

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

Инженерная школа природных ресурсов
Отделение нефтегазового дела
Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Управление разработкой и эксплуатацией нефтяных и газовых месторождений»

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
ИНТЕПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ SARPIR

УДК 622.243.24:532.571.122

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Хагай Данил Эдуардович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Сергеев Виктор Леонидович	д.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Романюк Вера Борисовна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Абраменко Никита Сергеевич			

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ДоцентОИЯ	Болсуновская Людмила Михайловна	к.ф.н		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Руководитель ОНД	Сергеев Виктор Леонидович	д.т.н.		

Томск – 2018 г.

Министерство образования и науки Российской Федерации

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов

Отделение нефтегазового дела

Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль «Управление разработкой и эксплуатацией нефтяных и газовых месторождений»

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ОНД

Сергеев В.Л.

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6В	Хагай Данил Эдуардович

Тема работы:

Особенности интерпретации гидродинамических исследований скважин с горизонтальным окончанием

Утверждена приказом директора

1396/с от 01.03.2018

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Исходными данными для работы являются: 1. Научные статьи, публикации на основе которых проводился литературный обзор и сравнительный анализ результатов ГДИС КВД. 2. Результаты интерпретации ГДИС 3. Данные о составе и свойствах пластового флюида 4. Результаты лабораторных исследований керна 5. Фактические данные по добыче и давлениям
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Методы интерпретация ГДИ горизонтальных скважин в программном комплексе Saphir при отсутствии поздние радиального потока.
Перечень графического материала	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Романюк В.Б.
Социальная ответственность	Абраменко Н.С.

Иностранный язык	Болсуновская Л.М.
------------------	-------------------

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
--	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Сергеев Виктор Леонидович	д.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Хагай Данил Эдуардович		

Министерство образования и науки Российской Федерации

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов
Отделение нефтегазового дела
Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Управление разработкой и эксплуатацией нефтяных и газовых месторождений»

Форма представления работы:

Магистерская диссертация
(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
19.03.2018	Теоретические аспекты ГДИС на горизонтальных скважинах	20
26.03.2018	Методы интерпретация ГДИ горизонтальных скважин в программном комплексе Saphig при отсутствии поздние радиального потока	20
09.04.2018	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
16.04.2018	Социальная ответственность	20
23.04.2018	Иностранный язык	20

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Сергеев Виктор Леонидович	д.т.н.,		

СОГЛАСОВАНО:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Руководитель ОНД	Сергеев Виктор Леонидович	д.т.н.,		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

№	Результаты обучения
1	2
P1	Применять глубокие естественнонаучные, математические, экономические и инженерные знания для решения научных и практических задач в нефтегазовом секторе экономики
P2	Применять глубокие профессиональные знания для решения междисциплинарных инженерных задач в области моделирования месторождений нефти и газа
P3	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределенных условиях
P4	Проявлять глубокую осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта, уметь использовать новые знания
P5	Использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса
P6	Соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
P7	Быстро ориентироваться и выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами математического моделирования технологических процессов и объектов
P8	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при разработке и реализации проектов, проводить экономический анализ затрат, экономической эффективности, маркетинговые исследования
P9	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести ответственность за результаты работы
P10	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности
P11	Активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Студенту:

Группа 2БМ6В	ФИО Хагай Данилу Эдуардовичу
-----------------	---------------------------------

Институт Уровень образования	магистр	Кафедра Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»
---------------------------------	---------	--------------------------------------	------------------------------------

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
<i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ) материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Оценка экономической эффективности применения «кривой восстановления давления» для исследования горизонтальных скважин в равнении с ГДИС на неустановившихся режимах</i>
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>РД 153-39-007-96 Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений.</i>
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>1. Налоговый кодекс Российской Федерации. 2. ФЗ-213 от 24,07,2009 в редакции от 09,03,2016 г. №55-ФЗ</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Обоснование целесообразности внедрения нового метода исследования скважин</i>
<i>2. Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Линейный график выполнения работ</i>
<i>3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей) финансовой, бюджетной социальной и экономической исследования</i>	<i>Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
<i>1. Совмещенный график зависимости технологической себестоимости от производственной программы.</i>	

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.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Хагай Д.Э.		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6В	Хагай Данилу Эдуардовичу

Институт	Кафедра	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Уровень образования	Магистратура		

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<i>Особенности интерпретации гидродинамических исследований горизонтальных скважин</i>
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 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). <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 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). 	<p>1. Производственная безопасность</p> <p>Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <ul style="list-style-type: none"> - отклонение показателей климата на открытом воздухе - запыленность и загазованность воздушной среды, токсичные вещества - механические опасности - повышенный уровень статического электричества - предлагаемые средства защиты
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению 	<ul style="list-style-type: none"> - Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - Анализ воздействия объекта на земельные ресурсы, флору и фауну.

экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: <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. 	<i>В данном разделе приводится перечень наиболее вероятных ЧС, возникающих на нефтепромысле, а так же мероприятия по их предотвращению, и, в случае возникновения, своевременной ликвидации.</i>
4. Законодательное регулирование при разработке нефтяных месторождений:	<i>В данном разделе приводятся перечень законов Российской Федерации, регулирующих охрану труда и безопасность жизнедеятельности при разработке нефтяных месторождений.</i>

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Хагай Данил Эдуардович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 115 с., рисунков, таблиц, источник, 1 приложение.

Ключевые слова: ГОРИЗОНТАЛЬНАЯ СКВАЖИНА, ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН, КРИВАЯ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ, АДАПТАЦИЯ.

Объектом исследования являются добывающие скважины с горизонтальной ориентацией ствола.

Основной целью данной работы является определение параметров нефтяных пластов по результатам гидродинамических исследований (ГДИ) горизонтальных скважин низкопроницаемых коллекторов в программном комплексе Saphir в условиях отсутствия на кривой восстановления давления (КВД) участка позднего радиального притока.

Скважины были обработаны с использованием адаптивного метода, интерпретации, где были определены оценки фильтрационных параметров и пластового давления. Сделано сравнение оценок полученных по методу адаптивной интерпретации и с использованием ПК Saphir . Показано, что метод адаптивной интерпретации позволяет значительно сократить время простоя скважин по сравнению с технологией, реализованной в программном комплексе Saphir.

Произведен анализ экономической эффективности адаптивного метода при интерпретации нестационарных гидродинамических исследований горизонтальных скважин.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Адаптация– процесс изменение параметров модели с целью наилучшего совмещения с замерными данными;

Интерпретация– обработка результатов гидродинамического исследования с целью получения параметров пласта и скважины.

В данной работе применены следующие сокращения соответствующими определениями:

ГДИС – гидродинамические исследования скважин;

ГТМ – геолого-технические мероприятия

ГРП – гидроразрыв пласта;

КВД – кривая восстановления давления

ПЗП – призабойная зона пласта

ПК – программный комплекс;

ПО – программное обеспечение;

ППД – поддержание пластового давления

РИГИС – результаты интерпретации геофизических исследований скважин;

ТМС – термоманометрическая система;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

ЭЦН – электроцентробежный насос.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	13
1. ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ.....	17
1.1 Теоретические основы интерпретации гидродинамических исследований по кривой восстановления давления в горизонтальных скважинах.....	18
1.2 Методы интерпретации результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин нефтяных месторождений.....	25
1.2.1 Метод детерминированных моментов.....	29
1.2.2 Метод наилучшего совмещения.....	32
1.2.3 Метод адаптивной интерпретации.....	35
2. ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	38
2.1 Информация о месторождении.....	38
2.1.1 Общие сведения о месторождении и участке недр.....	38
2.1.2 Стратиграфия.....	40
2.1.3 Тектоника.....	44
2.1.4 Нефтегазоносность.....	46
3. ВОССТАНОВЛЕНИЕ УЧАСТКА ПОЗДНЕГО РАДИАЛЬНОГО ПОТОКА КВД В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ SARPIR.....	50
3.1. Моделирование недовосстановленного участка КВД с использованием априорной информации о параметрах пласта и скважины.....	50
3.2. Моделирование недовосстановленного участка КВД с использованием результатов адаптивной интерпретации.....	67
4. РЕЗУЛЬТАТЫ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ SARPIR И МЕТОДОМ АДАПТИВНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ С ВЫДЕЛЕНИЕМ ПОТОКОВ ПО ПРОМЫСЛОВЫМ ДАННЫМ.....	75

4.1 Анализ точности определения параметров нефтяных пластов в ПК Saphir с восстановлением на КВД участка позднего радиального потока.....	75
5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	80
5.1. ЧИСТЫЙ ДИСКОНТИРОВАННЫЙ ДОХОД.....	81
5.2. Внутренняя норма доходности.....	82
5.3. Срок окупаемости.....	83
6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	85
6.1. Производственная безопасность	86
6.2 Экологическая безопасность.....	90
6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	93
6.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	94
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	96
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	98
Приложение I.....	101

ВВЕДЕНИЕ

Падение уровней добычи нефти на месторождениях Западной Сибири вынуждает задействовать в разработку трудноизвлекаемые запасы в низкопроницаемых коллекторах. Традиционный ввод месторождений в разработку с низкопроницаемыми коллекторами при бурении вертикальных скважин (ВС) может быть экономически невыгоден, а иногда невозможен, вследствие чего общий объем запасов окажется невовлеченным в промышленную разработку.

В таких условиях наиболее рациональным направлением для улучшения использования трудноизвлекаемых запасов является переход на систему разработки месторождения с использованием горизонтальных скважин. Скважины с горизонтальным окончанием имеют большую поверхность вскрытия пласта, уменьшают фильтрационное сопротивление в призабойной зоне и являются перспективным методом не только повышения производительности скважин, но и величины нефтеотдачи продуктивных пластов.

Горизонтальными скважины считаются с углом отклонения от вертикали около 90° , предназначение которых заключается в повышении производительности пласта-коллектора путем увеличения области дренирования. Преимущества горизонтальных скважин над вертикальными включают увеличение продуктивности, уменьшение скоростей движения флюидов, сокращение потерей давления, как следствие, уменьшение риска конусообразования.

Чтобы более точно определить запасы в труднообрабатываемых низкопроницаемых коллекторах, оценить возможность вовлечения их в разработку и обеспечить контроль за разработкой, необходимо получить достоверную информацию о продуктивном пласте. Основным источником информации о продуктивном пласте являются гидродинамические исследования скважин.

Гидродинамические исследования скважин на данный момент является наиболее информативным методом определения параметров нефтяных пластов, и занимает важное место в решении проблем информационного обеспечения разработки нефтяных месторождений.

Интерпретация горизонтальных скважин значительно сложнее аналогичных интерпретаций для скважин с вертикальным стволом. Это обусловлено тем, что приток в горизонтальной скважине совершенно иной, что связано с ее геометрическими характеристиками. Геометрические особенности ствола скважины также влияют на процесс перераспределения давления в самом пласте. Однако же если для инженера-технолога горизонтальные скважины без сомнения являются мечтой, то для интерпретатора ГДИ пытающегося провести анализ на неустановившихся режимах фильтрации по данным полученных в горизонтальных скважинах они своего рода кошмар. Причина постфактум достаточно очевидна: реальность гораздо сложнее модели.

Гидродинамическими исследованиями (ГДИ), позволяют проследить изменения в зависимости от депрессии или от времени фактического коэффициента продуктивности дебита и скин-фактор. Так же дают возможность оценить такие параметры, как фазовую проницаемость флюида, пластовое давление. Если скважина с горизонтальным окончанием, и в ней проводились мероприятия ГТМ, такие как гидроразрыв пласта (ГРП), становится возможным определить дополнительные параметры, такие как работающую длину горизонтального фильтра, полудлина крыла трещины, безразмерную проводимость трещины. Так же если ствол скважины горизонтальный в процессе интерпретации ГДИ становится возможным разделить скин-фактор на две составляющие: механический скин-фактор и геометрический скин-фактор. Механический скин-фактор зависит от множества параметров, характеризующие состояния призабойной зоны, а геометрический скин-фактор напрямую зависит от геометрии ствола скважины в пласте.

