8 Оценки латеральной проницаемости скважины №2, Факт-для фактической КВД, Модель 1- Для восстановленной КВД на модели КВД с поправочном коэффициентом

Рис. 4.2.9 Оценки латеральной проницаемости скважины №2, Факт-для фактической КВД, Модель 2 - Для восстановленной КВД на модели Бертоланфи

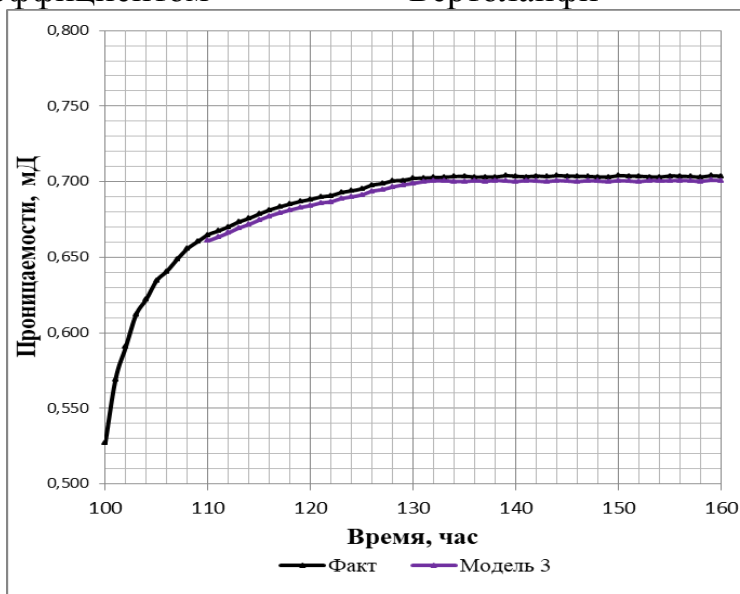


Рис. 4.2.10 Оценки латеральной проницаемости скважины №2, Факт-для фактической КВД, Модель 3 - Для восстановленной КВД на модели Кольрауш

Чёрная,Красная, желтая и фиолетовая линия (рис. 4.2.8-4.2.10) представляют оценки латеральных проницаемостей при адаптивной интeпретации фактического КВД, восстановленной КВД на модели КВД с поправочном коэффициентом, модели Бертоланфи и модели Кольрауш.

Чёрная,Красная, желтая и фиолетовая линия (рис. 4.1.8-4.1.10) представляют оценки латеральных проницаемостей при адаптивной интeпретации

фактического КВД, восстановленной КВД на модели КВД с поправочным коэффициентом, модели Бертоланфи и модели Кольрауш.

Таблица 4.2.1 оценки латеральной проницаемости

Модели		Время (час)							
Фактическая КВД		110	120	130	140	145	150	155	160
		0,665	0,688	0,702	0,704	0,704	0,704	0,704	0,704
Восстановленная КВД	Модель 1	0,661	0,687	0,701	0,703	0,704	0,704	0,704	0,704
	Модель 2	0,656	0,683	0,699	0,702	0,702	0,702	0,702	0,702
	Модель 3	0,661	0,684	0,699	0,700	0,700	0,700	0,700	0,700

В таблице 4.2.1 приведены адаптивной интерпретации результатов фактической КВД и восстановленных КВД на модели. Из табл. 4.1.5 видно что проницаемость начинает сходиться к стабилизации с 145 часов у всех КВД. Это означает радиальную проницаемость.

Дальше мы проводим интерпретацию фактический КВД и восстановленные КВД на моделях в комплекс программ saphir.

Изображение интерпретации КВД в комплекс программ saphir

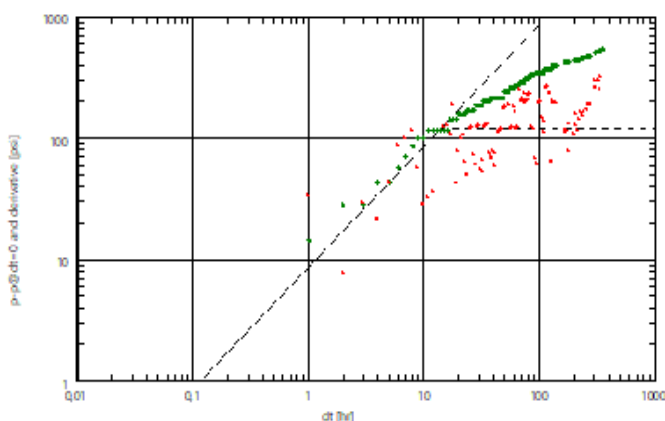


Рис .4.1.11 с фактическими данными

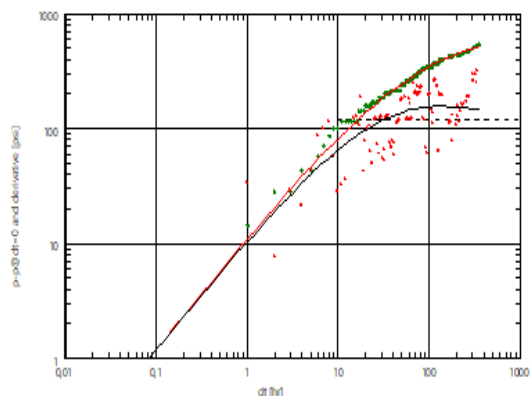


Рис .4.1.12 с данными на модели 1

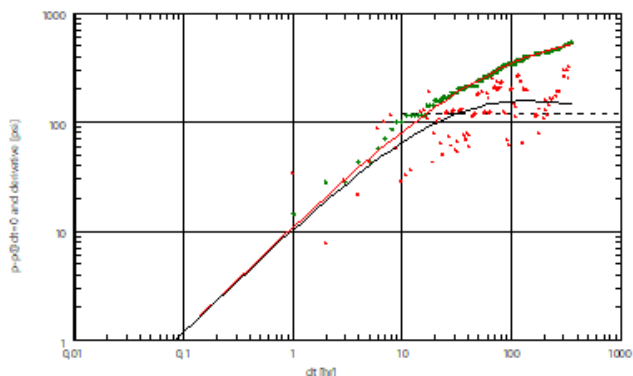


Рис .4.1.13 с данными на модели 2

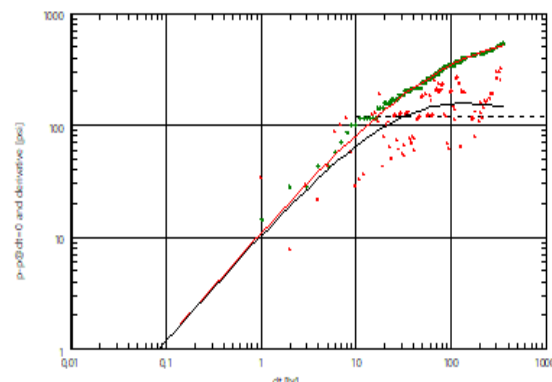


Рис .4.1.14 с данными на модели 3

Результаты интерпретации КВД приведены в таблице 4.2.6

таблице 4.2.4 Результаты интерпретации КВД

КВД	Метод интерпретации	Оценки параметров пласта и скважины					
		Время остановка скважин, час	Радиальная проницаемость, мД	Пластовое давление, атм	Эффективная длина горизонтального ствола, м	Полный скин- фактор	
Полная (366 час)	Saphir	366	0,699	120,2	101	-5,28	
	Адаптивная интерпретация	150	0,704	120,7	115	-4,39	
Неполная (40 час)	Saphir	40	-	-	-	-	
	Адаптивная интерпретация	40	-	-	-	-	
Восстановленная (366 час)	saphir	Модель 1	40	0,678	120,8	125	-5,18
		Модель 2	40	0,674	120,4	118	-5,11
		Модель 3	40	0,738	118,7	134	-4,92
	Адаптивная интерпретация	Модель 1	40	0,704	120,6	115	-4,69
		Модель 2	40	0,702	121,0	114	-4,73
		Модель 3	40	0,700	118,1	109	-4,54

Вывод

В данной работе разработаны и исследованы модели и алгоритмы адаптивной идентификации недовосстановленного участка КВД на основе феноменологических моделей с переменными, зависящими от времени параметрами с учетом дополнительной априорной информации о пластовом давлении.

Разработанный метод адаптивной идентификации недовосстановленного участка КВД был использован для решения задачи адаптивной интерпретации гидродинамических исследований горизонтальных скважин в условиях отсутствия позднего радиального режима течения.

В работе показано, что модели и алгоритмы адаптивной идентификации и интерпретации кривой восстановления давления с восстановленным участком позднего радиального потока позволяют:

1. Повысить точность определения латеральной проницаемости, пластового давления, эффективную длину ствола и скин-фактора скважины в условиях отсутствия на КВД участка позднего радиального течения.
2. Значительно (в два раза и более) сокращает время простоя скважин.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6В	Фам Динь Ан

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Магистрант	Направление/специальность	Управление разработкой и эксплуатацией нефтяных и газовых месторождений

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Капиталовложения, ставка налогов, цены на нефть и газ, геологический и экологический риски
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Чистый дисконтированный доход по повышенной норме дисконта с «надбавкой» за риск
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<ul style="list-style-type: none"> – форс-мажорный – рыночный (цена на нефть, уровень инфляции) – кредитно-банковский (ставка рефинансирования, ставка по кредитам юридическим лицам) – валютный – законотворческий (ставка налога на прибыль)

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Достоверная оценка рисков при планировании деятельности нефтегазодобывающих предприятий
<i>2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Чистый дисконтированный доход по трем сценариям (P10, P50, P90) от добычи и реализации нефти и газа с учетом рисков отдельно для нефтегазодобывающего предприятия и нефтегазовой компании за период с 2014 по 2038 год представлен 44,51; 33,20; 26,43 млрд. долл соответственно
<i>3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Риск снижения ЧДД на 36-60% по сравнению с базовым вариантом по трем сценариям (P10, P50, P90) долгосрочного плана очень высок

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Классификация рисков нефтегазовой компании и нефтегазодобывающего предприятия
2. Алгоритм оценки рисков в системе планирования нефтегазовых компаний и нефтегазодобывающих предприятий
3. Этапы оценки геологических рисков в системе планирования нефтегазодобывающих предприятий
4. Динамика добычи нефти по сценариям
5. Динамика обводенности по сценариям
6. Динамика среднесуточных дебитов скважин по нефти по сценариям
7. Динамика среднегодовых дебитов скважин по газу по сценариям
8. Поступления налогов с учетом и без учета фактора риска

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк В.Б.	к.э.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Фам Динь Ан		

5. ФИНАСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Установим, что нефтегазовый бизнес требует крупных инвестиций на всех стадиях жизненного цикла месторождения. На стадиях получения доступа к недрам, геологического изучения и оценки месторождения понесенные затраты не гарантируют возврата вложенных средств, а на стадии разработки требуются объемные инвестиции с большим сроком окупаемости. При реализации проекта можно ожидать значительных колебаний таких важнейших показателей, как цена на нефть и газ и стоимость услуг на протяжении всего периода разработки месторождения. Ввиду изложенного, важное значение имеет детальный анализ технических и коммерческих рисков, выполняемый в процессе принятия решений по инвестициям в отрасли. Кроме того, добыча нефти и газа сама по себе является опасным производством. Поэтому необходимо тщательно изучать возможное вредное воздействие на людей и принимать меры по снижению его до приемлемого уровня путем совершенствования конструкции промысловых объектов и методов эксплуатации оборудования. Следует отметить, что в нефтегазовой сфере исследования рисков проводились, главным образом, в области технико-экономических обоснований инвестиционных проектов.