Таким образом, целью данной работы является определение параметров нефтяных пластов по результатам гидродинамических исследований (ГДИ) горизонтальных скважин низкопроницаемых коллекторов в программном комплексе Saphir в условиях отсутствия на кривой восстановления давления (КВД) участка позднего радиального притока. Для достижения поставленной цели необходимо выполнить следующие задачи:

1. Изучить способы и допущения классической теории интерпретации данных гидродинамических исследований горизонтальных скважин;

2. Обзор методов интерпретации результатов ГДИ горизонтальных скважин нефтяных месторождений

3. Прогнозирование недовосстановленного участка позднего радиального потока кривой восстановления давления (КВД) в программном комплексе Saphir и с использованием метода адаптивной интерпретации.

4. Анализ точности оценок параметров нефтяных пластов, полученные с помощью метода адаптивной интерпретации и метода синтетической (восстановленной) КВД в программном комплексе Saphir

5. Сравнить результаты интерпретации ГДИС, полученные с помощью адаптивной модели, с результатами интерпретации данных ГДИС в программном комплексе Saphir.

Защищаемое положения

Методы интерпретация ГДИ горизонтальных скважин в программном комплексе Saphir при отсутствии позднего радиального потока.

Теоретическая и практическая значимость работы

1. С учетом исходных данных выполнена оценка ФЕС пласта в области дренирования, определено пластовое давление и выполнен прогноз динамики добычи для исследуемой скважины.

2. Полученные данные по анализу в ПК Saphiri по методу адаптивной интерпретации кривой восстановления давления, позволят уточнить особенности работы пласта в области исследуемых скважин.

Степень разработанности темы исследования

В развитие проведения и обработки результатов гидродинамических исследований скважин значительный вклад вносят сотрудники научно-исследовательских и проектных институтов компании ПАО «НК «Роснефть», научно-технических центров ПАО «Газпром нефть».

Компания «СИАМ», осуществляющая подрядные работы по проведению ГДИС, регулярно проводит конференции по проблемам отрасли, а также публикует материалы по различным экспериментальным результатам, полученным в рамках проводимых работ.

В работах Сергеева В.Л. рассматриваются результаты адаптивной интерпретация КВД в горизонтальных скважинах с диагностикой потоков

Объект и предмет исследования

Объектом исследования является нефтяные эксплуатационные скважины с горизонтальным окончанием, вскрывающие продуктивные пласты. Предметом исследования являются результаты гидродинамических исследований скважин.

Обработка данных проведена в программном комплексе Saphir KAPPA-Workstation.

Доступ к рассматриваемой информации получен в рамках выполнения подрядных работ в составе штата геологов компании ООО «Альтаир» (г.Томск), которая производит полный комплекс работ, связанных с выполнением гидродинамических исследований на территории России и Республики Казахстан. Автор является непосредственным исполнителем приведенных в данной работе исследований. Название месторождения, объекта разработки в данной работе зашифровано, согласно желанию правообладателя.

1. ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

1.1. Теоритические основы интерпретации гидродинамических исследований по кривой восстановления давления в горизонтальных скважинах.

Скважины с горизонтальным окончанием активно используют для низкопроницаемых коллекторов со сложным геологическим строением, наличием литологического замещения и тектонических нарушений. Все эти факторы влияют на динамику перераспределения давления в ГС, что существенно мешает достоверному определению характеристики пластов и призабойной зоны скважины.

Гидродинамические исследования, в скважинах с горизонтальным окончанием и интерпретация полученных данных позволяют оценить:

- (1) Оценку свойств продуктивных интервалов;
- (2) Определить эффективную длины горизонтального ствола по отношению к пробуренной длине горизонтального ствола;
- (3) фильтрационные параметры в окрестности ствола ГС;
- (4) Выполнить расчет механического скин-фактора или степени загрязнения призабойной зоны пласта вследствие бурения [3];
- (5) Оптимальный режим эксплуатации;
- (6) Факторы, влияющие на эффективность работы скважины.

С точки зрения интерпретации гидродинамических исследований, горизонтальные скважины отличаются от вертикальных по следующим критериям:

(1) Открытый интервал, через который происходит приток флюида из пласта к скважине, имеет очень большую длину. Во многих случаях точное значение эффективной длины горизонтального ствола неизвестно, если не были произведены замеры дебита в разных точках горизонтального ствола.

(2) Вертикальная проницаемость играет большую роль, так как приток в вертикальном направлении значительный.

(3) Неустановившийся режим фильтрации в горизонтальных скважинах характеризуется несколькими типами притоков. Тем не менее, в зависимости от свойств пласта, один или несколько типов притока могут отсутствовать [1].

Кроме того, важными параметрами для определения типов притока при неустановившемся режиме фильтрации в горизонтальных скважинах являются отношение вертикальной проницаемости к горизонтальной (k_z/k_r), положение горизонтального ствола по отношению к толщине пласта (z_w/h), а также эффективная длина горизонтального ствола относительно толщины пласта (L_w/h) [1].

Исследования в области подземной гидромеханики показали, что процесс фильтрации жидкости в горизонтальных скважинах можно представить в виде комбинации последовательно сменяющихся простых режимов течения радиальный, линейный и поздний радиальный приток. Такой подход является упрощением реального процесса, однако при этом позволяет схематизировать решение данной задачи и получить аналитические решения [2].

Выделим три основных вида притока в скважинах с горизонтальным окончанием:

1. начальный радиальный режим приток в вертикальной плоскости;
2. начальный линейный режим приток;
3. позднее радиальный приток в горизонтальной плоскости;

В некоторых случаях могут выделяться и другие типы притока:

4. Полурадиальный – когда скважина расположена несимметрично относительно вертикальных границ пласта, т.е. ближе к кровле или подошве; 5. Сферический – наблюдается, когда длина горизонтальной секции меньше толщины пласта;

6) Поздний линейный – когда скважина пробурена в коллекторе каналового типа, где ширина канала больше длины горизонтального ствола [2].

При вводе скважины в работу первоначальный выход на поверхность происходит вследствие расширения флюидов, находящихся в сжатом состоянии в стволе скважины. Прежде чем коллектор начнет работать через

вскрытую поверхность забоя, имеет место задержка во времени. В течение этой задержки во времени режим потока называется влиянием объема ствола скважины. Когда скважина закрывается на устье, дебит притока со вскрытой поверхности не сразу падает до нуля, и скважина продолжает давать приток в закрытом стволе[2]. После того как заканчивается влияние ствола скважины, развивается ранний радиальный приток в вертикальном направлении к горизонтальному стволу скважины. Период раннего радиального притока заканчивается, когда распределение давления достигает кровли или подошвы пласта. Когда горизонтальный ствол имеет большую длину, начинает развиваться линейный период притока. В больших коллекторах после определенного количества времени развивается псевдо радиальный приток, после псевдо-радиального притока существует вероятность возникновения позднего линейного притока, если коллектор ограничен латерально. Если горизонтальная скважина расположена в пределах латеральных границ несимметрично, и одной из этих границ волна распространения давления достигнет раньше, может наблюдаться полурadiaльный режим притока. Если исследование длится достаточно долго, то в зависимости от граничных условий, может быть достигнут псевдо-установившийся или установившийся режим притока, что представлено на рисунке 1.1.

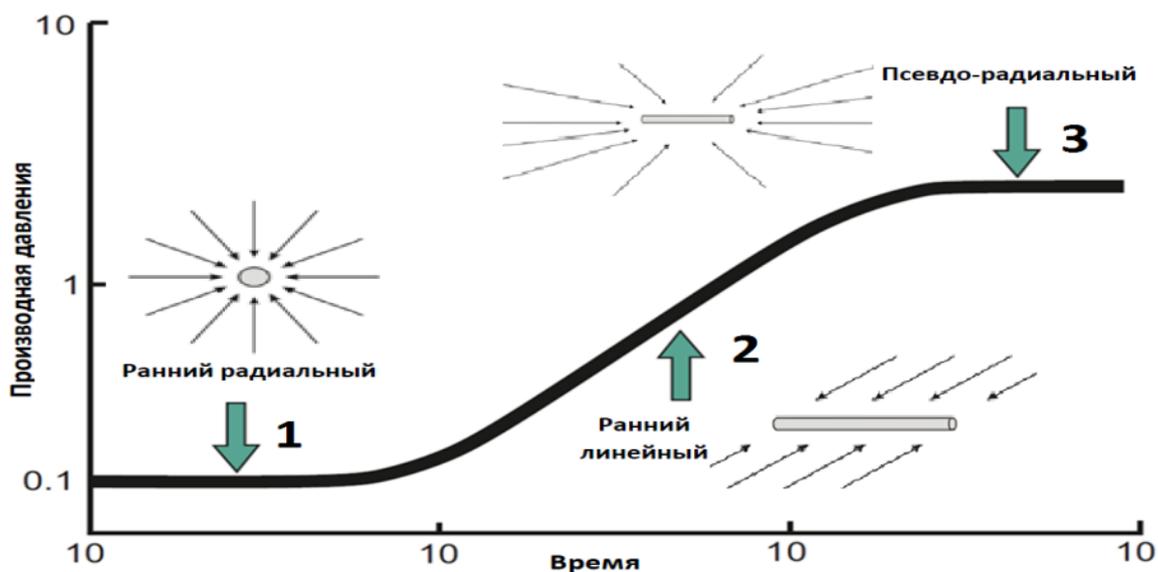


Рисунок 1.1 – Классический диагностический график производной давления для горизонтальной скважины в бесконечном пласте

Первый режим потока, часто скрытый за объемом ствола, это псевдорadiaльное течение в вертикальной плоскости, по аналогии с радиальным потоком в вертикальной скважине (рисунок 1.2). Течение является радиальным и эквивалентно притоку к совершенной по степени вскрытия вертикальной скважине в бесконечном пласте. В начальный момент времени приток происходит только в вертикальной ($y-z$) плоскости перпендикулярно горизонтальному стволу, из-за этого течение притока можно представить в виде эллипса. Перераспределения давления в вертикальной плоскости длится до достижения верхней и нижней границ пласта, после чего начинается переходный период. Поскольку приток к горизонтальному стволу происходит в вертикальной плоскости, то по динамике перераспределения давления в этой зоне можно определить вертикальную проницаемость, а, значит, и коэффициент анизотропии пласта[4]. В большинстве случаев горизонтальная анизотропия игнорируется, и в проницаемость входят только вертикальная и радиальная составляющие. Мощность соответствует составляющей длине добывающей скважины. Проблема в том, что ввиду небольшой продолжительности данный вид притока не всегда можно диагностировать при

интерпретации ГДИ, так как говорилось выше, он часто скрыт за влиянием ствола скважины в призабойной зоне.

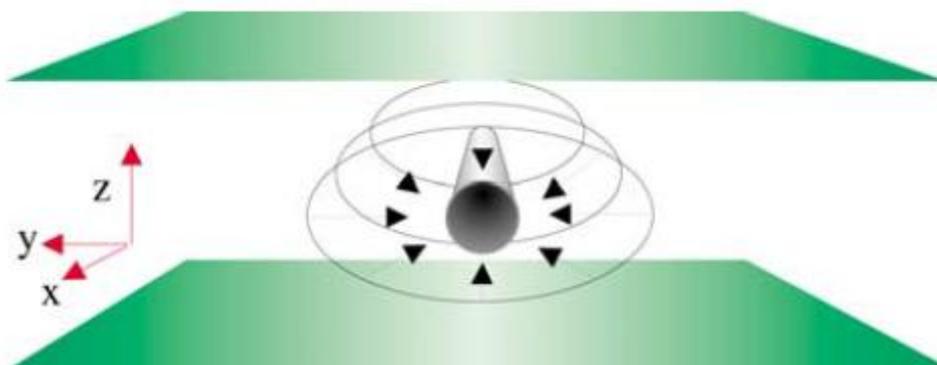


Рисунок 1.2 – Начальный радиальной режим притока в горизонтальной скважине:

Зависимость давления от времени при таком режиме течения в бесконечном пласте имеет вид [6]:

$$p_i - p_{wf} = \frac{162,6q_0\beta_0\mu_0}{\sqrt{k_y k_z L_h}} \left(\log \frac{\sqrt{k_y k_z t}}{\varphi c_t \mu_0 r_{w,eq}^2} - 3,23 + 0,868s \right) \quad (1.1)$$

Начальный линейный режим притока (рисунок 1.3) является характерной особенностью фильтрации горизонтальных скважин. Возникает тогда, когда длина горизонтального ствола больше эффективной мощности пласта. При относительно высокой вертикальной проницаемости геометрический скин-фактор будет отрицательным, а вторым режимом потока будет линейное течение между верхней и нижней границами. Производные Бурдэ будут следовать половинному единичному уклону. При низкой вертикальной проницаемости геометрический скин-фактор оказывается положительными, а поведение второго режима потока будет аналогично тому, что наблюдается в скважинах с ограниченным забором. Линейный приток происходит в горизонтальном направлении, в виде прямых параллельных кровле и подошве линий, направленных в сторону ствола скважины, при этом перпендикулярны ему.