Однако эффективная деятельность нефтегазодобывающих предприятий в условиях рыночной экономики зависит не только от размера капиталовложений, но и в значительной степени от того, насколько достоверно само предприятие предвидит дальнюю и ближнюю информацию о запасах разрабатываемых месторождений, их геолого-технических характеристиках, ценах на углеводородное сырье и других исходных показателей, используемых при составлении и реализации проектов разработки и долгосрочных планов развития предприятия, приводит к тому, что избежать рисков практически невозможно. И, главное, в данном случае заранее планировать возможное

экономические потери в случае неблагоприятного исхода. Достоверная оценка рисков при планировании деятельности нефтегазодобывающих предприятий сулит немало выгод: ведет к более четкой координации предпринимаемых действий по достижению цели; позволяет правдиво оценить внутренние резервы предприятия и адекватно реагировать на изменения рыночной конъюнктуры [25].

В связи с этим, большую актуальность приобретает исследования, направленные на выявление важнейших рисков, учет которых в системе планирования позволит обеспечить максимальное соответствие фактических показателей их плановым значениям в интересах нефтегазодобывающих предприятий.

5.1. Классификация рисков нефтегазодобывающих предприятий

Для учета рисков в процессе составления и реализации долгосрочных планов по добыче нефти и газа необходимо их классифицировать (рис. 4.1). Риски нефтегазовой компании в первую очередь сгруппированы по сфере возникновения.

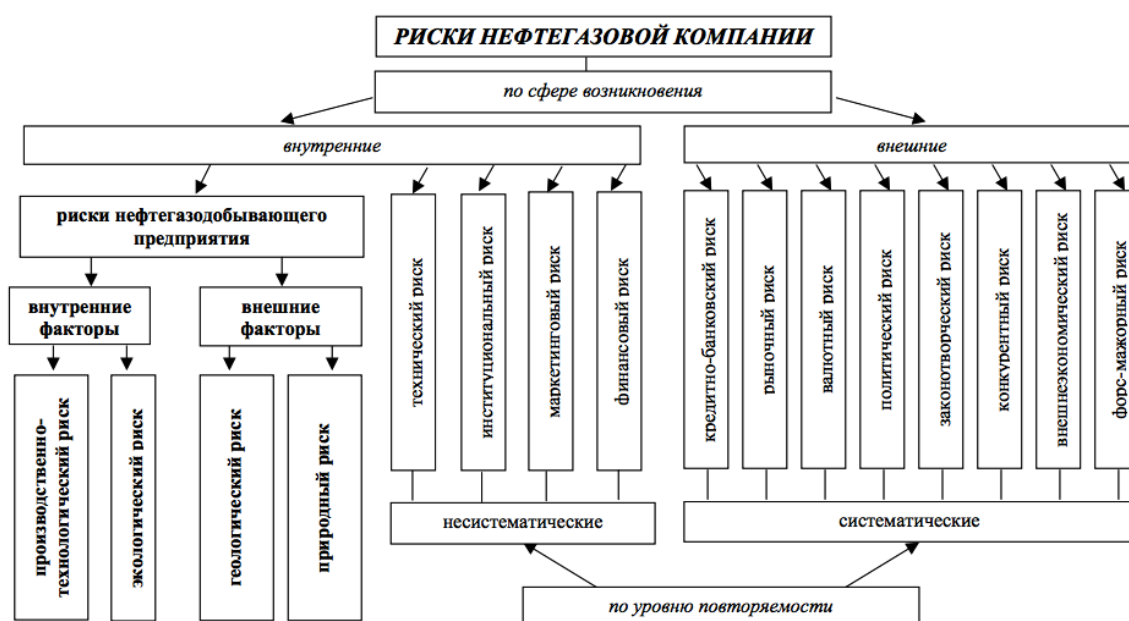


Рис. 5.1. Классификация рисков нефтегазовой компании и нефтегазодобывающего предприятия

Основные причины превышения или невыполнения показателей долгосрочных планов по добыче и реализации углеводородного сырья нефтегазодобывающих предприятий заключаются в том, что не учитывается вероятность экономических потерь вследствие неполной изученности геологогеофизических условий разработки нефтегазовых месторождений и коллекторных свойств пласта, а также недостаточной исследовательской информации о балансовых и извлекаемых запасах.

5.2. Методический подход к оценке рисков при долгосрочном планировании добычи и реализации нефти и газа

Алгоритм оценки рисков в системе планирования включает в себя 2 блока (рис. 5.2) и построен в соответствии с разработанной классификацией рисков нефтегазодобывающего предприятия и нефтегазовой компании.



Рис. 5.2. Алгоритм оценки рисков в системе планирования нефтегазовых компаний и нефтегазодобывающих предприятий

Оценка геологических рисков заключается в систематической оценке

геологических неопределенностей, которые оказывают серьезное влияние на подсчет геологических моделей в последовательности, приведенной на рис. 5.3.

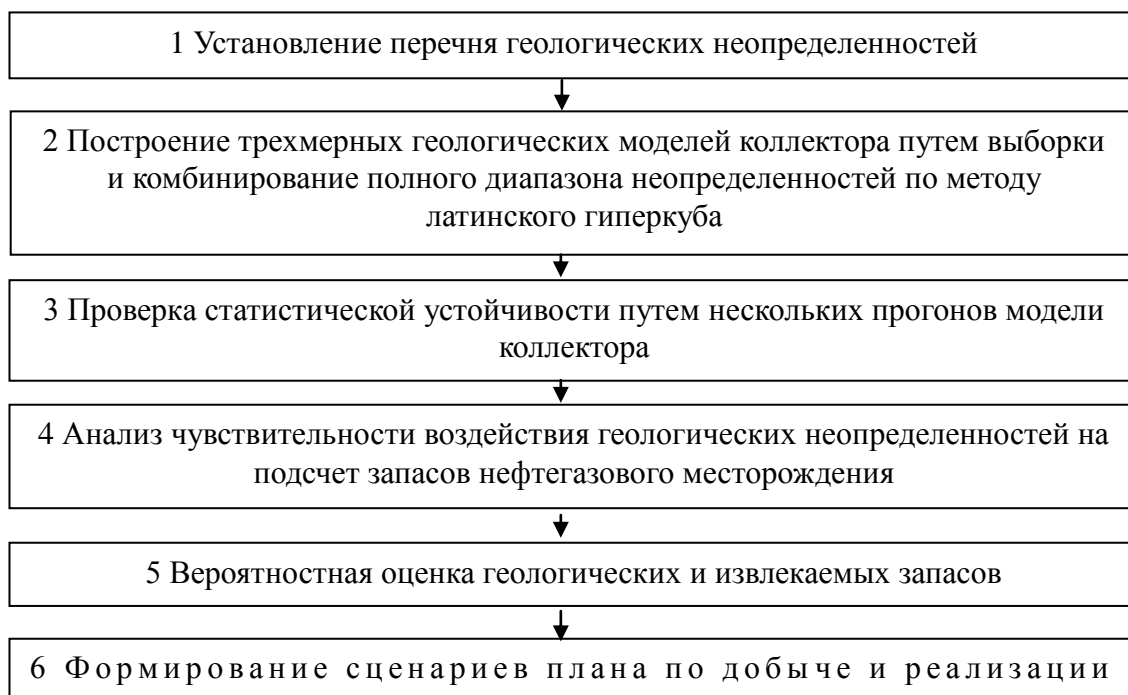


Рис. 5.3. Этапы оценки геологических рисков в системе планирования нефтегазодобывающих предприятий

Наиболее показательными для последующей оценки являются запасы, вероятность нахождения и извлечения которых равна 10, 50 и 90% соответственно, поэтому по итогам вероятностной оценки запасов разрабатываются 3 сценария добычи жидкости, нефти и газа. Сценарии называются P10, P50, P90, т.к. по сути, являются результатами прямой суммарной плотности статического распределения, взятыми в качестве основных процентилей (10, 50, 90). Они представляют вероятность того, что результат ниже или равен соответствующему значению процентиля [25].

При оценке внутренних рисков на уровне нефтегазодобывающих предприятий заключается в определении производственно-технологического и экономического рисков, возникающих в процессе добычи и реализации нефти и газа (рис. 5.4).

Статистическая оценка рисков, систематически возникающих во внешней среде нефтегазовой компании, происходит в последовательности,

представленной на рис. 5.5.

В конечном итоге оценка рисков на уровне нефтегазовой компании заключается определением чистого дисконтированного дохода по повышенной норме дисконта с «надбавкой» за риск $\sum_i r_i$, а на уровне нефтегазодобывающего предприятия – без учета «надбавки» по формулам [26]:

$$\text{ЧДД}_{10} = \sum_{t=1}^T \frac{Q_{t,10} (C_t - C_t) - K_t - Y_{t,нпм} - Y_{t,э}}{\left(1 + E + \sum_t r_{t,i}\right)^t} \quad (5.1)$$

$$\text{ЧДД}_{50} = \sum_{t=1}^T \frac{Q_{t,50} (C_t - C_t) - K_t - Y_{t,нпм} - Y_{t,э}}{\left(1 + E + \sum_t r_{t,i}\right)^t} \quad (5.2)$$

$$\text{ЧДД}_{90} = \sum_{t=1}^T \frac{Q_{t,90} (C_t - C_t) - K_t - Y_{t,нпм} - Y_{t,э}}{\left(1 + E + \sum_t r_{t,i}\right)^t} \quad (5.3)$$

где $\text{ЧДД}_{10/50/90}$ – чистый дисконтированный доход по трем сценариям плана добычи и реализации нефти и газа, соответствующим 90%-ной, 50%-ной и 10%-ной вероятностям оценки запасов;

$Q_{t,10/50/90}$ – объем продукции в году t по трем сценариям плана добычи и реализации нефти и газа соответственно;

C_t – цена реализации единицы продукции по плану в году t ;

C_t – себестоимость добычи и реализации единицы продукции по плану в году t ;

K_t – капитальные затраты, заложенные в плане в году t ;

$Y_{t,нпм}$ – экологический риск в виде экономического ущерба в виде штрафов вследствие аварий по плану в году t ;

$Y_{t,э}$ – экологический риск в виде экономического ущерба в виде штрафов вследствие аварий по плану в году t ;

E – норма дисконта;

r_i – относительная мера i -го вида риска.

$$r_i = \frac{\sigma_i}{M_i}, \quad \sigma_i = \sqrt{D_i}, \quad f_i = \frac{m_i}{n_i} \quad (5.4)$$

$$M_i = \sum_{i=1}^n \overline{\Delta X_i} f_i, \quad D_i = \sum_{i=1}^n (\overline{\Delta X_i} - M_i)^2 f_i, \quad \Delta X_i = |X_{нл,i} - X_{факт,i}| \quad (5.5)$$

где $\overline{\Delta X_i}$ – варианта интервалов вариационного ряда отклонений (ΔX) факторов i -го вида риска;

$X_{нл/факт}$ – плановое/фактическое значение фактора i -го вида риска;

f_i – частота $\overline{\Delta X_i}$;

m_i – частота (число повторений) $\overline{\Delta X_i}$;

n_i – общее число наблюдений i -го вида риска;

D_i – дисперсия $\overline{\Delta X_i}$;

M_i – математическое ожидание $\overline{\Delta X_i}$;

σ_i – среднеквадратическое отклонение $\overline{\Delta X_i}$;

Производственно-технологический риск в году t находится по формуле:

$$Y_{t,нрт} = Y_{t,нр} + Y_{t,n} + Y_{t,рем} \quad (5.6)$$

где $Y_{t,нр}$ – ущерб от простоя нефтепромыслового объекта в году t ;

$Y_{t,n}$ – стоимость потерянных нефти, газа и реагентов в результате аварий нефтепромысловых объектов в году t ;

$Y_{t,рем}$ – стоимость ремонта нефтепромыслового объекта для ликвидации последствий аварий в году t .

$$Y_{t,нр} = Q_n \cdot t_n \cdot n \cdot q_{ном} \quad (5.7)$$

где Q_n – производительность оборудования, t_n – время простоя, n – количество аварий, $q_{ном}$ – количество нефти, газа и реагентов, потерянной в результате аварии.

Количество излившейся нефти и химических реагентов является одним из показателей формирования ущерба от аварии нефтепромыслового оборудования. При расчете $Y_{t,n}$ допускается предположение, что обнаружение и отсечение места аварии произведено медленно после того, как она произошла, и что в результате порыва жидкость, содержащаяся в отсеченном участке трубопровода, вытекла полностью.

$$Y_{t,n} = q_{nom} \cdot n \cdot C_t \quad (5.8)$$

Экологический риск в году t рассчитывается по формуле:

$$Y_{t,\varepsilon} = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^M v_{ij} e_j, \quad (5.9)$$

где v_{ij} – количество жидкости, которое может выбрасываться при авариях на землю, в воду и атмосферу по i -ому виду нефтепромыслового оборудования. Рассчитывается с учетом количества и частоты аварий и удельного распределения веществ при авариях; e_j – удельная штрафная выплата от сброса в j -ый компонент окружающей среды единицы веществ.

Величина риска (P) в общем виде определяется как разница между значением ЧДД по базовому варианту ($ЧДД_{баз}$) и ЧДД по трем сценариям плана добычи и реализации нефти и газа, учитывающим риски ($ЧДД_{10/50/90}$):

$$P = ЧДД_{баз} - ЧДД_{10/50/90} \quad (5.10)$$

5.3. Апробация полученных результатов

Нефтегазовое месторождение, взятое в качестве примера для опробования представленной методологии, находится на западе Казахстана. Его балансовые геологические запасы 1319 млн. тонн, а извлекаемые – 500 млн. Тонн соответственно. В настоящее время и до 2038 года планируется разрабатывать данное нефтегазовое месторождение не естественном режиме.

В результате вероятностного распределения значений добычи посредством моделирования были получены следующие сценарии

распределения геологических запасов (табл. 5.1).

Динамики добычи нефти, обводненности и среднесуточных дебитов скважин по нефти и по газу по сценариям представлены на рис. 5.4-5.7.

Таблица 5.1

Результаты вероятностной оценки запасов и пределов добычи

Показатель	Базовый вариант	Сценарии (вероятность)		
		P10 (90%)	P50 (50%)	P90 (10%)
Начальные геологические запасы, млн. тонн	3030	2720	3035	3576
Балансовые запасы, млн. тонн	1319	1062	1320	1544
Извлекаемые запасы, млн. тонн	500	372	535	620
Полка добычи (максимум), млн. тонн	28	24	29	33
Продолжительность полки добычи, лет	8	7	10	11
Конечный КИН, д. ед.	0,461	0,452	0,487	0,472
Отбор балансовых запасов на конец периода, %	46,13	45,24	48,75	47,18
Среднегодовой темп отбора извлекаемых запасов, %	4,00	4,00	4,00	4,00
Темп отбора извлекаемых запасов в периоде максимальной добычи, %	5,68	6,53	5,33	5,27
Суммарная добыча за 2014-2038 гг.				
нефти, млн. тонн	500	372	535	620
жидкости, млн. тонн	549	412	587	679
газа, млн. м ³	292508	246463	291117	335671
Накопленная добыча с начала разработки				
нефти, млн. тонн	609	480	643	728
жидкости, млн. тонн	659	523	696	788
газа, млн. м ³	348	303	347	391
Обводненность продукции за 2014-2038 гг, %:				
максимум	20,77	23,11	20,64	20,88
среднее	10,54	12,15	10,10	9,71
минимум	1,26	2,11	1,49	1,51
Среднесуточный дебит по нефти, т/сут				
максимум	658,66	563,31	652,23	726,67
среднее	365,16	287,56	381,54	433,55
минимум	58,54	28,03	72,58	92,08

Среднесуточный дебит по жидкости, т/сут				
максимум	680,90	596,29	680,90	773,04
среднее	388,97	309,13	406,43	462,53
минимум	72,88	35,95	90,21	114,79
Среднесуточный дебит по газу, м ³ /сут				
максимум	334,62	284,25	333,15	367,66
среднее	198,43	168,19	198,46	227,96
минимум	60,02	51,11	60,28	69,06

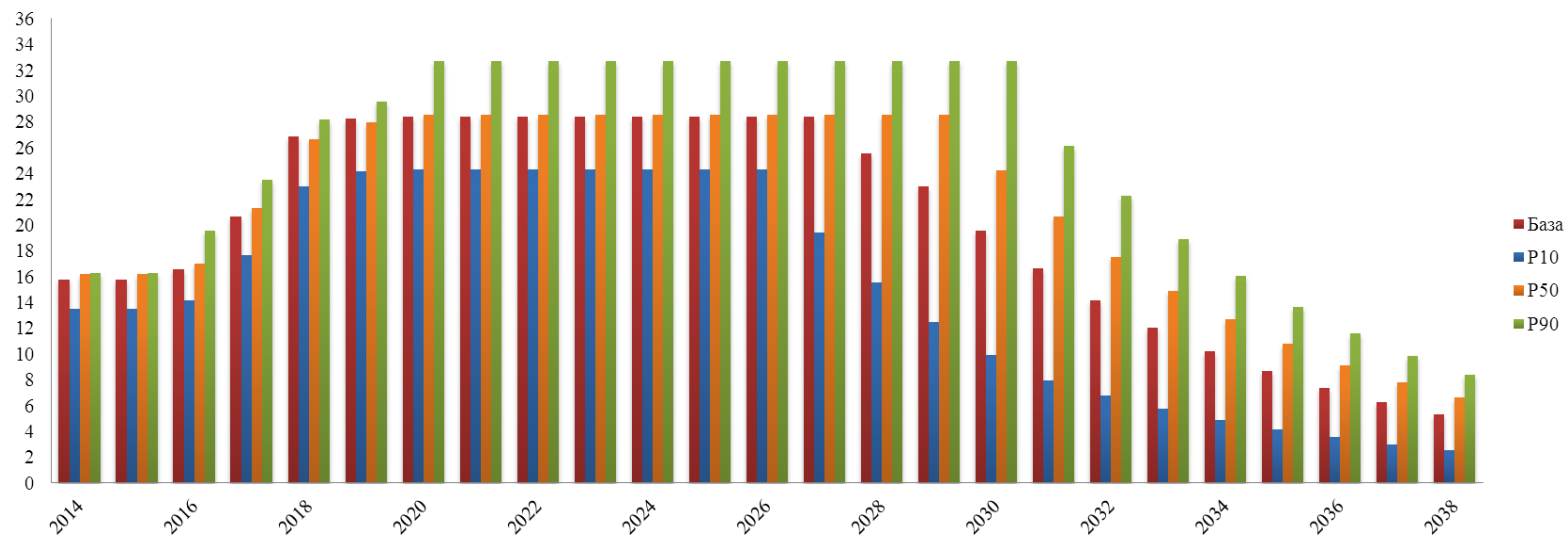


Рис. 5.4. Динамика добычи нефти по сценариям (млн. тонн)