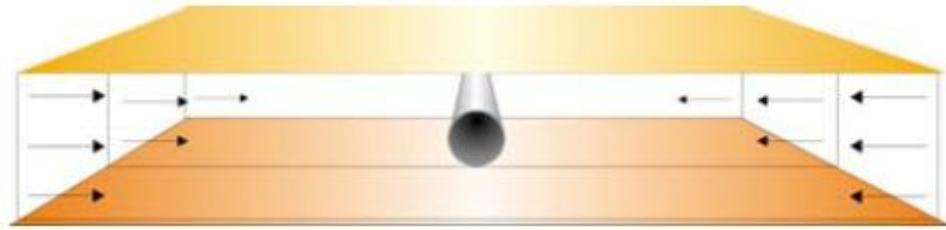


Рисунок 1.3 – Линейный режим притока к горизонтальному стволу скважине.

Зависимость давления от времени при таком режиме течения в бесконечном пласте имеет вид [6]:

$$P_i - P_{wf} = \frac{8,128q\beta_0}{Lh} \sqrt{\frac{t}{k_y \phi \mu_0 C_t}} + \frac{141,2q_0 \mu_0 \beta_0}{L \sqrt{k_h k_v}} (S_z + S) \quad (1.2)$$

Линейный режим притока также далеко не всегда диагностируется, связано это с тем, что данный вид притока совпадает с переходной стадией между начальным радиальным и поздним радиальным притоками. В этом случае не всегда можно схематизировать течение как преимущественно линейное. Во многих случаях начальный линейный приток отдельно не показывают, поскольку его идентификация далеко не всегда возможна. Длительность линейного режима притока на начальной стадии пропорциональна квадратному корню из длины горизонтального участка скважины. В фактических скважинах в работе участвует не вся длина горизонтального окончания, а лишь отдельные зоны, в результате чего рассчитанная длительность периода может не совпадать с реальной[4].

Третий режим потока – это позднее радиальное течение (рисунок 1.4) эквивалентное потоку в вертикальной скважине, при стабилизации второй производной, представляющей обычный kh , если коллектор считается изотропным. Схему притока также можно представить в виде эллипса, поэтому во многих источниках данный вид притока называется не радиальным, а псевдорadiальным. При переходе от одного вида режима притока к другому на полулогарифмическом графике координат наклон изменится в два раза, а

именно при диагностике данного вида притока определяется такой параметр, как проницаемость пласта в горизонтальной плоскости.

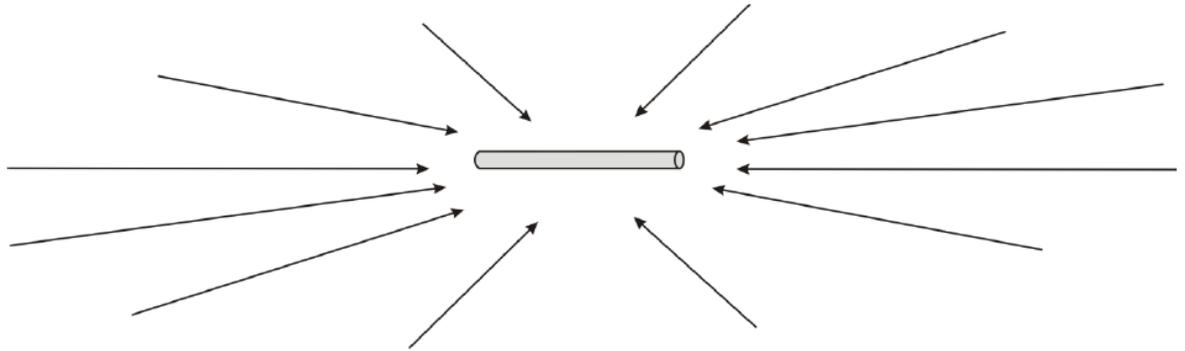


Рисунок 1.4 – Схема позднего радиального режима притока к стволу горизонтальной скважины

На расстоянии, превышающие длину горизонтального фильтра скважины, линии тока будут параллельны кровле и подошве и направлены к скважине. Период псевдо-радиального притока подходит к концу, когда волна распространения давления достигает одной из внешних границ.

Поведение давления во время псевдо-радиального режима:

$$\Delta P = \frac{162,6q\mu B_0}{k_r h} \left[\lg \left(\frac{4k_r t}{m\mu C_f L^2} \right) - 2,527 \right] + \frac{141,2q\mu B_0}{k_r h} S_z + \frac{141,2q\mu B_0}{L\sqrt{k_r k_v}} S \quad (1.3)$$

Поздний линейный режим притока (рисунок 1.5) наблюдается в коллекторах, ширина которых ограничена или наступает влияние соседнего фонда скважины. Данный режим притока проявляется, когда волна распространения давления достигает латеральных границ, и приток в этом направлении становится псевдо-установившимся

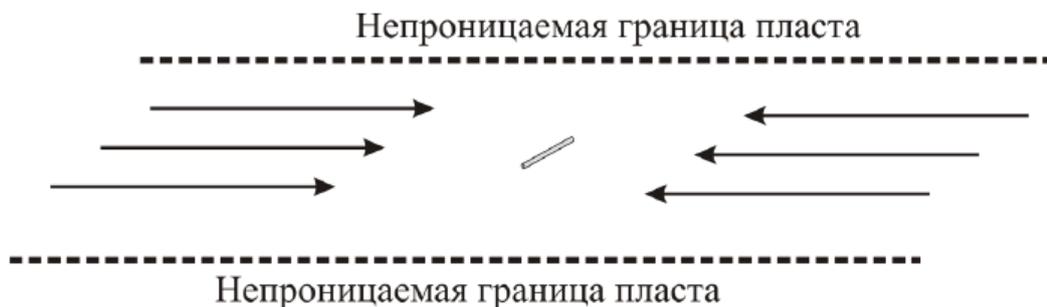


Рисунок 1.5 – Приток к горизонтальному стволу скважины при наличии параллельных непроницаемых границ

Граничные условия, могут проявляться не только на последней стадии исследования, они проявляются в зависимости от расстояния до влияющего фактора. Такие случаи сложны для интерпретации и требуют знания геологии пласта и работы окружающих скважин. Однако возможен и противоположный случай, когда граничные условия просто не успеют проявиться, в таком случае пласт можно рассматривать как бесконечный[4].

Выделение типов притока практикуется при интерпретации гидродинамических исследований, поскольку различные виды притока будут приводить к разным конфигурациям перераспределения давления. Наиболее удобный способ идентификации режимов течения предложил Bourdet[63]. В двойных логарифмических координатах строится кривая изменения давления от времени, а также производная давления по логарифму времени $\frac{\partial \Delta p}{\partial (\ln \Delta t)}$.

Поведение давления при этом описывается уравнением:

$$\Delta P = \frac{8,128qB_0}{Lh} \sqrt{\frac{\mu t}{k_h m C_i}} + \frac{141,2q\mu B_0}{k_h h} S_z + \frac{141,2}{L\sqrt{k_h k_v}} S \quad (1.4)$$

Выделение определенного режима притока диагностируется по углу наклона на производной давления. На рисунке 1.6 представлен диагностический график с основными видами притока в горизонтальной скважине.

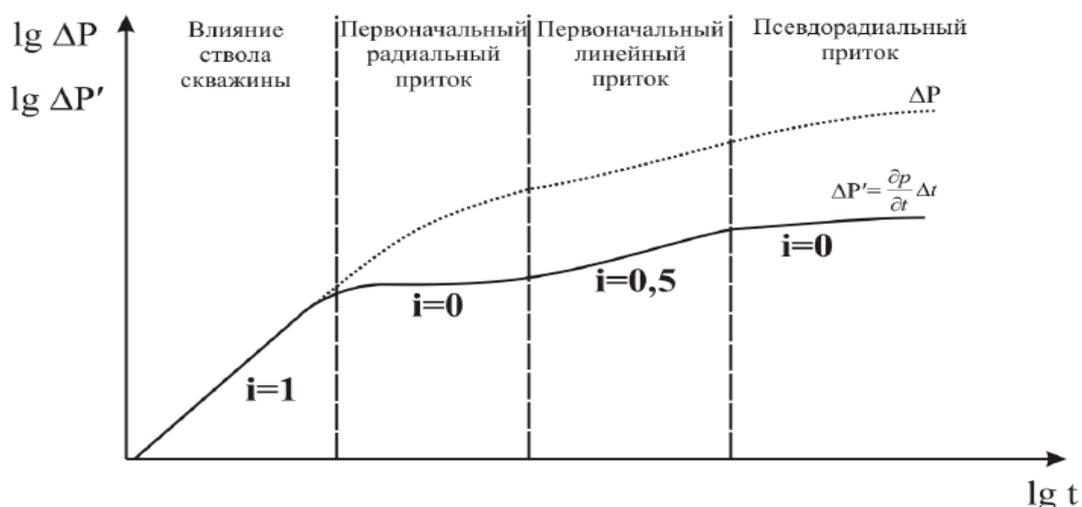


Рисунок 1.6 – Диагностический график с основными видами притока в горизонтальной скважине.

На диагностическом графике прямолинейный участок с наклоном $i = 1$ характеризует перераспределения давления в стволе скважины. ВСС скважины длится, пока кривые давления и производная давления на графике имеют одинаковый единичный наклон. Радиальный режим приток характеризуется наклоном $i = 0$, а линейный режим притока – $i = 0,5$.

Однако динамика перераспределения давления в реальных скважинах гораздо сложнее, ее не всегда можно выделить последовательно. На диагностическом графике кривая производная Бурде не всегда имеет идеальный вид, поэтому при построении производной давления применяются такую функцию как сглаживание. Такая процедура может привести к недостоверной информации, которая скажется на результате интерпретации гидродинамического исследования.

1.2 Методы интерпретации результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин нефтяных месторождений.

ГДИС – это система мероприятий, проводимых на скважинах по замеру с помощью глубинных и устьевых приборов ряда величин (изменения забойных давлений, дебитов, температур во времени и др), с последующей обработкой измеряемых данных в специальных программных продуктах, анализ и интерпретация полученной информации о продуктивных характеристиках - параметрах пластов и скважин.

Сложность интерпретации гидродинамических исследований, в скважинах с горизонтальным окончанием, обсуждалась многими авторами. Возможные причины затруднения могут быть зависимость замеров давления не только от свойств пласта-коллекторов, но и от ориентации и геометрии скважины [22].

Исследования проводятся на установившихся и неустойчивых режимах. В фонтанирующих скважинах эту информацию получают по данным ИК и КВД. В большинстве эксплуатационных скважин добыча осуществляется

механизированным способом. В такой ситуации конструкция скважины не позволяет опустить прибор (манометр) на забой, и единственными параметрами, регистрируемыми при гидродинамических исследованиях, являются КВУ с регистрацией дебита, а также положения динамического и статического уровня жидкости в скважине.

Итак, ГДИС наиболее часто проводят с использованием методов ИК, КВД, КВУ, КПД

Наиболее информативными и широко применяемыми в мире являются исследования на неустановившихся режимах, кривые восстановления забойных давлений (КВД) и кривые падения давления (КПД). Метод КВД основан на зависимости перераспределения давления во времени:

$$P(r, t) = P_{\kappa} - \frac{Q\mu_{\kappa}}{4\pi kh} - \left[-Ei\left(\frac{-r^2}{4\chi t}\right) \right], \quad (1.2.1)$$

где $Ei(\dots)$ – интегральная показательная функция.