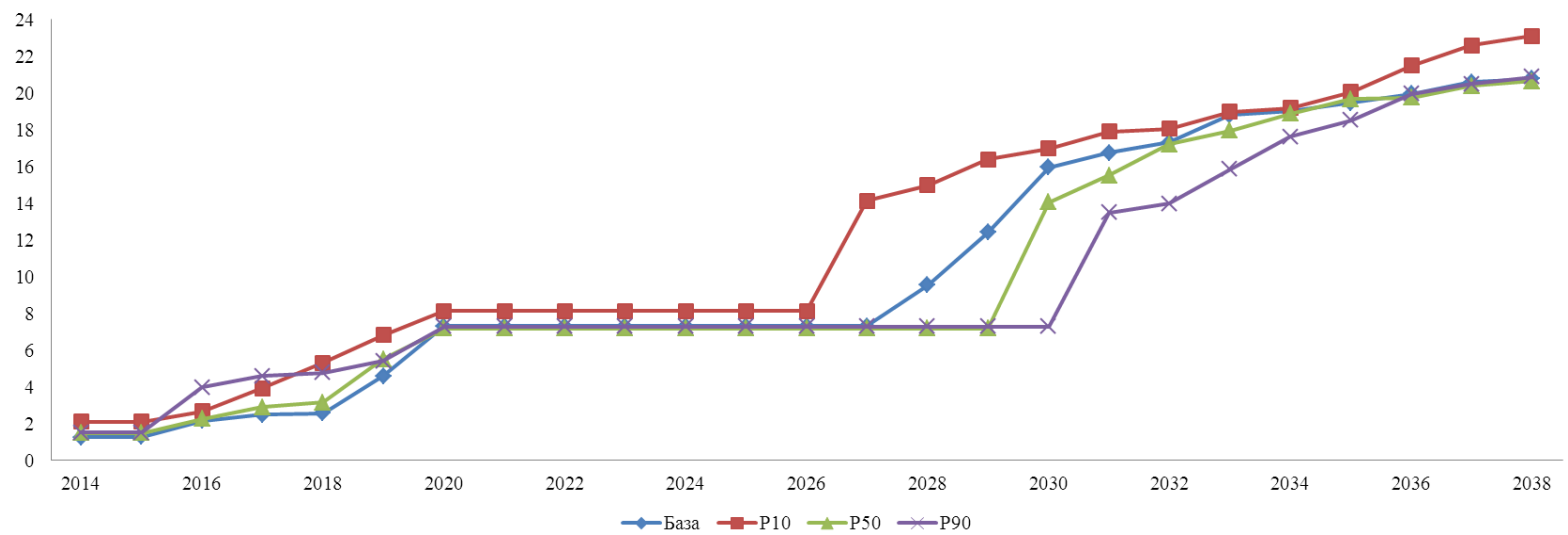


Рис. 5.5. Динамика обводненности по сценариям (%)

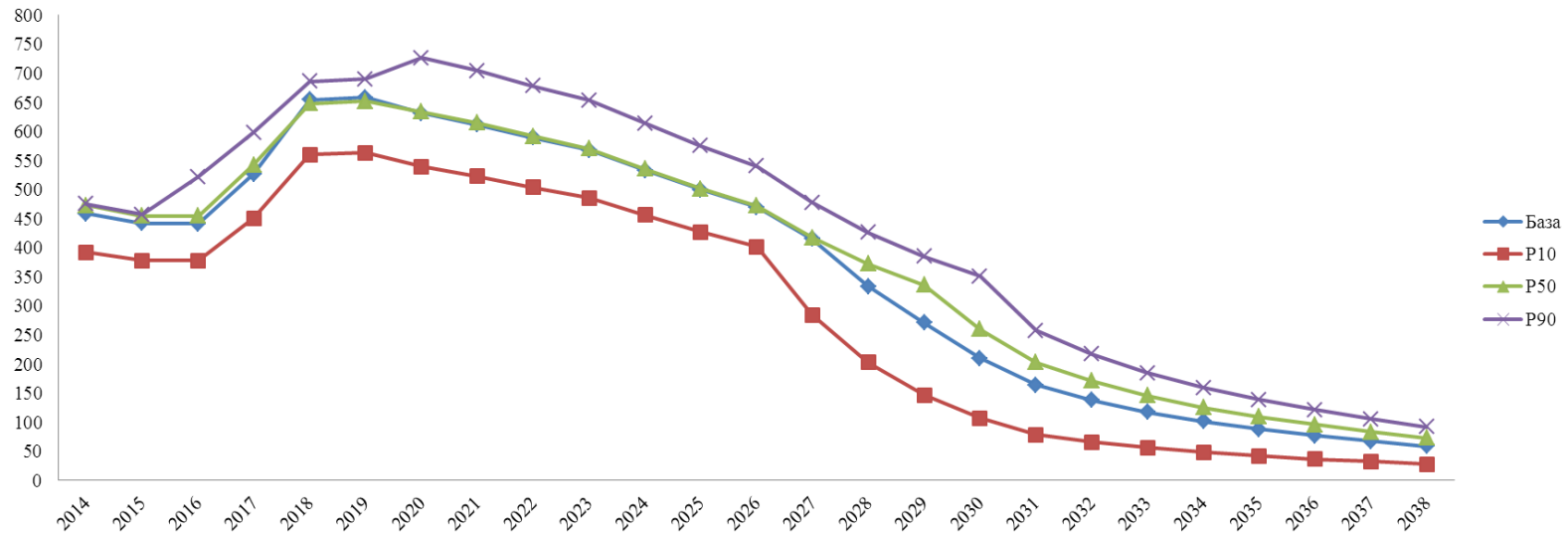


Рис. 5.6. Динамика среднесуточных дебитов скважин по нефти по сценариям (т/сут)

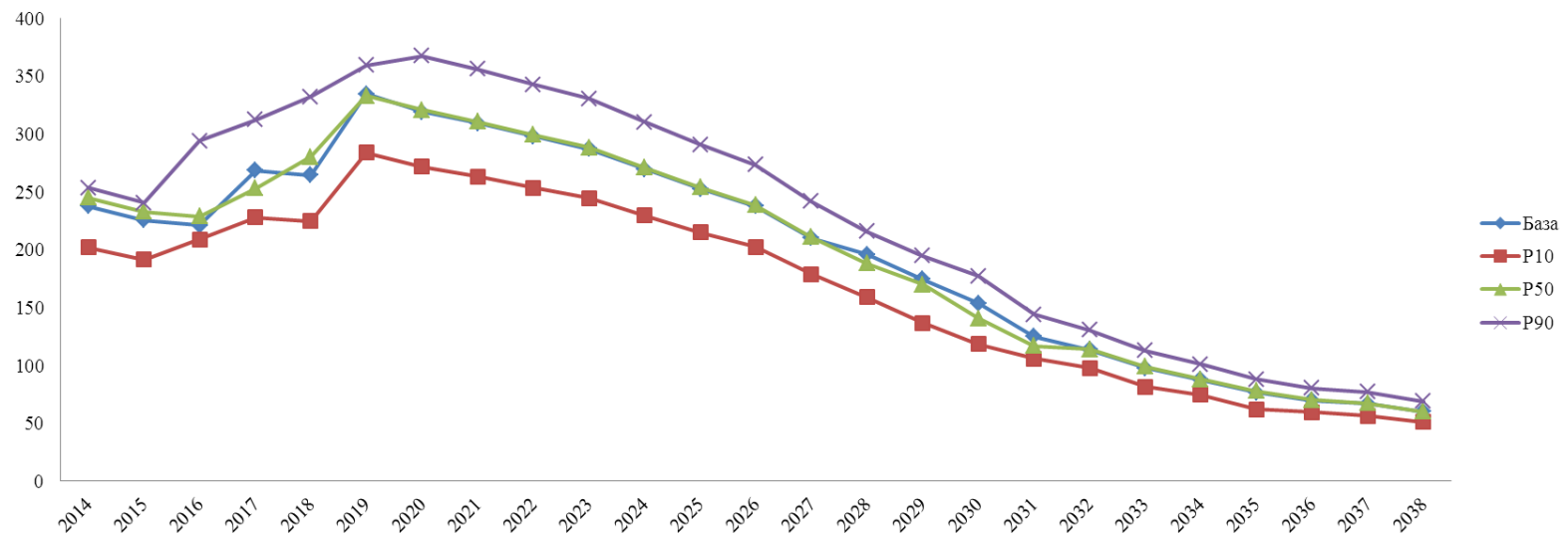


Рис. 5.7. Динамика среднегодовых дебитов скважин по газу по сценариям (м³/сут)