χ - пьезопроводность, м²/с.

Уравнение пьезопроводности показывает, как в элементарном объеме породы давление будет изменяться во времени, как функция локального градиента давления вокруг этого элементарного объема. [13].

Формула (1.2.1) представляет основную формулу теории упругого режима фильтрации жидкости, поскольку активно используется при обработке данных исследований на неустановившихся режимах. Это линейное уравнение выведено на основе синтеза уравнения неразрывности, динамического уравнения фильтрации - закона Дарси, уравнения состояния пористой среды и насыщающей жидкости.

Чтобы определить параметры пласта с помощью сопоставления реальных замеров давления с типовыми кривыми, необходимо принять допущение о том, что пробуренная длина горизонтального ствола скважины L равна эффективной L_w (по которой происходит приток флюида в скважину). Данное допущение

редко соблюдается в реальности из-за неоднородности пласта-коллектора и некачественно проведенного бурения. В последствии изменение значения L приведет к изменению безразмерной длины горизонтального ствола и безразмерного радиуса скважины rwD , что в свою очередь выразится в необходимости другого набора типовых кривых для разных значений rwD , чтобы сопоставить их с полученными данными по давлению. Данная проблема подчеркивалась многими исследователями, в том числе С. Джоши [3] и Д. Бурде [21].

Так, С. Джоши [3] отмечает, что данные гидродинамических исследований горизонтальных скважин сложны для интерпретации из-за нереалистичных допущений о том, что траектория скважины является идеально горизонтальной и параллельной кровле и подошве пласта, в то время как реалистичные траектории горизонтальных скважин в большинстве своем змеевидные. Нарушение этого допущения в реальных скважинах может привести к ситуации, где волна распространения давления в одной из частей горизонтального ствола достигнет границы коллектора раньше остальных. Эти вариации по всей длине горизонтального ствола оказывают влияние на работу манометра, установленного в скважине. Тем не менее, влияние искривления траектории горизонтальных скважин на замеры давления при проведении гидродинамических исследований еще не изучено в достаточной степени.

Более того, процесс определения эффективной длины горизонтального ствола скважины достаточно сложен из-за сочетания отрицательного (вызванного увеличением площади дренирования) и положительного (вызванного загрязнением ПЗП, несовершенством по степени вскрытия и типом заканчивания скважины) скин-факторов. Интерпретация данных всех режимов течения, за исключением раннего радиального, позволяет определить только эффективный скин-фактор, т.е. сумму положительных и отрицательных. Более того, если часть горизонтальной скважины вскрывает не продуктивный интервал, возникает дополнительное положительное значение скин-фактора.

Простейший способ оценки параметров пласта по фактическим данным замеренных КПД-КВД (после пуска скважины с $q=\text{const}$ или остановки скважины, долгое время работавшей с $q=\text{const}$) схематически заключается в следующем рисунок 1.7:

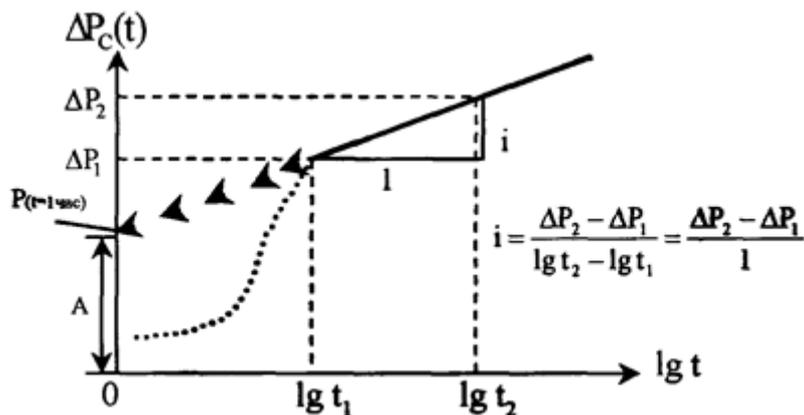


Рисунок 1.7 – Схематическое представления кривой восстановления давления в полулогарифмических координатах

1) фактическая КПД-КВД строится в полулогарифмических координатах;
 2) по нанесенным точкам находится (выделяется) прямолинейный участок графика (в простейшем случае «на глаз» проводится прямолинейная касательная для точек в поздние моменты времени - по последним точкам; по методу наименьших квадратов с последовательным отбрасыванием начальных точек и определением коэффициентов корреляции или с помощью более сложных процедур линейного и нелинейного регрессионного анализа и др.). Этот пункт вызывает неопределенность в итоговых результатах;

3) затем по прямолинейному участку графика определяются численные значения его уклона i и отрезка A ;

4) из этих соотношений по найденным i и A находят (оценивают) гидропроводность.

5) иногда предлагается последующее расчленение этих комплексных параметров, принимая известные значения вязкости, толщины пласта, пористости, упругоёмкости и коэффициентов гидродинамического

несовершенства скважин с целью оценки коэффициентов продуктивности (приемистости) скважины и пьезопроводности .

Метод заключается в выделении на кривой прямолинейный участок (t_n, t_k) – и определение параметров α_1, α_2 линейной модели вида:

$$y^*(t_i) = \alpha_1 + \alpha_2 x_i, i = \overline{1, n_1}, \quad (1.2.2)$$

где $y^*(t_i) = P_3^* - P_3(t_0), i = \overline{1, n_1}$ - приведенные значения забойного давления;
 $x_i = \log t_i, i = \overline{1, n_1}$ - время в логарифмических координатах; n_1 – число точек на участке (t_n, t_k); α_1, α_2 - параметры, связанные с фильтрационными параметрами пласта k и χ [5]:

$$\alpha_1 = \frac{\mu q_0}{4\pi kh}, \alpha_2 = \frac{q_0}{4\pi\sigma} \log\left(\frac{2,25\chi}{r_c^2}\right) \quad (1.2.3)$$

Исследование параметров пласта в удаленных зонах является главным преимуществом ГДИ по сравнению с керновыми и геофизическими исследованиями

Вышерассмотренный простейший метод был предложен одним из первых и является традиционным и общепринятым, подход носит название «метод касательной» или «метод MDH». В дальнейшем на основе принципа суперпозиции Хорнером была разработана вариация данного метода для случая, когда скважина находится в кратковременной отработке перед остановкой.

1.2.2 Метод детерминированных моментов.

Метод заключается в вычислении интегралов вида:

$$\mu_k = \int_{t_0}^{\infty} (P_{nl} - P_3^*(t)) t^k dt, k = 0, 1, 2, \quad (1.2.4)$$

где μ_k – детерминированный момент порядка k , $P_3^*(t_i)$, $i = \overline{1, n}$ - измеренные значения забойного давления.

Точное значение детерминированных моментов (1.2.4) определить достаточно трудно, так как необходимо восстановить значения забойного давления в интервале (T, ∞) и знать значение пластового давления $P_{пл}$. В этой связи на практике используются оценки детерминированных моментов вида:

$$\mu_k^* = \int_{t_0}^T (P_{пл}^* - P_3^*(t))^k dt \approx \sum_{i=1}^T (P_{пл}^* - P_3^*(t_i))^k + P_{пл}^* - P_3^*(t_0), k = 0, 1, 2, \dots, \quad (1.2.5)$$

где μ_k^* оценка детерминированного момента порядка k ,

$$P_{пл}^* = P_3^*(T) = \int_{t_1}^T \frac{dP_3^*(\tau)}{d\tau} + P_3(t_0) - \text{оценка пластового давления к моменту времени } T,$$

$\mu_k^* \rightarrow \mu_k$ при $T \rightarrow \infty$, $n \gg 1$ и $P_{пл}^* \rightarrow P_{пл}$.

Для корректного вычисления производной $\frac{dP_3^*(\tau)}{d\tau}$ от измеренных с ошибками значений забойного давления необходимо использовать соответствующие процедуры - сглаживающие сплайны, непараметрическое сглаживание и т. п.

Приведем наиболее используемые выражения для первых трех детерминированных моментов:

$$\begin{aligned} \mu_0 &= \frac{q_0}{8\pi} \left(\frac{kh}{\mu} \right)^{-1} \frac{R^2}{\chi}, \\ \mu_1 &= \frac{5q_0}{256\pi} \left(\frac{kh}{\mu} \right)^{-1} \left(\frac{R^2}{\chi} \right)^2, \\ \mu_2 &= \frac{23q_0}{3456\pi} \left(\frac{kh}{\mu} \right)^{-1} \left(\frac{R^2}{\chi} \right)^3. \end{aligned} \quad (1.2.6)$$

Зная оценки детерминированных моментов, можно определить оценки гидропроводности и пьезопроводности пласта по формулам:

$$\sigma^* = \frac{4q_0\mu_1^*}{5\pi(\mu_0^*)^2}, \chi^* = \frac{6,4\mu_0^*(R^*)^2}{\mu_1^*} \quad (1.2.7)$$

где R^* - оценка радиуса контура питания скважины (обычно равна половине расстояния между скважинами).

$$\begin{cases} P_3^*(t_i) = P_3(t_i, t_0, q(t_i), \alpha) + c_1 \xi_i, i = \overline{1, n} \\ \overline{P}_{nl}^j = \int_{t_0}^T \frac{dP_3(\tau, \alpha)}{d\tau} d\tau + c_2 \eta_{j1} = P_{nl}(T, \alpha) + c_2 \eta_{j1}, j = \overline{1, m_1} \\ \Gamma_k \overline{\alpha}_{kj} = \Gamma_k \alpha_{kj} + c_3 \eta_{kj2}, k = \overline{1, m}, j = \overline{1, m_2} \\ \overline{S}_j = \int_{t_0}^T q(\tau, G\alpha) d\tau + c_4 \eta_{j3} = S(T, G\alpha) + \eta_{j3}, j = \overline{1, m_3} \end{cases} \quad (1.2.8)$$

где

1. $P_3^*(t_i), i = \overline{1, n}$ - имитируемые значения забойного давления в моменты времени t_i ;
2. $P_3(t_i, t_0, q(t_i), \alpha)$ - модель кривой восстановления забойного давления;
 t_0 – время остановки;
3. $\alpha = (\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_m)$ - вектор фильтрационных параметров пласта, включая параметры, которые входят в модель дебита жидкости скважины после её остановки;
4. $\overline{P}_{nl}^j, j = \overline{1, m_1}$ - имитируемые значения экспертных оценок пластового давления;
5. $\overline{\alpha}_{kj}, k = \overline{1, m}, j = \overline{1, m_2}$ - имитируемые значения экспертных оценок фильтрационных параметров нефтяного пласта;
6. $\overline{S}_j, j = \overline{1, m_3}$ - имитируемые значения экспертных оценок накопленной жидкости в стволе скважины после её остановки;
7. G и $\Gamma = \text{diag}(\Gamma_k, k = \overline{1, m})$ - диагональные индикаторные матрицы;
8. $q(\tau, G\alpha)$ - модель притока жидкости после остановки скважины;
9. $S(T, G\alpha)$ - модель накопленной за время T жидкости после остановки скважины;
10. Случайные величины $\xi_i, i = \overline{1, n}, \eta_{j1}, j = \overline{1, m_1}, \eta_{kj2}, k = \overline{1, m}, j = \overline{1, m_2}, \eta_{j3}, j = \overline{1, m_3}$ - ошибки замера забойного давления и ошибки задания экспертных оценок и дополнительных априорных сведений.

$$\left\{ \begin{array}{l} P_3^*(t_i) = P_3(t_i, t_0, q(t_i), \alpha) + c_1 \xi_i, i = \overline{1, n} \\ \overline{P}_{n1} = \int_{t_0}^T \frac{dP_3(\tau, \alpha)}{d\tau} d\tau + \eta_1 = P_{n1}(T, \alpha) + \eta_1, \\ \Gamma_k \overline{\alpha}_{km2} = \Gamma_k \alpha_k + \eta_2, k = \overline{1, m}, \\ \overline{S}_{m3} = \int_{t_0}^T q(\tau, G\alpha) d\tau = S(T, G\alpha) + \eta_3, \end{array} \right. \quad (1.2.9)$$

где

$$1. \quad \overline{P}_{n1} = \sum_{j=1}^m \overline{P}_{n1}^j - \text{среднее значение имитируемых экспертных оценок}$$

пластового давления;

$$2. \quad \overline{\alpha}_{km2} = \sum_{j=1}^{m_2} \overline{\alpha}_j, k = \overline{1, m} - \text{среднее значение имитируемых экспертных}$$

оценок фильтрационных параметров нефтяного пласта;

$$3. \quad \overline{S}_{m3} = \sum_{j=1}^{m_3} \overline{S}_j, j = \overline{1, m_3} - \text{среднее значение имитируемых экспертных}$$

оценок накопленной жидкости в скважине;

Полученные оценки проницаемости и пьезопроводности могут быть использованы в качестве дополнительной априорной информации. Например, для моделей КВД (1.2.8), (1.2.9) в качестве априорных данных о параметрах α_1 , α_2 можно использовать их оценки, которые получены на основе метода детерминированных моментов:

$$\overline{\alpha}_1 = \frac{1}{4\pi\sigma^*}, \quad \overline{\alpha}_2 = \frac{2,25\chi^*}{r_c^2} \quad (1.2.10)$$

На основе метода детерминированных моментов производится расчет диагностического коэффициента:

$$d^* = \frac{\mu_0^* \mu_2^*}{(\mu_1^*)^2} \quad (1.2.11)$$

Диагностический коэффициент используется в качестве критерия выбора вида модели КВД, соответствующей типу пласта коллектора.

1.2.3 Метод наилучшего совмещения

Для более точного определения параметров линейной модели α_1, α_2 (1.2.11) в программном обеспечении ГДИС широко используют метод наилучшего совмещения, который фактически представляет метод наименьших квадратов, широко используемый в задачах идентификации систем и обработки экспериментальной информации. Суть метода заключается в определении оптимальных значений параметров модели путем минимизации квадратичного критерия качества:

$$J(a) = (y^* - y(\alpha))^T (y^* - y(\alpha)) \quad (1.2.12)$$

где $y^* = (y^*(t_1), y^*(t_2), \dots, y^*(t_n))^T$ - вектор столбец приведенных значений забойного давления в моменты времени $t_i, i = \overline{1, n}$; $y = (y(t_1, \alpha), y(t_2, \alpha), \dots, y(t_n, \alpha))$ - вектор-столбец значений забойного давления, полученных на основании модели КВД.

Определение оценок α^* параметров α в методе наилучшего совмещения сводится к оптимизационной задаче:

$$\alpha^* = \arg \min_{\alpha} J(\alpha) \quad (1.2.13)$$

При использовании линейной модели КВД (1.2.3) задача оптимизации (1.4.11) сводится к решению соответствующей СЛУ, оценки параметров рассчитываются по формуле:

$$\alpha_1^* = \frac{1}{n_1} \sum_{i=1}^{n_1} y_i^* + \alpha_2^* \bar{x}, \alpha_2^* = \frac{\sum_{i=1}^{n_1} y_i^* \cdot (x_i - \bar{x})}{\sum_{i=1}^{n_1} (x_i - \bar{x})^2} \quad (1.2.14)$$

Отметим, что метод наилучшего совмещения используют и для нелинейной по параметрам модели КВД, и в случае использования процедуры Гаусса-Ньютона совпадает с методом идентификации интегрированной системы модели КВД при значениях управляющих параметров, равных нулю.

Одним из последних серьезных достижений в области интерпретации гидродинамических исследований является метод деконволюции. В реальности процесс исследования или эксплуатации скважины весьма далек от постоянства. Дебиты меняются во времени, а эксплуатационные характеристики обычно так искажены, что мы обычно фокусируемся только на периодах бездействия (закрытия). Метод деконволюции позволил использовать информацию не только по одному определенному участку, а всю имеющую информацию в совокупности.

Сущность метода деконволюции заключается в оптимизации. Вместо того, чтобы оптимизировать параметры модели в конце процесса интерпретации, используется дискретное представление искомой производной, с ним проводятся манипуляции смещения и изгибания до тех пор, пока оно не будет следовать выбранным данным за интеграцией, чтобы выдать из производной удельную единичную характеристику изменения давления; затем используется конволюция, чтобы учесть дебиты[6].

Необходимо, чтобы результирующая кривая производной несла те же, отличительные признаки, что и используемые различные аналитические и численные модели. Чтобы добиться этого, производится автоматическое сопоставление в приемлемости полной кривизны характеристики.

После получения развернутой производной, производится операция интеграции, чтобы получить характеристику давления и показать на графике в двойном логарифмическом масштабе и давление, и производную. Так как это теоретическая характеристика для постоянного дебита, производится согласование развернутых данных деконволюции с моделями депрессии, а не наложенными моделями[6].

Поскольку развернутая характеристика не имеет прямого отношения к данным, а является результатом оптимизации, которая возможно не совершенна, необходимо следить за реальными данными путем наложения модели, смотреть на совмещение с данными за длительный период времени по реальному, а не развернутому сигналу[6].

Алгоритм деконволюции можно рассмотреть как нелинейную регрессию на кривой Бурде. Производную давления можно интегрировать и накладывать на замеренные данные до тех пор, пока не получим наилучшее сопоставление интерпретирующих данных. Метод деконволюции реализован в программных продуктах, таких как EcrinSaphir, PanSystem и вводят для адаптивной интерпретации.

1.2.4 Метода адаптивной интерпретации

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]:

$$\begin{cases} P_{3,n}^* = f_3(\mathbf{a}_n, q_n) + \xi_n, \\ \bar{\mathbf{z}}_n = \mathbf{f}_a(\mathbf{a}_n) + \boldsymbol{\eta}_n, n = \overline{1, n_k}, \end{cases} \quad (1.2.15)$$

где $P_{3,n}^*, f_3(\mathbf{a}_n, q_n)$ - векторы фактических значений забойных давлений в текущий момент времени t_n и вычисленных значений на основе модели f_3 , заданной с точностью до параметров $\mathbf{a}_n = (\alpha_{1n}, \alpha_{2n}, \dots, \alpha_{mn})$; $\bar{\mathbf{z}}_n = (\bar{z}_{1n}, \bar{z}_{2n}, \dots, \bar{z}_{pn})$ - 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.); $\mathbf{f}_a(\mathbf{a}_n, q_n)$ - 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{a}_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 $\mathbf{f}_a(\boldsymbol{\alpha}_n, q_n)$ в рамках системы (2.2.1)

$$\left\{ P_{z,n}^*, \bar{\mathbf{z}}_n, f_z(\boldsymbol{\alpha}_n, q_n), \mathbf{f}_a(\boldsymbol{\alpha}_n, q_n), n = \overline{1, n_k} \right\}; \quad (1.2.16)$$

2. выбор показателей качества моделей и решение оптимизационных задач:

$$\boldsymbol{\alpha}_n^*(\boldsymbol{\beta}_n) = \arg \min_{\boldsymbol{\alpha}_n} \Phi(J_0(\boldsymbol{\alpha}_n), \beta_k J_k(\boldsymbol{\alpha}_n), k = \overline{1, p}), n = \overline{1, n_k}, \quad (1.2.17)$$

$$\boldsymbol{\beta}_n^* = \arg \min_{\boldsymbol{\beta}_n} J_0(\boldsymbol{\alpha}_n^*(\boldsymbol{\beta}_n)), \quad (1.2.18)$$

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 $J_0(\boldsymbol{\alpha}_n)$ модели КВД и взвешенных весами $\boldsymbol{\beta}_n$ частных показателей качества $J_k(\boldsymbol{\alpha}_n)$ моделей объектов – аналогов, которые представляют 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 (1.2.17) от времени либо по критерию стабилизации полученных приближений, где, например, за момент их завершения n_k , принимается то значение n , при котором выполняется неравенство:

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

(1.2.19)

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

Вывод:

В данной главе рассмотрены особенности и проблемы интерпретации ГДИ горизонтальных скважин по КВД. Анализ данных исследования горизонтальной скважины, как и любой анализ данных ГДИС, начинается с выделения режимов течения на диагностическом графике.

При фильтрации жидкости в горизонтальных скважинах выделяют три основных режима притока – начальный радиальный, линейный и поздний радиальный, которые возникают последовательно. В большинстве случаев интерпретации гидродинамических исследований ГС проводит перераспределение давления, характеризующей поздний радиальный приток, по которому можно определить продуктивность и приёмистость, фильтрационных параметров, трассировке границ пласта и особенностях зон дренирования, анизотропии пласта по проницаемости.

Изучены численные и аналитические модели КВД горизонтальных скважин. Так же рассмотрены классические методы идентификации КВД и новый метод адаптивной интерпретации. Выделен ряд недостатков при использовании классических методов: неустойчивость оценок параметров пласта, низкая точность решений, значительные затраты, связанные с простым скважин. Современный методы идентификации ГДИС, основанные на интеграции разнородной информации, использовании дополнительных априорных данных, накопленного опыта и знаний, экспертных оценок, обеспечивают устойчивость и повышают точность оценок параметров пластов, позволяют получать согласованные, оптимальные решения.

2 ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

2.1 Информация о месторождении

2.1.1 Общие сведения о месторождении и участке недр

В административном отношении нефтегазоконденсатное месторождение «ХХХ», входящая в состав Красноленинского нефтегазоконденсатного месторождения, в пределах лицензионного участка расположена в Октябрьском районе Ханты-Мансийского АО Тюменской области.

Месторождение находится на левом берегу реки Оби, которая, огибая его площадь колленообразной формой русла, протекает в северном, северо-западном направлениях. Следует сразу отметить, что этот левобережный участок является пологим, здесь отмечается обширный пойменный участок, ширина которого составляет 15-20 км (в районе месторождения). Пойма примыкает к месторождению в районе расположения Пальяновской площади. В связи с отмеченным фактором, площадь месторождения можно подразделить на два участка в геоморфологическом отношении. Пальяновская площадь (восточный участок) имеет абсолютные отметки рельефа от + 25 до 40 м., Ем-Ёговская площадь (западный участок) более приподнята, здесь отмечается большее колебание абсолютных отметок

Климат района резко континентальный с продолжительной холодной зимой и коротким, достаточно теплым летом. Среднегодовая температура минус 1,8 0С. Средняя температура самого холодного месяца-января составляет минус 25 0С (с минимальным понижением до – 35 0С – 40 0С), а средняя температура июля + 15 0С (с максимумом до + 30 0С).

Почвы в районе работ подзолисто-аллювиально-глеевые, на заболоченных участках местности развиты торфяные почвы. Различные виды аллювия и песчанно-гравийной смеси развиты в речных долинах и пойменных террасах.