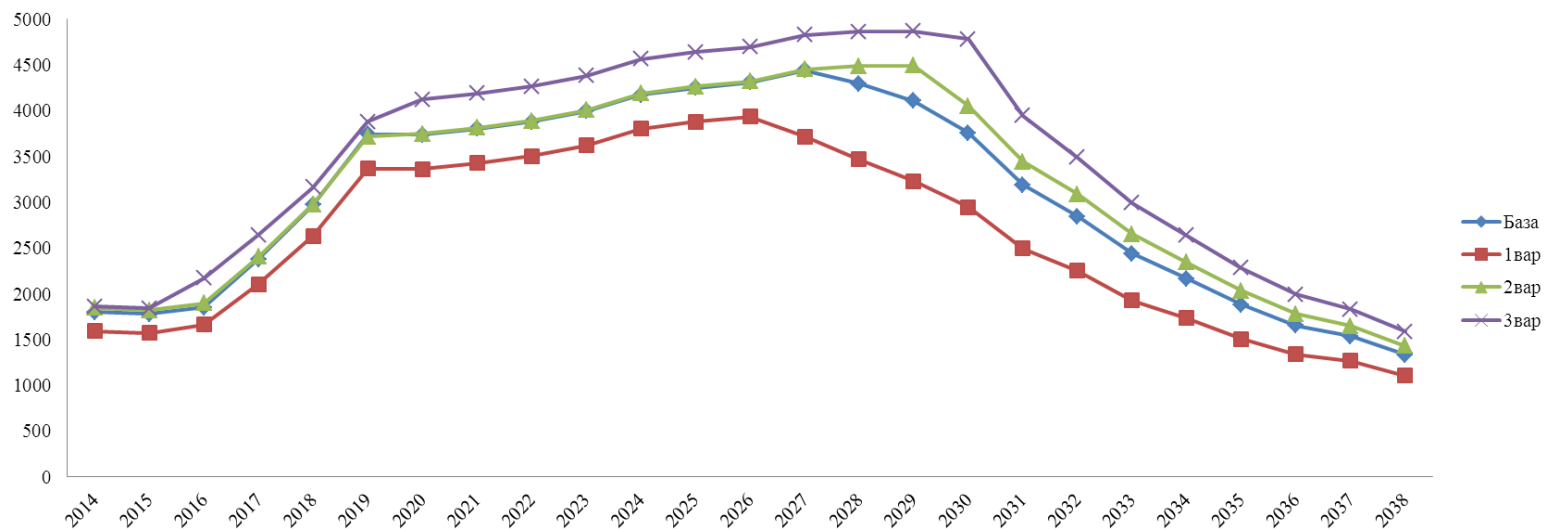


Рис. 5.8. Поступления налогов с учетом и без учета фактора риска

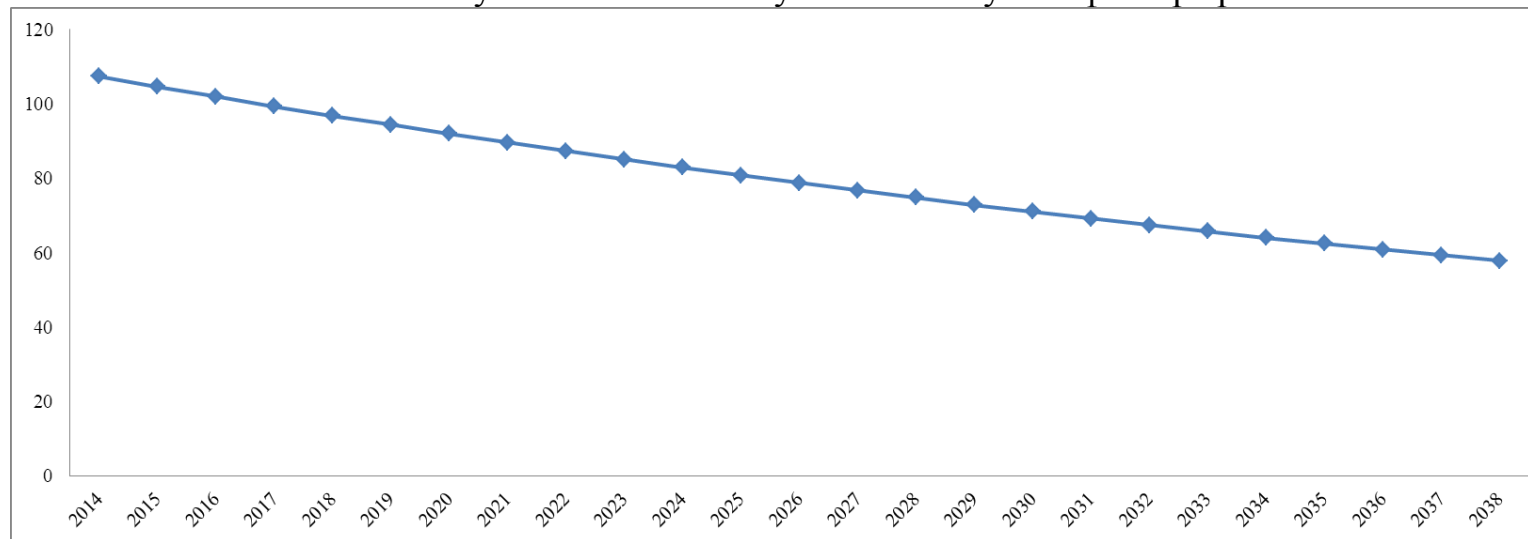


Рис. 5.9. Прогноз экономического ущерба от действия риска внутренней среды (млн. долл)

В целом сценарий разработки нефтегазового месторождения, соответствующий 50%-ной вероятности, очень близок к базовому варианту. Однако полученные результаты по двум другим вариантам позволяют утверждать, что без учета геологического риска существует возможность снижения или увеличения дохода от добычи и реализации нефти и газа по сравнению с базовым вариантом.

Итоги статистической оценки всех систематических рисков внешней среды, на основе которой определяется величина «надбавки за риск», представлены в табл. 5.2.

Таблица 5.2

Итоги статистической оценки систематических рисков внешней среды

Вид риска	Математическое ожидание	Стандартное отклонение	Коэффициент вариации (надбавка за риск), %
форс-мажорный			0,04
рыночный			
цена на нефть	8,74	6,75	0,77
уровень инфляции	419,79	261,78	0,62
кредитно-банковский			
ставка рефинансирования	23,83	12,84	0,54
ставка по кредитам юридическим лицам	2,25	1,29	0,57
валютный			
курс тенге к доллару	5,26	2,94	0,56
законотворческий			
ставка налога на прибыль	26,33	5,62	0,21
ставка НДС	23,67	3,54	0,15
Итого			3,46

На рис. 5.8 представлен поступления налогов с учетом и без учета фактора риска.

Без изменения величин капиталовложений, ставок налогов, цен на нефть и газ, нормы дисконта и других исходных данных рассчитан чистый

дисконтированный доход от добычи и реализации нефти и газа с учетом рисков отдельно для нефтегазодобывающего предприятия и нефтегазовой компании за период с 2014 по 2038 год (табл. 5.3).

Отметим, что экономический ущерб от действия риска внутренней среды постепенно уменьшается (рис. 5.9).

Таблица 5.3

Результаты расчета рисков на уровне нефтегазодобывающего предприятия и нефтегазовой компании, млрд. долл

Показатель	Сценарии (вероятность)		
	P10 (90%)	P50 (50%)	P90 (10%)
Геологический риск	36,51	21,79	12,53
Сумма геологического, производственно-технологического и экологического рисков	37,32	22,61	13,34
Суммарный риск нефтегазовой компании	44,51	33,20	26,43

На уровне нефтегазовой компании чистый дисконтированный доход плана добычи и реализации нефти и газа за период с 2014 по 2038 год представлен на рис. 5.10.

Отметим, что риск снижения ЧДД на 36-60% по трем сценариям долгосрочного плана очень высок.

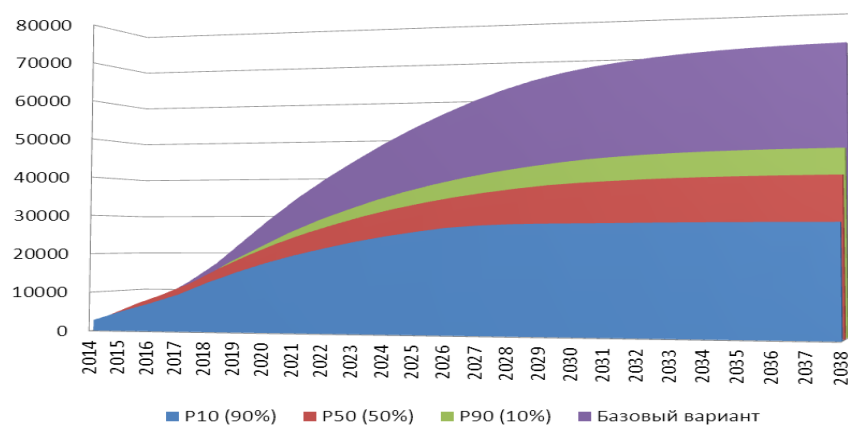


Рис. 5.10. ЧДД долгосрочного плана по добыче и реализации нефти и газа с учетом фактором риска (млн. долл.)

Выводы:

Таким образом, практическое апробирование разработанного алгоритма оценки рисков на данном примере позволило количественно оценить экономические потери, которые могут понести нефтегазодобывающее предприятие и нефтегазовая компания при планировании деятельности в случае развития неблагоприятных ситуаций в период разработки нефтегазовых месторождений с учетом недостатка информации и неопределенности большинства исходных данных.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 2БМ6В	ФИО Фам Динь Ан
-----------------	--------------------

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Магистрант	Направление/специальность	Управление разработкой и эксплуатацией нефтяных и газовых месторождений

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Ноксологический анализ инновационных решений по теме диссертации на предмет возникновения:</p>	<ul style="list-style-type: none"> – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения и других специфических явлений); – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной взрывной и другой природы); – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, литосферу); – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)
<p>2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</p>	<ul style="list-style-type: none"> – ОСТ 45.86-96. Линейно-аппаратные цехи оконечных междугородных станций, сетевых узлов, усилительных и регенерационных пунктов. Требования к проектированию. – <input type="checkbox"/> ГОСТ 12.1.005-88 «Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны». – <input type="checkbox"/> ГОСТ 12.1.030-81/03. ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление. – <input type="checkbox"/> СНиП 23.95-95. Естественное и искусственное освещение. – <input type="checkbox"/> СНиП 2.04.05-91. Микроклимат производственных и жилых помещений. – <input type="checkbox"/> СанПиН 2.2.4.548-96/03. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. – <input type="checkbox"/> СанПиН 2.2.2.542-96. Гигиенические требования к видеодисплейным терминалам, ПЭВМ и организация работы. – <input type="checkbox"/> ГОСТ 12.1.012-90 «Вибрационная безопасность. Общие требования». – <input type="checkbox"/> СН 22.24/2.1.8.566-96 «Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных». – <input type="checkbox"/> НПБ 105-03 «Определение категории помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности». – <input type="checkbox"/> СНиП 2.01.02-85 Противопожарные нормы. – <input type="checkbox"/> ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности». – <input type="checkbox"/> СанПиН 2.2.4/2.1.8.562-96/03. Требования к уровню звукового давления.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – действие фактора на организм человека; – предлагаемые средства защиты 	<ul style="list-style-type: none"> – <input type="checkbox"/> отсутствие воздействия высоких уровней распространённых на производстве вредных факторов (пыль, вибрация и т.д.); – электробезопасность – освещённость рабочего места – микроклимат на рабочем месте
---	--

	<ul style="list-style-type: none"> – шум и вибрация – электромагнитные поля – требования к безопасности, техническим характеристикам используемой ЭВМ, электро- и пожаробезопасности.
<p>2. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности по охране окружающей среды 	Единственными видами загрязнения для данного проекта являются бытовые отходы от повседневной деятельности учреждений, но они не наносят вреда окружающей среде
<p>3. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	<ul style="list-style-type: none"> – необходимо проводить обязательный текущий контроль средств пожаротушения и пожарной сигнализации – в помещении проведена противодымовая сигнализация, присутствует углекислотный огнетушитель объемом 5 л, вследствие чего оно удовлетворяет требованиям противопожарной безопасности – для эвакуации людей в офисном здании предусмотрены эвакуационные выходы
Перечень расчётного и графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	<ol style="list-style-type: none"> 1. Расчет искусственной освещенности рабочего места 2. Микроклимат рабочего места 3. Оценка шумовых и вибрационных характеристик 4. Безопасность работы с компьютером 5. Электромагнитные поля

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Н.С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Фам Динь Ан		

6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

К самостоятельной работе по эксплуатации оборудования и измерительных приборов допускаются лица не моложе 18 лет, не имеющие медицинских противопоказаний и имеющие профессиональную квалификацию.

Для обеспечения безопасности персонала, обслуживающего технологическое оборудование, выполняются следующие мероприятия:

- Размещение проектируемого оборудования в технических помещениях с соблюдением нормированных проходов;
- Заземление металлических корпусов аппаратуры, электрооборудования, металлических частей и других металлических конструкций в помещении, где устанавливается проектируемое оборудование;
- Естественное и искусственное освещение используемых производственных и подсобных помещений;
- Защита помещений от пыли, позволяющая поддерживать запыленность воздуха в норме.