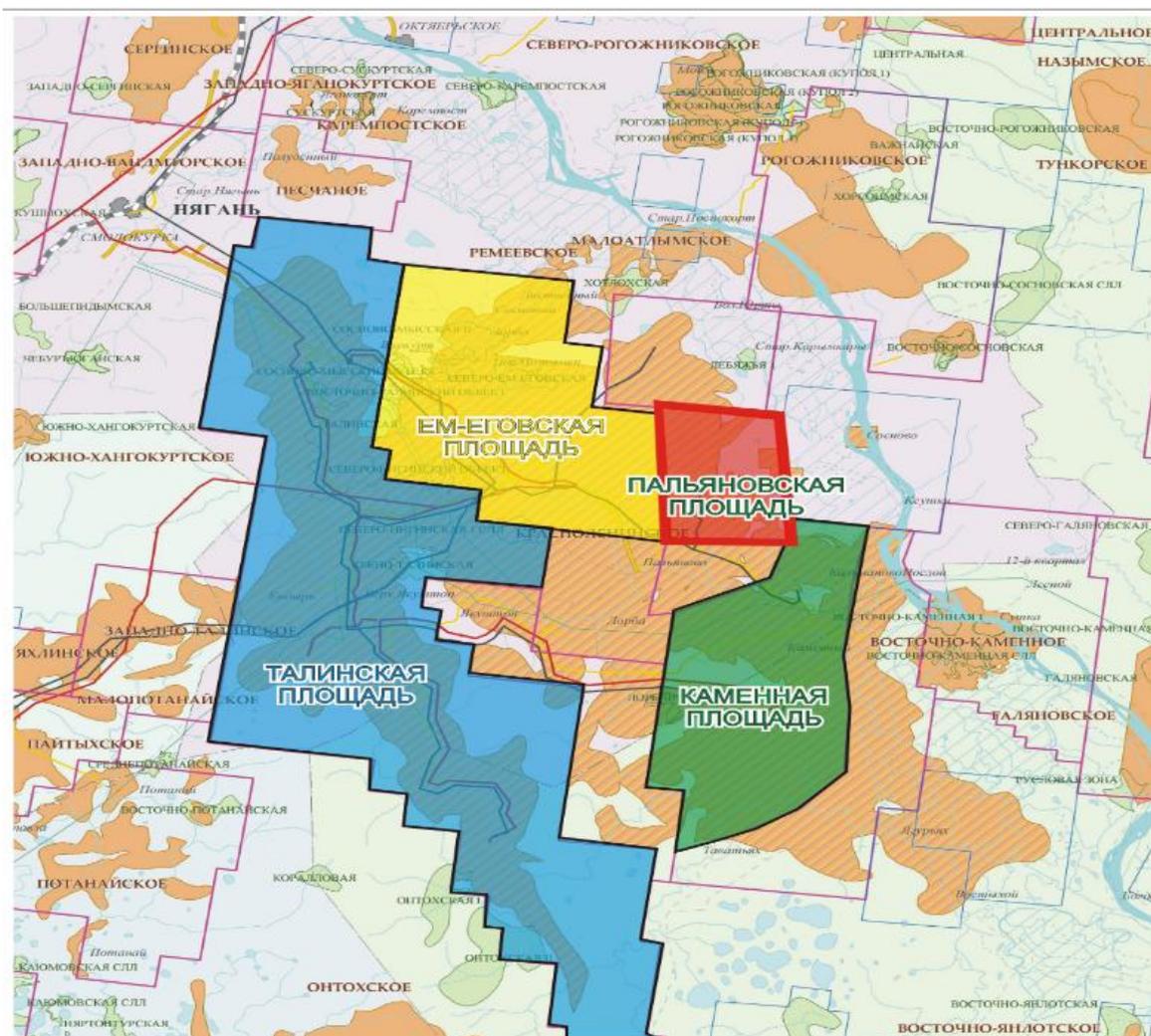


Рисунок 2.1. Обзорная карта района работ

Месторождение открыто Главтюменьгеологией в 1971 году поисковой скважиной 2, пробуренной в зоне сочленения куполов Ем-Еговской структуры. При опробовании отложений Тюменской свиты (ЮК2-7) с абсолютных глубин 2260-2302 м. в указанной скважине получен приток нефти дебитом 164 м³/сут. на восьми миллиметровом штуцере. Одновременно была выявлена водоплавающая залежь нефти в пластах ВК1-2 викуловской свиты аптальбского возраста, разработка которой начата в 1980 году[7].

Позднее часть добывающих скважин была пробурена на тюменскую свиту. Однако более 80% из их числа оказались низко дебитными, и эксплуатационное бурение на отложение тюменской свиты было приостановлено.

В последнее время эксплуатационное разбуривание нефтяной залежи юрского возраста было возобновлено по методике бурения оценочных скважин в пределах участков площади со скважинами, давших промышленные притоки нефти (скважины 1, 2, 7 и другие), а также по рекомендации ЦГЭ в пределах участков с повышенными скоростями ПАК, которые, по мнению авторов рекомендации, соответствует фациальным зонам распространения коллекторов[7].

Таким образом, бурение эксплуатационных скважин подтвердило мнение о достаточно сложном геологическом строении выявленных залежей нефти в отложениях юрского и нижнемелового возраста. Необходимость проведения доразведочных работ обосновывается сложным литологическим составом коллекторов и мозаичным рисунком их распространения, особенно по пластам викуловской свиты, напоминающие “рябчик” месторождений нижневартовского нефтегазоносного района (пласт АВ1-3)[7].

Средняя нефтенасыщенная толщина пласта ВК1 Ем-Еговской площади по категории запасов С1 равна 10.8 м (по категории С2-5.0 м), пласта ВК2-9 – 7.9 м и 4.5 м по категориям С1 и С2 соответственно.

2.1.2 Стратиграфия

В геологическом строении площади «XXX» участвуют различные комплексы пород от докембрийских до современных включительно.

Отличительной особенностью геологического строения пластов является присутствие в разрезе значительной доли пропластков коллектора с толщиной более 4 м: на 1 участке -77%, на 2-70%. Доля пропластков с толщиной менее 1 м для 1 участка составляет 11.5% , для 2-15%. Размеры пропластков не коллектора значительно меньше, средняя толщина составляет 1.3 м. Доля пропластков не коллектора с толщиной не более одного метра составляет 70 % [7].

Таким образом, продуктивные пласты ВК1 и ВК2-3 по морфологическому строению относятся к типу монолитных. Присутствующие в разрезе пласта тонкие пропластки не коллектора не могут служить существенными экранами для фильтрации жидкости. Мощные пропластки коллектора образуют единый гидродинамический связанный объем.

Для пластов, имеющих монолитное строение, характерным является высокое значение коэффициента охвата пласта вытеснением (0.8-0.9) для применяемого в настоящее время диапазона плотностей сеток скважин и систем разработки, потери нефти вследствие прерывистости пластов не будут превышать 10-20% запасов[7].

По проницаемости продуктивные пласты викуловской свиты относятся к классу низкопроницаемых. Средняя проницаемость пласта ВК1 составляет $47.2 \cdot 10^{-3}$ мкм², на участке 1- $42 \cdot 10^{-3}$ мкм², на 2 участке- $49 \cdot 10^{-3}$ мкм². Диапазон изменения проницаемости от 0 до $200 \cdot 10^{-3}$ мкм². Доля пропластков коллектора с проницаемостью менее $10 \cdot 10^{-3}$ мкм² составляет для 1 участка-12.5%, для 2 участка-14.5%, что значительно меньше, чем для продуктивных юрских пластов района. Так, для пласта ЮК10 Талинской площади доля пропластка с проницаемостью менее $10 \cdot 10^{-3}$ мкм² изменяется по участкам от 30% до 70%[7].

Доля пропластков с проницаемостью более $100 \cdot 10^{-3}$ мкм² составляет для 1 участка-8%, для 2 участка-12%. Основной объем пласта сложен из пропластков с проницаемостью от $10 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $50 \cdot 10^{-3}$ мкм², на долю которых приходится 61.5% объема пласта на 1 участке, 51%-на втором участке.

Средняя проницаемость пласта ВК2-3 составляет $38.3 \cdot 10^{-3}$ мкм². Доля пропластков коллектора с проницаемостью менее $10 \cdot 10^{-3}$ мкм² в общем, объеме пласта составляет 27%, менее $50 \cdot 10^{-3}$ мкм²-70.4%.

Таким образом, на долю пропластков коллектора с проницаемостью до $50 \cdot 10^{-3}$ мкм² приходится 65-75 % нефтенасыщенного объема, что будет определять низкие темпы выработки основной части запасов нефти.

Установленная структура запасов нефти определяет необходимость рассмотрения в работе методов интенсификации добычи[7].

В составе фундамента, образующего структурный нижний этаж, установлены докембрийские, палеозойские и триасовые породы. Докембрийские образования представлены биотитовыми, ритосерицитовыми, кварцитсерицитовыми сланцами и амфиболитами. Палеозойские породы доюрского основания представлены сланцами, кварцитовыми песчаниками, туфо-песчаниками, зеленокаменными измененными базальтами, осадочно-вулканогенными и др. образованиями.

Триасовые вулканогенно-осадочные породы Туринской серии, слагающие промежуточный этаж, выполняют роль днища грабено-образных впадин. Они представлены красноцветными, темно-серыми аргиллитами, песчаниками, конгломератами и туфогенными породами[7].

Отложения юрского осадочного комплекса залегают на породах коры выветривания и фундамента с угловым и стратиграфическим несогласием. Отложения нижнего, среднего и частично верхнего отделов юрской системы объединяются в тюменскую свиту. В составе верхнего отдела выделяются абалакская, георгиевская и баженовская свиты.

Тюменская свита

Тюменская свита повсеместно залегает в основании мезо-кайнозойского платформенного чехла. Она подразделяется на нижнюю, среднюю и верхнюю подсвиты. Нижняя подсвита, слагается валунно-гравийными и песчано-глинистыми породами. Ей подчинены пласты ЮК10 и ЮК11. Средняя подсвита, представлена переслаиванием мелкозернистых песчаников, местами замещённых почвами, прослоями углей и алевролитов с аргиллитами. В пределах толщ выделяются песчаные пласты ЮК4-ЮК9. Простираение пластов прерывистое. Верхняя подсвита, слагается песчано-алевролитоглинистыми отложениями, формировавшимися в прибрежно-морской обстановке. Ей подчинены пласты ЮК2-ЮК3. Толщина тюменской свиты варьируется от 0 до 350 м[7].

Абалакская свита

Свита, сложена слабоуглистыми темно-серыми нередко слюдистыми буровато-серыми аргиллитами. Толщина свиты 0-37м.

Георгиевская свита

Отложения свиты, представлены серыми, зеленовато-серыми аргиллитами. Толщина свиты от 0 до 12 м.

Баженовская свита

Отложения свиты, распространены повсеместно. Они представлены темно-серыми, черными битуминозными аргиллитами. Толщина свиты от 15 до 40 м.

Отложения меловой системы представлены двумя отделами : нижним и верхним. Нижний отдел слагается осадками фроловской, коша-йской, викуловской и ханты-мансийской свит; верхний отдел соответственно уватской, кузнецовской, березовской, ганькинской свит[7].

Ханты-Мансийская свита

Свита слагается алевролитами, глинами. Её толщина равна 240-280 м.

Уватская свита Представлена песками, алевролитами и глинами. Толщина свиты 220 - 250м.

Кузнецовская свита

Свита слагается тёмно-серыми глинами с прослоями алевролитов и глауконитовых песчаников. Толщина свиты 35-50 м.

Ганькинская свита.

Свита слагается толщей известковых зеленовато-серых глин с прослоями алевролитов и мергелей. Толщина свиты 50-75 м.

В составе палеогеновых отложений выделяются талицкая, люлинворская, чеганская, атлымская, новомихайловская и журавская свиты.

Талицкая свита.

Свита подразделяется, на две подсвиты: нижняя представлена темно-серыми глинами, верхняя подсвита - темно-серыми опоковидными глинами. Толщина свиты 130-150 м.

Люлинворская свита

Свита состоит из трех подсвит. Нижняя подсвита, слагается опоками и опокovidными глинами, средняя - диамитами и диамитовыми глинами, и верхняя - зеленовато-серыми тонкослоистыми диамитовыми глинами. Толщина свиты 200-225 м.

Чеганская свита

Свита, слагается пластичными голубовато-зелеными глинами с тонкими линзочками алевритового материала. Толщина свиты 150-160 м.

Атлымская свита

Свита, сложена разномзернистыми кварц-полевошпатовыми песками. Толщина свиты 60-80 м.

Новомихайловская свита

Свита, представлена чередованием серых и бурых глин, алевролитов, кварцевых песков с прослоями углей. Толщина свиты 50-70 м.

Четвертичные отложения несогласно перекрывают журавскую свиту, представлены супесями, песками с прослоями глин. Встречаются мощные слои торфа. Толщина отложений до 80 м.

2.1.3 Тектоника

В тектоническом отношении площадь «XXX» приурочена к Потымецкому куполовидному поднятию, расположенному в северо-западной части Красноленинского свода.

Красноленинский свод в морфологическом отношении представляет собой слабо вытянутую структуру северо-западного простирания с размерами длинной и короткой осей 165 и 115 км, соответственно. Амплитуда его по сейсмическому отражающему горизонту “Б” (верхняя юра) составляет относительно днища Мутомской котловины 100-150 м, а относительно восточного моноциклинального склона 300-350 м[7].