Для обеспечения безопасности обслуживающего персонала необходимо:

- Применение комплекса защитных средств: диэлектрических ковриков, перчаток, предупреждающих надписей и плакатов для защиты от поражения электрическим током;
- Использование для проведения ремонтных и профилактических работ пониженного напряжения 36 В для переносных ламп и ручного инструмента;
- Применение стремянок для обслуживания оборудования на высоте.

В связи с тем, что проектируемое оборудование устанавливается в существующих служебно-технических зданиях, предусматривается естественная вентиляция и кондиционирование помещений для размещения проектируемого оборудования, рассчитанная на поддержание параметров внутреннего воздуха.

Помещение, приспособляемые для размещения проектируемой аппаратуры, оборудованы устройствами охранно-пожарной сигнализации.

Излучение мониторов, используемых для организации рабочих мест обслуживающего персонала, должно соответствовать санитарным нормам.

Для монтажа и измерений используется специальная передвижная лаборатория, оборудованная на базе автомашины. В автомашине расположен комплект для сварки волокон, набор инструмента, небольшой запас растворителя нефрас 50/170 в металлической емкости. Запрещается пользоваться устройствами для сварки волоконно-оптических кабелей, не имеющих паспорта на прибор, инструкции на эксплуатацию и сертификата безопасности.

До начала работ должен проводиться соответствующий инструктаж по технике безопасности. Все работы связанные с монтажом и ремонтом аппаратуры должны производиться только при ее отключении.

Сварочные работы должны выполняться с учетом мер предосторожности и соблюдения противопожарных мер, строительных норм и правил. Измерительные приборы должны быть заземлены.

Запрещается непосредственный визуальный осмотр оптического порта передачи на плате оптических интерфейсов, в особенности это относится к блоку оптического усилителя. Усилители имеют выходную оптическую мощность и невидимое инфракрасное излучение может повредить зрение.

Во избежание повреждения оптических портов неиспользуемые оптические интерфейсы должны быть закрыты пыленепроницаемыми колпачками. Они обеспечивают защиту глаз при осмотре интерфейса. Эти колпачки также не допускают попадания пыли в оптические интерфейсы.

Попадание пыли может привести к снижению выходной оптической мощности передающего оптического порта и к снижению чувствительности принимающего оптического порта. При проведении ежедневного техобслуживания неиспользуемые волоконно-оптические соединители должны

быть закрыты пыленепроницаемыми колпачками. Для очистки волоконно-оптических соединителей и оптических портов на платах следует пользоваться чистой хлопчатобумажной тканью.

Во избежание повреждения компонентов при техобслуживании оборудования следует принимать меры по защите от статического электричества. Во всех случаях, когда необходимо дотронуться до платы, должен быть надет антистатический браслет. Кроме этого, следует обеспечить надежное заземление аналитического браслета. Извлеченные неиспользуемые платы следует хранить в антистатической упаковке.

Прежде чем установить/извлечь плату, отсоединить все волоконно-оптические кабели от этой платы. Устанавливать/извлекать плату с присоединенными волоконно-оптическими кабелями запрещается.

Произвольная замена плат блока оптического ретранслятора не разрешается, поскольку каждой из плат соответствует собственная длина волны выходного оптического сигнала. Поэтому при различных платах в блоке должна использоваться плата с той же длиной волны.

При хранении запасных плат следует учитывать такие факторы, как температура и влажность воздуха. В общем случае в антистатическую защитную упаковку должен быть помещен влагопоглотитель, обеспечивающий осушение воздушной среды внутри упаковки. В том случае, когда плата переносится из среды с низкой температурой в среду с повышенной влажностью и повышенной температурой, плату следует выдержать без упаковки не менее чем 30 минут. В противном случае на поверхности платы образуется конденсат, что может привести к повреждению платы.

Категорически запрещены компьютерные игры и инсталляция постороннего программного обеспечения. Следует периодически выполнять антивирусную проверку с помощью соответствующих программных средств для предотвращения заражения системы компьютерными вирусами.

Отсоединение или присоединение кабелей питания при включенном

питании (в состоянии «включено») запрещено. При соприкосновении токоведущих элементов кабеля питания с проводниками возможно появление электрической искры или дуги. Это может привести к пожару, травме глаз или к более тяжким последствиями. Поэтому прежде чем отсоединить или присоединить любой кабель питания, нужно убедиться в том, что выключатель питания находится в положении «выключено». Кроме того, перед присоединением кабеля убеждаемся в том, что кабель и маркировка кабеля соответствуют указаниям в инструкции по установке.

Прокладка кабелей питания рядом с сигнальными кабелями не допускается.

5.2. Безопасность жизнедеятельности, природопользование и охрана окружающей среды при разработке

Исходя из темы дипломной работы, можно сделать вывод, что основной проблемой, которая будет освещаться в данном разделе, является проблема влияния персональной электронно-вычислительной машины (ПЭВМ) на человека. В соответствии с конституцией РФ каждый гражданин РФ имеет право на труд в условиях, отвечающих требованиям безопасности и гигиены. Охрана здоровья трудящихся, обеспечение безопасности условий труда, ликвидация профессиональных заболеваний и производственного травматизма составляет одну из главных забот человеческого общества. Обращается внимание на необходимость широкого применения прогрессивных форм научной организации труда, создание обстановки, исключающей профессиональные заболевания и производственный травматизм. Помещение, в котором происходит рабочий процесс, в данном случае, где располагается персональный компьютер, должно соответствовать санитарным правилам и нормам.

5.2.1. Опасные и вредные факторы

Основные опасные факторы рабочего места разработки модели связаны с

эксплуатацией оргтехники: персонального компьютера и принтера. Труд разработчика характеризуется отсутствием воздействия высоких уровней распространённых на производстве вредных факторов (пыль, вибрация и т.д.), но на него влияет излучение, исходящее от мониторов, органы зрения находятся в постоянном напряжении.

При длительной работе за видеотерминалом у человека могут возникать: напряжение зрительного аппарата, общая усталость раздражительность, нарушение сна, болезненные ощущение в глазах, головные боли, а также боли в пояснице, в области шеи и кистей рук. Отсюда возникают требования к безопасности, техническим характеристикам используемой ЭВМ (в основном – дисплея), а также электро- и пожаробезопасности. Повышение производительности труда, сохранение высокой работоспособности. Повышение производительности труда, сохранение высокой работоспособности, снижение утомляемости обеспечивает рационально организованный режим труда и отдыха. Он должен устанавливаться с учетом требований.

5.2.2. Характеристика и общее описание рабочего места

Разработка данной программы велась на персональном компьютере в помещении, находящемся в офисном здании. Помещение представляет собой комнату прямоугольной формы размером 5х8 м реальная площадь и объем на одно рабочее место оператора ЭВМ в данном помещении составляют 8 кв.м и 34 куб. м соответственно. Высота потолков составляет 2,5 м. Выход в коридор осуществляется через один одностворчатый дверной блок шириной 1,5 м. В помещении расположены три окна, имеется искусственная и естественная освещенность.

5.2.3. Безопасность при разработке

Электробезопасность

При прохождении через тело человека ток оказывает вредоносное термическое биологическое и электролитическое действия.

Основные причины поражения электрическим током:

- Случайное прикосновение или приближение опасное расстояние к токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- Появление напряжения на металлических конструктивных частях электрооборудования;
- Появление напряжения на отключенных токоведущих частях, на которых работают люди, вследствие ошибочного включения;
- Возникновение шагового напряжения на поверхности земли в результате замыкания провода на землю.

Для защиты от поражения электрическим током при повреждении изоляции должны выполняться следующие защитные меры:

- Заземление;
- Зануление;
- Защитное отключение;
- Выравнивание потенциала;
- Система защитных проводов;
- Изоляция нетоковедущих частей;
- Электрическое разделение сети;
- Малое напряжение;
- Контроль изоляции;
- Компенсация токов замыкания на землю;
- Навигатор.

Защитное заземление должно обеспечивать защиту людей от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции.

Защитное заземление следует выполнять преднамеренным электрическим соединением металлических частей электроустановок с землей или ее эквивалентом. В качестве заземляющих устройств в первую очередь должны

быть использованы естественные заземлители. Допустимые напряжения прикосновения и сопротивления заземляющих устройств должны быть обеспечены в любое время года. В качестве заземляющих проводников следует использовать специально предназначенные для этой цели проводники, а также металлические строительные, производственные и электромонтажные конструкции. Материал, конструкция и размеры заземлителей и заземляющих проводников должны обеспечивать устойчивость к механическим, химическим и термическим воздействиям на весь период эксплуатации.

При использовании железобетонных фундаментов промышленных зданий и сооружений в качестве естественных заземлителей и обеспечения допустимых напряжений прикосновения не требуется сооружение искусственных заземлителей, прокладка выравнивающих полос снаружи зданий и выполнение магистральных проводников заземления внутри здания.

Оборудование (ПЭВМ) в данном помещении относится к I классу по способу защиты от поражения электрическим током. Питание ПЭВМ в помещении осуществляется через сеть частотой 50 Гц, напряжением 220 В. Компьютер подключается к источнику питания с помощью трехжильного провода, в котором одна жила служит для заземления. Сопротивление заземляющего устройства для данного типа сети в помещении не должно превышать 4 Ом, что отвечает требованиям для электрооборудования с напряжением до 1000 В, сопротивление изоляции токоведущих проводов должно быть не менее 0,5 МОм. В данном помещении заземление произведено, сопротивление заземляющего устройства составляет 3,3 Ом, что соответствует требованиям. Контроль защитного заземления производится ежегодно.

Освещенность рабочего места

Расчет естественной освещенности

Расчет площади световых проемов производится по формуле:

$$100 \frac{S_0}{S_n} = \frac{e_n \cdot K_z \cdot \eta_0 \cdot K_{зд}}{\tau_0 \cdot r_1} \quad (5.1)$$

где S_0 – рассчитываемая площадь световых проемов при боковом освещении;
 $e_n = 0,9$ – нормированное значение коэффициента естественной освещенности (КЕО);

$K_3 = 1,2$ – коэффициент запаса;

$\eta_0 = 11$ – световая характеристика окна;

$K_{30} = 1$ – коэффициент затемнения противостоящими зданиями;

$S_n = 15 \text{ м}^2$ – площадь пола;

$\tau_0 = 0,422$ – общий коэффициент пропускания;

$r_1 = 2$ – коэффициент, учитывающий повышение КЕО благодаря отраженному свету.

Коэффициенты e_n, K_3, η_0, r_1 определены по таблицам.

Получили минимальную площадь световых проемов $S_0 = 3,12 \text{ м}^2$.
Площадь светового проема в помещении 4 м^2 , что достаточно для работы при естественном освещении.