Пальяновское, Сиговское, Сосново-Мысское, Лебяжье и Новоендырское локальные поднятия[7].

Ем-Ёговское поднятие по изогипсе - 2280 м имеет размеры 35*20 км и амплитуда 120 м. Поднятие вытянуто в северо-западном направлении и осложнено шестью куполами, имеющими размеры, изменяющиеся в интервале от 2.5*1.2 км до 9*6.5 км.

По кровле продуктивного пласта ВК2-3 Ем-Ёговское поднятие по замыкающей изогипсе - 1360 осложняется тремя куполами.

2.1.4 Нефтегазоносность

Промышленная нефтегазоносность в пределах площади «XXX» связана с юрскими (тюменская и абалакская свита), и меловыми (викуловская свита) отложениями. Залежи нефти в отложениях тюменской свиты приурочены к продуктивным пластам ЮК2-9, залегающим на глубине 2250-2600 м. Залежь нефти абалакской свиты приурочена к пласту ЮК1, залегающему на глубине 2230-2500 м.

Залежи нефтивикуловской свиты приурочены к продуктивным пластам ВК1 и ВК2-3, залегающим в кровельной части свиты на глубине 1360-1470 м. Пласты имеют площадное распространение.

Толщина пласта ВК1 колеблется в пределах 12-19 м. Залежь нефти пласта ВК1 объединяет в едином контуре Ем-Ёговское, Пальяновское и Сиговское поднятия. Размеры залежи пласта ВК1 по внешнему контуру составляют 20*46 км, высота 60 м, нефтенасыщенные толщины изменяются от 3.6 до 22 м. Залежь пластовая сводовая. ВНК для пласта ВК1 изменяется от -1335 до -1420 м с выраженным наклоном в восточном направлении[7].

Пласт ВК2-3 отделяется от ВК1 2-10 глинистой метровой перемычкой. Толщина пласта ВК2-3 изменяется от 11 до 31 м. Пласт ВК2-3 по внешнему контуру нефтеносности составляет 10*25 км, высота 2.5 м. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 1.6 до 27.6 м. Залежь нефти по всей площади

водоплавающая. ВНК наклонный, с изменением абсолютных отметок от -1349 до -1366 м.

Продуктивные отложения тюменской свиты, являющиеся одним из объектов поисков и разведки в пределах Краснотурганского свода, имеют площадное распространение и отличаются очень сложным геологическим строением залежей.

Испытание викуловского горизонта на Ем-Еговской площади проведено более чем в 20 разведочных скважинах. Комплексом проведенных ГРП доказана промышленная нефтеносность его кровельной части, где выделяются продуктивные пласты ВК1-3. Наиболее важное значение для промышленного освоения имеет пласт ВК1.

Продуктивные отложения викуловской свиты залегают на глубинах 1360-1470 м и представляют собой песчано-алевралитоглинистую толщу с преобладанием алевралитового материала, сложенную тонким линзовидным переслаиванием песчаников, алевралитов и глин. Толщина песчаных и алевралитовых прослоев, в большинстве случаев, составляет 5-20 см, реже 1-2 м. Толщина глинистых прослоев и линз варьирует от долей мм. до 2 см. Участками в разрезе наблюдается тонкое (1-2 мм) чередование серых мелкозернистых алевралитов и темно-серых глин[7].

В керне нефтенасыщенность коллекторов по разрезу характеризуется значительной неоднородностью. Слабо глинистые песчаники и алевралиты окрашены в темно-коричневый цвет, имеют резкий запах нефти, на образцах наблюдается выпот нефти. Толщина таких прослоев колеблется от 5-30 см, редко достигает 2-5 м и более, чаще толщина этих прослоев составляет 5-10 см. Более глинистые алевралиты и алевралиты, а также участки разреза с тонким (1-5 мм) чередованием алевралитов и алевралитов имеют относительно слабое насыщение нефтью[7].

Эффективная толщина коллекторов изменяется от 3.6 до 22.2 м, дебиты нефти изменяются от долей до 19-20 т/сут., составляя, в среднем 5- 10 м/сут. Нефтегазоносность отложений баженовской свиты и нефтеносный пласт ЮК1

абалакской свиты являются, по-видимому, взаимосвязанными. Данный вывод напрашивается из опыта эксплуатации пласта ЮК1. Он является повсеместно выдержанным по площади и по разрезу. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина пласта по данным ГИС составляет 2 м. Таким образом, небольшой по объему коллектор дает основную добычу нефти Ем-Еговской площади и представляет собой кавернозно-трещинную емкость карбонатного состава, которая подпитывается (не исключено) из нижней части баженовской свиты, содержащей нефть аналогичную по физико-химическим свойствам добытой из пласта ЮК1. Данное предположение не является аксиомой и требует для его проверки большого объема научных и практических исследований [7].

Характерной особенностью геологического строения пласта ВК1 викуловской свиты является наличие в разрезе значительной доли пропластков коллектора с толщиной более 4 метров (50-77%). Доля пропластков с толщиной менее 1 метра составляет 11.5-15%. Средняя толщина неколлектора - 1.3 м. Доля пропластков неколлектора толщиной не более 1 метра составляет 70%.

Песчаность пласта ВК1 колеблется от 0.86 до 0.92, что свидетельствует о монолитном строении пласта.

Пласт ВК1 по своему строению относится к типу монолитных. Присутствующие в разрезе пласта тонкие пропластки неколлектора не могут служить существенными экранами для фильтрации жидкости в горизонтальном направлении. Мощные пропластки коллектора образуют единый гидродинамически связанный объём.

Пласт ВК1 характеризуется значительной неоднородностью по проницаемости от 0.7 до $200 \cdot 10^{-3}$ мкм². В составе коллектора пласта ВК1 по проницаемости выделяются три класса:

- Ø Низкопроницаемый коллектор (НПК) - от 0.7 до $10 \cdot 10^{-3}$ мкм²;
- Ø Среднепроницаемый коллектор (СПК) - $10 \cdot 10^{-3}$ мкм² - $100 \cdot 10^{-3}$ мкм²
- Ø Высокопроницаемый коллектор (ВПК) - более $100 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Проницаемость менее $10 \cdot 10^{-3}$ мкм² имеют от 12 до 30% пропластков коллектора. Доля высокопроницаемого коллектора (более $100 \cdot 10^{-3}$ мкм²) незначительна и изменяется в пределах 11-19%. На долю пропластков коллектора с проницаемостью до $50 \cdot 10^{-3}$ мкм² приходится 65-75% нефтенасыщенного объёма[7].

Проницаемость пласта ВК1 закономерно уменьшается вверх по размеру от подошвы к кровле. В пласте ВК1 выделяется два слоя, различающихся по проницаемости: нижний - более проницаемый ($60-80 \cdot 10^{-3}$ мкм²), на долю которого приходится только 30% объёма пласта; верхний - с пониженной проницаемостью ($20-40 \cdot 10^{-3}$ мкм²), на долю которого приходится основная часть объёма коллектора (70%).

Таким образом, основными особенностями геолого-физической модели продуктивных пластов викуловской свиты являются:

1. Монолитное строение продуктивных пластов.
2. Наличие по толщине незначительной перемычки не коллектора между пластами ВК1 и ВК2-3.
3. Низкое значение средней проницаемости коллектора.
4. Неоднородное строение пластов по проницаемости. Выделяют два слоя, различающиеся по проницаемости. На долю нижнего, более проницаемого (в 2-3 раза), приходится около 30% объёма пласта.

В пределах участка эффективная нефтенасыщенная толщина пласта ВК1 изменяется в интервале 4.3-11.2 м, в среднем составляет 7,9 м. Подтверждается монолитное строение пласта, в разрезе присутствует значительная доля пропластков коллектора с толщиной более 4 м (более 70%). Геологическая песчаность - 0.86. Коллекторы пласта ВК1 характеризуются значительной неоднородностью по проницаемости от $3 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $200 \cdot 10^{-3}$ мкм². Средняя проницаемость пласта ВК1 на исследуемом участке составляет $49 \cdot 10^{-3}$ мкм².

В границах исследуемого участка распределение коллектора пласта ВК1 по классам проницаемости следующее:

Ø содержание НПК (до $10 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$) в общем, объеме коллектора составляет 15.3%;

Ø СПК ($10-100 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$)- 72.7%, в том числе 65.6% имеют проницаемость ($10-50 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$);

Ø содержание ВПК (более $100 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$) незначительно и составляет 12%.

Распределение проницаемости по разрезу имеет такую же закономерность, что и в целом по пласту ВК1 Ем-Ёговской площади, которая заключается в уменьшении проницаемости вверх по разрезу от подошвы к кровле[7].

ГЛАВА 3. ВОССТАНОВЛЕНИЕ УЧАСТКА ПОЗДНЕГО РАДИАЛЬНОГО ПОТОКА КВД В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ SAPHIR.

Кривые восстановления давления (КВД) снимаются с целью определения гидродинамических параметров пласта и призабойной зоны скважины (коэффициент продуктивности, проницаемость, скин-фактор).

При снятии КВД глубинным манометром в фонтанирующих скважинах осуществляется запись изменения давления во времени на глубине спуска прибора в электронную память цифрового манометра после остановки скважины. При исследовании не фонтанирующих скважин глубинным манометром осуществляется запись изменения давления после снижения уровня в скважине компрессированием или другим способом.

Для проведения исследования скважина должна быть оборудована рабочей площадкой и лубрикатором, согласно правилам безопасности в НГП. Низ лифта подъемника (колонны НКТ) должен быть оборудован воронкой.

Замер забойного давления производится с применением современного электронного оборудования – манометров-термометров типа АМТ-08, при высоких и сверхвысоких пластовых температурах применяются специализированные манометры-термометры К8 EMR 39 НТ “QUARZ” и К8 EMR GEO “KUSTER”. Для спуска приборов в скважину применяют передвижной комплекс СиамМастер-ГДИС .

Обработка инструментальных замеров производится с применением современного программного продукта разработанного компанией КарраEngineering – SaphirNL.

Анализ КВД послужил первичным толчком к разработке тех программных средств, которыми мы сегодня пользуемся.

На рисунке ниже представлена типовая схема ГДИС. На забое и на устье скважины устанавливается временное оборудование, скважина запускается в эксплуатацию на заданных режимах, и проводится диагностика, как правило, в

период закрытия скважины после этапа установившейся добычи, в течение которого шли замеры дебита.

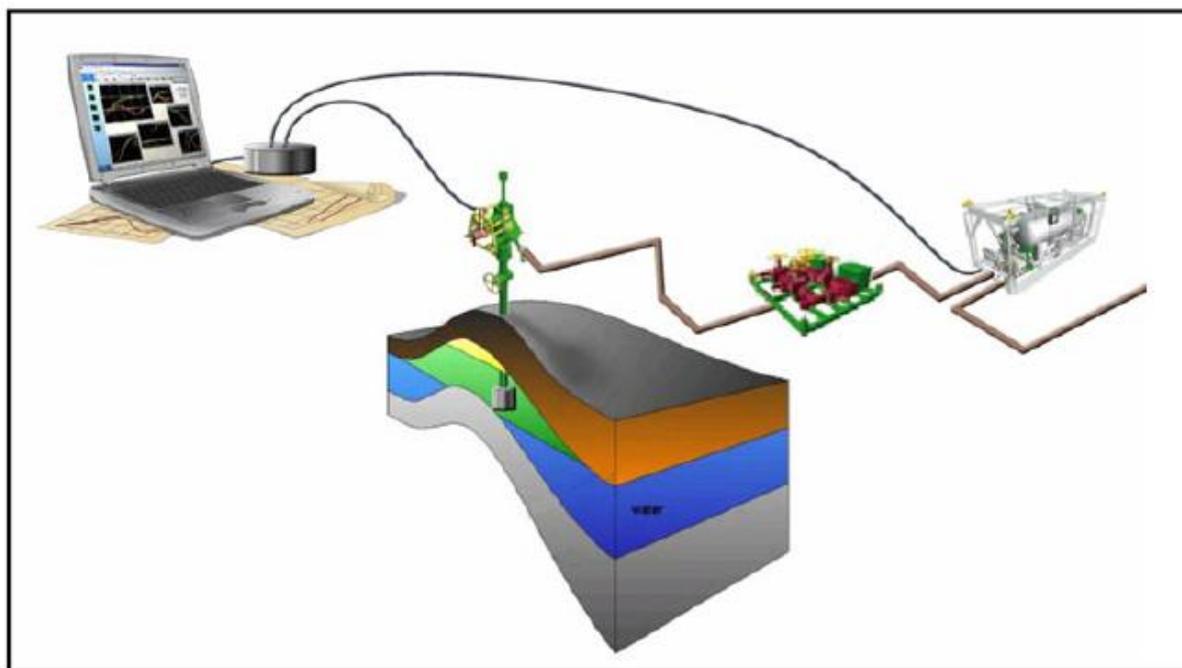


Рисунок 3.1. Типовая схема ГДИ

Для проведения интерпретации КВД нужны дебиты с испытываемых скважин и, если возможно, соседних скважин. Кроме того, фиксируется время реагирования на изменение давления, предпочтительно от измерения на забое, данные обычно получают в период восстановления давления. При этом всегда рекомендуется получать время реагирования на изменение давления в течение всей истории добычи. К дополнительной необходимой информации относятся: физические свойства флюидов; соотношение давление-объем- температура (ДОТ) и вероятно каротажи и геология.