Расчет искусственной освещенности рабочего места

Искусственное освещение в помещениях эксплуатации ПЭВМ должно осуществляться системой общего равномерного или комбинированного освещения.

Искусственное освещение в данном помещении осуществляется с помощью 6 ламп мощностью 40 Вт каждая, расположенных равномерно в верхней зоне помещения.

Исходя из требуемого значения искусственной освещенности $E_n = 300 \text{ лк}$, будем проводить расчет искусственного освещения. Методом светового потока число светильников определяются по формуле:

$$n = \frac{E_n \cdot A_{o.c} \cdot Z \cdot K_3}{\Phi_l \cdot u} \quad (5.2)$$

где $n = 6 \text{ шт}$ – число светильников;

$\Phi_l = 3120 \text{ лм}$ – световой поток источника света (светильника);

$A_{o.c} = 15 \text{ м}^2$ – освещаемая площадь;

$Z = 1,1$ – коэффициент неравномерности распределения освещенности;

$K_z = 1,5$ – коэффициент запаса;

$u = 0,5$ – коэффициент использования светового потока.

Из этой формулы определяем значение существующей искусственной освещенности:

$$E_n = \frac{\Phi_l \cdot u \cdot n}{A_{o.c} \cdot Z \cdot K_z} = 378 \text{ лк} \quad (5.3)$$

Реальное значение $E_n = 378 \text{ лк}$ при наличии 6 светильников. Полученное значение E_n допустимо, оно не превышает требуемую искусственную освещенность помещения.

Микроклимат на рабочем месте

Наиболее значительным фактором, который чаще всего реально влияет на производительность и безопасность труда, является микроклимат рабочего места, который характеризуется уровнем температуры и влажности воздуха, скоростью его движения. Эти параметры должны соответствовать требованиям, приведенным в табл. 5.1.

Таблица 5.1

Требования к параметрам микроклимата в производственном помещении

Параметры микроклимата	Значения параметров	
	Летом	Зимой
Температура, °C	23-25	22-24
Скорость воздушных масс, м/с	0,1-0,2	0,1
Относительная влажность, %	40-60	40-60

Вычислительная техника является источником существенных тепловыделений, что может привести к повышению температуры и снижению относительной влажности в помещении. В помещениях, где установлены

компьютеры, должны соблюдаться определенные параметры микроклимата. В санитарных нормах СН-245-71 установлены величины параметров микроклимата, создающие комфортные условия. Эти нормы устанавливаются в зависимости от времени года, характера трудового процесса и характера производственного помещения (табл. 5.2).

Объем помещений, в которых размещены работники вычислительных центров, не должен быть меньше 19,5 м³/человека с учетом максимального числа одновременно работающих в смену.

Таблица 5.2

Параметры микроклимата помещений с установленными компьютерами.

Период года	Параметр микроклимата	Величина
Холодный	Температура воздуха в помещении	22-24 °С
	Относительная влажность	40-60 %
	Скорость движения воздуха	до 0,1 м/с
Теплый	Температура воздуха в помещении	23-25 °С
	Относительная влажность	40-60 %
	Скорость движения воздуха	0,1-0,2 м/с

Высокая температура воздуха, особенно в сочетании с высокой влажностью, резко снижает работоспособность оператора. При этом человек быстро утомляется, у него понижается внимание, уменьшается скорость сенсомоторных реакций, нарушается координация движений, увеличивается количество ошибок.

Офис имеет площадь пола 30 м², на одного работающего приходится 8 м², что соответствует требованиям.

Средняя температура воздуха в помещении составляет +22 °С, относительная влажность 46 %, атмосферное давление 750 мм.рт.ст., содержание пыли не более 10 мг/м воздуха рабочего места, максимальные размеры частиц 2 мкм.

Помещение лаборатории не оборудовано системами кондиционирования или вентиляции, воздухообмен в нем обеспечивается путем естественного проветривания помещения (открытие окон) на основании субъективных

ощущений персонала. Вследствие этого температура в помещении неравномерно колеблется в пределах от 20 до 25 °С, влажность от 30 до 80 %.

Оценка шумовых и вибрационных характеристик

Характеристикой шума являются уровни звукового давления в дБА в октавных полосах.

Согласно вышеуказанным нормам, уровень шума в офисном помещении не должен превышать 50 дБА. Допустимые требования к уровню звукового давления в зависимости от частоты октавных полос представлены в табл. 5.3.

Сильный шум действует отрицательно не только на органы слуха, но и на весь организм в целом, в том числе и на нервную систему. Шум приводит к усилению утомляемости и резкому падению производительности труда.

Таблица 5.3

Уровни звука, эквивалентные уровни звука и уровни звукового давления в октавных полосах частот

Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Уровни звукового давления, дБА	86	71	61	54	49	45	42	40	38

Для снижения шума следует:

- ослабить шум самих источников, используя звукоизоляцию;
- снизить эффект суммарного воздействия отраженных звуковых волн;
- использовать архитектурные и технологические решения, направленные на изоляцию источников шума;
- располагать помещение вдали от источников шума и вибрации.

В данном помещении источниками шумов являются встроенные в стойки ПЭВМ вентиляторы, а также лазерный принтер.

Уровень шума от вентиляторов не превышает 30 дБА (данные взяты из технического паспорта). Шум от лазерного принтера при печати не превышает 40 дБА. Следовательно, уровень шума на рабочем месте разработчика следует считать допустимым.

Допустимые уровни вибрации на рабочих местах с ПЭВМ приведены в табл. 5.4. Категория вибрации по санитарным нормам – 3 тип «в», комфорт.

Для уменьшения вибрации от системных блоков необходимо производить замену или смазку вибрирующих частей в системном блоке (охлаждающих вентиляторов).

В офисном помещении основным источником вибрации является вибрация от охлаждающих вентиляторов внутри системного блока ПЭВМ. Данная вибрация меньше чувствительности измерительного прибора.

Таблица 5.4

Допустимые нормы вибрации на всех рабочих местах с ПЭВМ

Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц	Допустимые значения по осям X,Y			
	По виброускорению		По виброскорости	
	м/с ²	дБА	м/с·10 ⁻²	дБА
2	0,02	86	0,18	91
4	0,014	83	0,06	82
8	0,014	83	0,03	76
16	0,028	89	0,02	75
31,5	0,056	95	0,02	75
63	0,11	101	0,02	75

Безопасность работы с компьютером

Спектр излучения компьютерного монитора включает в себя рентгеновскую (0,5 мР/час) часть, а также широкий диапазон волн другой частоты. Поскольку источник высокого напряжения компьютера – строчный трансформатор помещается в задней или боковой части монитора, то излучение со стороны задней панели монитора выше, причем стенки монитора не экранируют излучения. Поэтому пользователи должны находиться не ближе, чем на 1,2 м от задних и боковых стенок соседних мониторов. Рекомендуется устанавливать на экран монитора специальные фильтры, так как они частично экранируют магнитное поле и устраняют статические поля. Вблизи работающего дисплея повышается количество положительно заряженных ионов в воздухе. Долговременное пребывание в такой атмосфере воздействует на

метаболизм и приводит к изменению биохимической реакции крови на клеточном уровне, что не редко заканчивается стрессом.

Зрение человека страдает от излишней яркости монитора, недостаточной контрастности изображения, от посторонних бликов и рассеивании света на поверхности дисплея.

Рекомендации по устранению нагрузки на глаза при работе с компьютером:

- устранить мерцание экрана, рекомендуется применять мониторы с частотой кадровой развертки свыше 70 Гц;
- отрегулировать положение монитора по высоте: верхней край экрана должен быть на уровне глаз;
- располагаться от экрана на расстоянии не менее 600 мм;
- освещение рабочего места: свет должен падать на монитор под углом, яркий источник света (лампа, окно) не должен быть перед работающим или сзади его, освещенность должна быть на уровне 2/3 от нормальной освещенности служебных помещений.
- не превышать необходимого уровня разрешения монитора,
- регулярно делать перерыв на работе (по 5-10 мин. каждые 2 часа),

Электромагнитные поля

Электромагнитные поля порождаются дисплеями (мониторами), работа которых основана на применении электронно-лучевых трубок. Вредное влияние этих факторов на здоровье усугубляется небольшим расстоянием между человеком и дисплеем, а также длительностью взаимодействия.

При работе монитора генерируется электромагнитное поле частоты порядка 10 кГц. Вблизи дисплея магнитная индукция может составлять от 0,4 до 7 мкТ. Магнитная индукция выше 0,4 мкТ уже является вредной для здоровья человека. Такое излучение может вызвать изменения на клеточном уровне. Отрицательно сказывается на человеческом организме и увеличение количества положительно заряженных ионов в воздухе вблизи работающего

дисплея.

Наиболее безопасными являются мониторы с маркировкой LR (low radiation – низкое излучение). В них использованы специальные внутренние экраны, установленные компенсирующие устройства и приняты меры по исключению электростатического поля. Кроме того, рекомендуется использовать мониторы, отвечающие спецификации MPR II, разработанной Шведским Национальным Советом по Измерениям и Тестированию (указывается зарубежный стандарт, так как большая часть эксплуатируемой и закупаемой вычислительной техники произведена не в России). Спецификация определяет уровень электромагнитного излучения мониторов для двух полос частот: 5 Гц – 2 кГц и 2-400 кГц. Напряженность электрического поля в нижней полосе не должна превышать 25 В/м, в верхней 2,5 В/м, соответственно напряженность магнитного поля 250 и 2,5 нТ. При использовании мониторов, не поддерживающих вышеуказанные стандарты, следует применять защитные экраны (фильтры).

Современные мониторы изготавливаются с обеспечением низкого уровня электромагнитного и ионизирующего излучения. Для данных мониторов не требуется использования дополнительных защитных экранов или других устройств.

Источниками негативного воздействия в данном помещении являются электромагнитное поле в диапазоне 20 Гц - 1000 МГц; инфракрасное излучение в диапазоне 1050 нм - 1 мм; мягкое рентгеновское излучение (составляющее не более, чем 100 мкР/час на расстоянии 0,05 м от экрана монитора); электростатическое поле на экране монитора. Так как монитор соответствует требованиям национального комитета по защите от излучений (стандарту ТСО 99), то степень воздействия этих излучений на человека можно считать приемлемой.

Возможными последствиями воздействия ЭМ поля на человека могут быть головная боль, утомляемость, ухудшение самочувствия, гипотония,

незначительные и нестойкие изменения в крови, изменение проводимости сердечной мышцы.

Существующий в данном помещении монитор отвечает стандарту безопасности ТСО 99, что вполне удовлетворяет всем требованиям по электромагнитному излучению. Этот стандарт справедлив при наличии заземления, что и выполнено в данном помещении.

5.2.4. Природопользование и охрана окружающей среды

В соответствии с Конституцией Российской Федерации каждый имеет право на благоприятную окружающую среду, каждый обязан сохранять природу и окружающую среду, бережно относиться к природным богатствам, которые являются основой устойчивого развития, жизни и деятельности народов, проживающих на территории Российской Федерации.

Единственными видами загрязнения для данного проекта являются бытовые отходы от повседневной деятельности учреждений, но они не наносят вреда окружающей среде. Так как утилизируются и вывозятся в установленном порядке.

5.2.5. Чрезвычайные ситуации

По огнестойкости офисное здание относится к первой степени, как здание из искусственного каменного материала (кирпича) с применением листовых и плитных негорючих материалов. Данное помещение относится к категории В4 помещений по взрывопожарной и пожарной опасности.

В помещении возможны пожары, относящиеся к классам А и Е. Пожары класса А связаны с горением твердых веществ, в основном органического происхождения, горение сопровождается тлением (древесина, текстиль, бумага). Пожары класса Е связаны с горением электрооборудования. При защите помещений с ПЭВМ, данные помещения рекомендуется оборудовать углекислотными огнетушителями.

Для защиты от пожара в данном помещении должен иметься хотя бы один огнетушитель. Объем и другие параметры огнетушителя должны

соответствовать требованиям.

Для правильного поведения сотрудников во время пожара с коллективом следует регулярно проводить теоретические, и раз в год – практические занятия, на которых изучаются инструкции по пожарной безопасности и обращение со средствами тушения пожара.

План эвакуации людей в случае пожара должен быть составлен таким образом, чтобы за кратчайшее время люди могли покинуть здание, не создавая толкотни во время движения. Путь от дверей каждого помещения до выхода из здания должен быть по возможности минимальным. Для этого необходимо учесть расположение комнат и всех выходов из здания, включая аварийные.

Все работники обязаны знать и строго выполнять правила пожарной безопасности применительно к обслуживаемому участку. Они должны проходить инструктаж, обучение и проверку знаний в соответствии с действующими нормативными документами по СНиП 2.01.02 – 85.

Необходимо проводить обязательный текущий контроль средств пожаротушения и пожарной сигнализации.

В помещении проведена противодымовая сигнализация, присутствует углекислотный огнетушитель объемом 5 л, вследствие чего оно удовлетворяет требованиям противопожарной безопасности. Для эвакуации людей в офисном здании предусмотрены эвакуационные выходы. На стенах в коридорах развешены планы эвакуации, с указанием фамилии ответственного.

Выводы

В соответствии с приведенными в нормативных документах требованиями к рабочему месту рассмотрим, в какой степени этим требованиям соответствует рабочее место, на котором производилась работа.

Требования электробезопасности в рабочем помещении полностью соблюдены. Пожарная безопасность обеспечена наличием углекислотного огнетушителя объемом 5 л. План эвакуации людей в случае пожара и таблички «Выход» указывают на направление эвакуации.

На рабочем месте шумы и вибрации практически отсутствуют. Рабочее помещение расположено окнами во двор, поэтому уличных шумов и вибраций нет. Шум и вибрация создаются только работающими ПЭВМ и лазерным принтером, но они создают максимальный уровень шума до 40 дБА (по техническому паспорту), что соответствует меньше 50 дБА.

Концентрация вредных веществ в воздухе рабочего помещения определяется лишь городским воздухом. Ежедневно проводится влажная уборка, так что содержание пыли также невелико.

Рабочее место по части требований к микроклимату и вентиляции следует дополнить кондиционером, который бы осуществлял поддержание таких параметров, как влажность и температура в более узких установленных нормах.

Конструкция рабочего места и взаимное расположение всех его элементов (сиденье, органы управления, средства отображения информации) соответствуют антропометрическим, физиологическим и психологическим требованиям, а также характеру работы. Дисплей расположен так, что его верхний край находится на уровне глаз на расстоянии около 60 см, что укладывается в допустимые рамки от 60 до 70 см. Частота мерцания экрана $f_{мер} = 100 \text{ Гц}$, что соответствует условия $f_{мер} > 70 \text{ Гц}$.

Рабочее место расположено перпендикулярно оконным проемам, что исключает прямую и отраженную блескость экрана от окон и приборов искусственного освещения, которыми являются лампы накаливания. Интенсивность энергетических воздействий от ПЭВМ не превышает норм, допускающих работу в помещении в течение всего рабочего дня.

На основании вышесказанного можно сделать вывод, что рабочее место удовлетворяет экологическим нормам и требованиям безопасности. Работая за персональным компьютером, создавая модели в программных продуктах, человек не наносит ощутимого вреда ни себе, ни природной среде.

СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ

1. Донг Ван Хоанг, Фам Динь Ан. Обработка результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин при отсутствии позднего радиального режима фильтрации // Доклад XXII международном научном симпозиуме студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова «ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ И ОСВОЕНИЯ НЕДР»
2. Донг В., Фам А.Д., Сергеев В.Л. Модели и алгоритмы адаптивной идентификации результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин // Сборник тезисов докладов конгресса молодых ученых. Электронное издание [Электронный ресурс]. - Режим доступа: ссылка на страницу с тезисом, своб.
3. Нгуен Бао Тоан, Фам Динь Ан. Математическое описание процесса пленочной конденсации пара//Проблемы геологии и освоения недр : труды XXI Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 130-летию со дня рождения профессора М. И. Кучина, Томск, 3-7 апреля 2017 г. : в 2 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2017. — Т. 2. — [С. 758-760].
4. Фам Динь Ан. Деревообрабатывающая промышленность Вьетнама / Фам Динь Ан, Т. С. Глызина ; науч. рук. И. В. Шарф // Проблемы геологии и освоения недр : труды XXI Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 130-летию со дня рождения профессора М. И. Кучина, Томск, 3-7 апреля 2017 г. : в 2 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2017. — Т. 2. — [С. 904].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Рамазанов А. Ш., Нагимов В. М., Ахметов Р. К. Температурное поле в пласте с учетом термодинамических эффектов при работе скважины с переменным дебитом // Нефтегазовое дело. – 2013. – №1. – С. 527-538.
2. Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Гуляев Д.Н. Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых скважин. – М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. – 896 с.
3. Joshi S.D. Horizontal well technology. – Oklahoma: PenWell Publ. comp., 1991. – 381 p.
4. Хисамов Р.С., Сулейманов Э.И., Фархуллин Р.Г. Гидродинамические исследования скважин и методы обработки результатов измерений. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2000. – 228 с.
5. Kuchuk F.J., Onur M., Hollaender F. Pressure transient formation and well testing: Convolution, Deconvolution and Nonline Estimation. – Amsterdam: Elsevier, Developments in Petroleum Science, 2010. – 389 p.
6. Bourdet D., Ayoub J.A., Pirard Y.M. Use of pressure derivative in well test interpretation // Society of Petroleum Engineers. – 1984. – № 12777. – P. 293–302.
7. Сергеев В.Л. Системные основы управления процессами нефтегазодобычи– Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. – 144 с.
8. Интерпретация результатов гидродинамических исследований скважин методами регуляризации / М.Х. Хайруллин, Р.С. Хисамов, М.Н. Шамшиев, Р.Г. Фархуллин. – М.; Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика»; Институт компьютерных исследований, 2006. – 172 с.
9. Гидродинамический и геофизический мониторинг разработки сложнопостроенных месторождений углеводородов / А.И. Ипатов, М.И. Кременецкий, Д.Н. Гуляев, С.И. Мельников, И.С. Каешков, Н.А. Морозовский // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 9. – С. 68–72.
10. Сергеев В.Л. Интегрированные системы идентификации. Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 198 с.
11. Гаврилов К.С., Сергеев В.Л. Адаптивная интерпретация нестационарных гидродинамических исследований скважин в системе «пласт–скважина» методом интегрированных моделей // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Т. 321. – № 5. – С. 72–75.
12. Kuchuk F.J., Carter R.G., Atestaran L. Deconvolution of wellbore pressure and flow rate // Society of Petroleum Engineers. – 1990. – № 16394. – P. 53–59.
13. Тихонов А.Н., Арсенин В.Я. Методы решения некорректных задач. – М.: Наука, 1979. – 392 с.
14. Соколов В.А. Синергетическое моделирование разработки нефтяных месторождений нелинейными отображениями //

Нефтегазовое дело. – 2009. – Т. 7. – № 1. С. 155-166.

15. Корилов А.М., Сергеев В.Л., Севостьянов, Д.В. Сергеев П.В., Аниканов А.С. Технология проектирования адаптивной системы идентификации и прогноза производственных процессов в условиях неопределенности // Доклады ТУСУР. – 2011. – № 2(24), часть 2. С. 189-194.

16. Сергеев В.Л., Квесько Б.Б., Севостьянов Д.В. Интегрированные системы идентификации для мониторинга и управления разработкой нефтяных месторождений // в кн: Геология, разработка и эксплуатация нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. – М.: Изд-во «Нефть и газ», 2007. – С. 159–169.

17. Апарцин А.С. Неклассические уравнения Вольтерра I рода. Теория и численные методы. – Новосибирск: Наука, 1999. – 193 с.

18. Васин В.В., Скорик Г.Г. Решение задачи деконволюции в общей постановке // Труды Института математики и механики УрО РАН. – 2016. – Т. 22. – № 2. – С. 79–90.

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

20. Сергеев В.Л., Ву К.Д. К оптимизации адаптивных алгоритмов идентификации и интерпретации гидродинамических исследований с учетом влияния ствола скважины // Доклады ТУСУРа. – март 2016. – № 1 (39). – С. 98–102.

21. Гаврилов К.С., Сергеев В.Л. Адаптивная интерпретация нестационарных гидродинамических исследований скважин в системе «пласт–скважина» методом интегрированных моделей // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Т. 321. – № 5. – С. 72–75.

22. Иванов В.К., Васин В.В., Танана В.П. Теория линейных некорректных задач и её приложения. – М.: Наука, 1978

23. Пантелеев А.В., Летова Т.А. Методы оптимизации в примерах и задачах. – СПб.: Изд-во «Лань», 2015. – 512 с.

24. Сергеев В. magnetic sensor for turbogenerator diagnostics // Journal of Siberian Federal

25. Л., Донг Ван Хоанг. Адаптивная интерпретация гидродинамических исследований горизонтальных скважин с идентификацией псевдорadiaльного потока // Известия Томского политехнического университета. – 2017. – Т. 328. – № 10. – С. 67–73