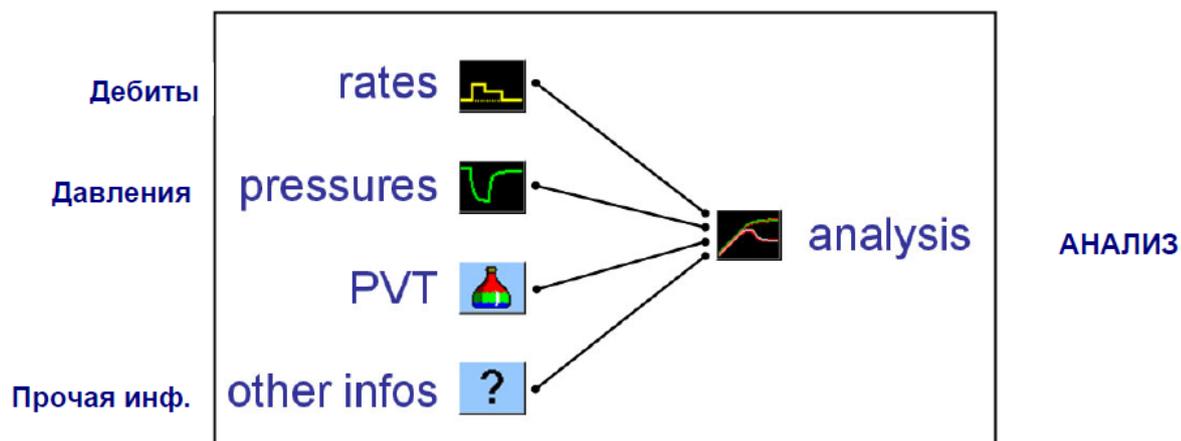


Рисунок 3.2. Данные для анализа

Диагностика моделей осуществляется посредством распознавания образов, присутствующих в характеристике чувствительности разных режимов потока и с помощью производной Бурде, которая легко определяет эти режимы потока. Инженер может принять решение насчет того, какая модель наиболее подходит для использования.

Недостаток методологии заключается в том, что найденные решения не всегда уникальны, поэтому перед инженером стоит сложная задача поиска наиболее логичного ответа путем учета всех доступных ему данных со всех источников, не только результатов ГДИ.

Рассмотрим аналитические и численные модели.

Аналитические модели

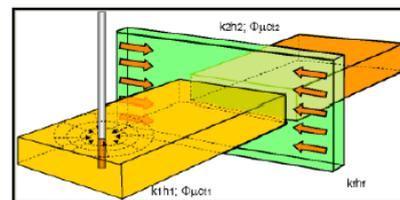
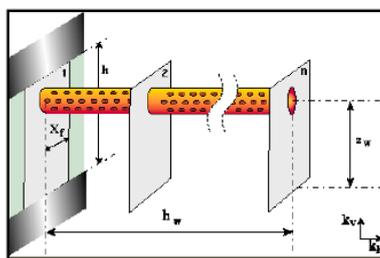
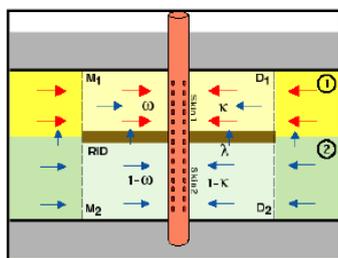


Рис 3.3 - Сложный коллектор

Рис. 3.4 - Горизонтальная скважина

Рис. 3.5 –Проводящий разло

Численные модели

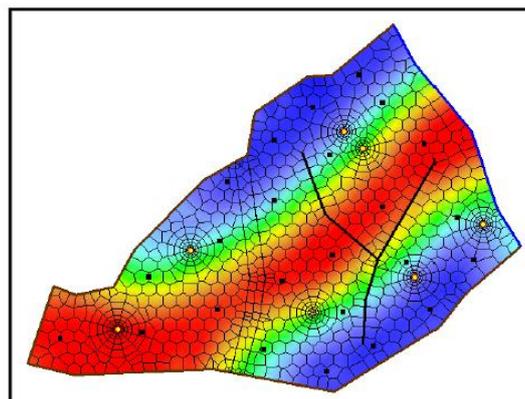
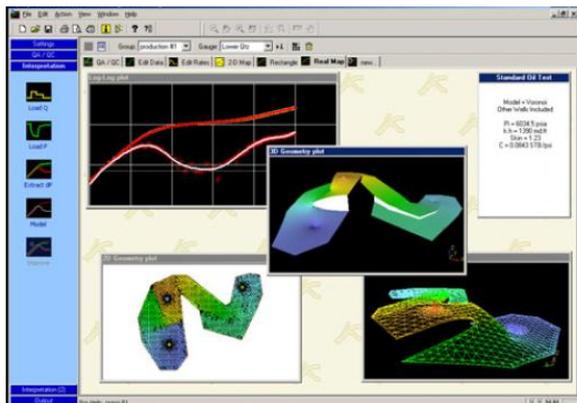


Рис. 3.6 – Окна анализа Saphir Рис. 3.7 – Двухмерная карта

Применение данной методологии стремительно распространяется за пределы ГДИ скважин, поскольку для такой обработки результаты могут давать и другие промысловые работы. Таким образом, название перетекло из «Интерпретации результатов гидродинамических испытаний» к более родовому понятию «Интерпретация кривых восстановления давления», хотя сохранилось и название ГДИ (WT community, WT Forum, WT monograph). Интерпретация КВД или анализ испытаний на неустановившихся режимах – это правильная терминология, поскольку базовый процесс – интерпретация сигнала давления после поправки с учетом динамики добычи (время наложения, свёртка, развёртка и т.д.).

Интерпретация кривых восстановления давления касалась проведения диагностики, с последующим использованием этого для принятия решений, включая корректирующие меры по скважине, и (или) использованием итоговой модели для воспроизводства будущего поведения скважины.

3.1. Моделирование недовостановленного участка КВД с использованием априорной информации о параметрах пласта и скважины.

В качестве входных данных были получены результаты испытаний с трех горизонтальных скважин. Характеристика пластов была описана во 2 разделе диссертации. Используемые свойства породы и флюида представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 Используемые свойства породы и флюида для интерпретации.

Объемный коэффициент	Вязкость, сП	Полная сжимаемость породы, см ² /кг	Пористость, д.е	Радиус скважины, м	Т пласта, С	Газовый фактор, м ³ /м ³	Давление насыщения, атм	Первоначальное пластовое давление, атм
1.35	0.54	1.95E-4	0.135	108	99	171	140	239

Перед вводом скважин в разработку проводились длительные гидродинамические исследования с замером давлений на забое. Обработка исследований с применением программного комплекса Ecrin Saphir.

На месторождении было пробурено n-е количество нефтяных скважин с горизонтальным окончанием, однако в работе будет рассмотрено только три скважины №№ 1, 2, 3.

На скважине № 1 исследование было выполнено с регистрацией КВД после длительной ее отработки. Средний дебит жидкости по замерам АГЗУ составил 20 м³/сут, дебит нефти 15 м³/сут, содержание воды 9,8%, время исследования скважины – 480 часов. Скважина эксплуатировалась фонтанным способом, закрытие скважины выполнено на устье, глубина спуска воронки 2700 м. Диагностический график скважины №1 приведен на рисунке – 3.9.

На скважине № 2 исследование так же было выполнено с регистрацией КВД. Скважина №2 находится на расстоянии в пяти километрах от скважины №1. Время исследования скважины составило 456 часов. Перед закрытием на КВД работала механизированным способом, тип насоса ЭЦН-80-2350. Дебит жидкости на скважине составил 56 м³/сут, дебит нефти 34 м³/сут,

обводненность продукции скважины составила 27 %. Диагностический график скважины №2 приведен на рисунке – 3.11.

Для достоверности информации было выполнено третье исследование с регистрацией КВД. Скважина №3, была остановлена после длительной отработки. Исследование было выполнено на пласте ВК1-3. Время исследования скважины составило 293 часа, время выхода на радиальный режим притока составило 142.3 часа. Перед закрытием на КВД, скважина работала механизированным способом, тип насоса ЭЦН-50-1900. Прибор ТМС был спущен на глубину 2261м. Абсолютная отметка ВНК 1383 м. Дебит жидкости на скважине составил 11 м³/сут, дебит нефти 8.8 м³/сут, обводненность продукции скважины составила 1 %. Диагностический график скважины №3 приведен на рисунке – 3.13.

На рисунке 3.8 представлен замер кривой восстановления давления с историей добычи перед остановкой скважины №1 на исследование.

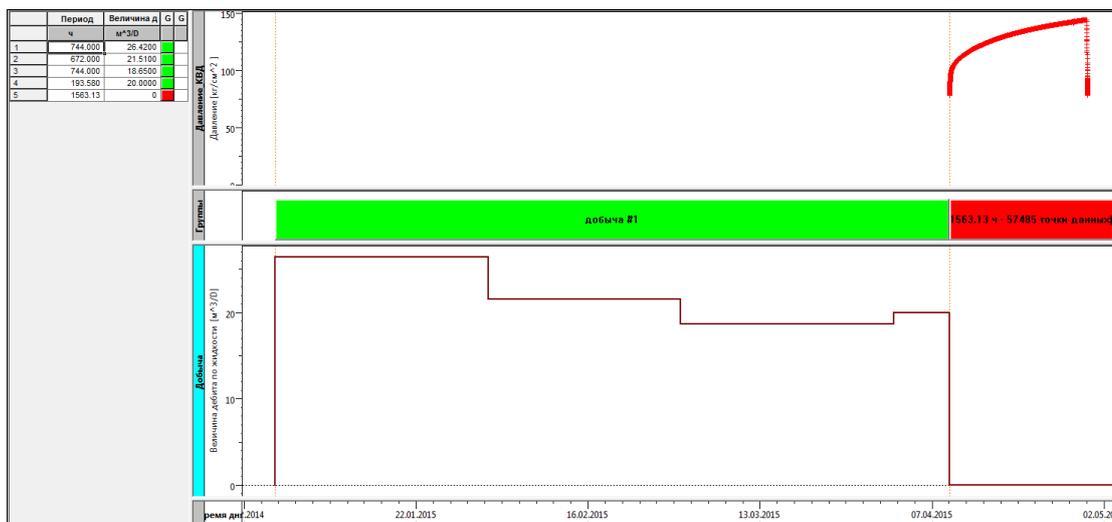


Рисунок 3.8 – Исходные данные скважины №1

Далее строим диагностические графики для каждой скважины проведенных исследований. На диагностических графике 3.9,3.11,3.13 в горизонтальных скважинах, полученных в результате интерпретации, можно выделить режимы притока такие как ранний радиальный приток в вертикальной плоскости, линейный и поздний радиальный приток.

Приток из скважин №№1,2,3 составляет смесь нефти, вода и газа, расчет выполнен по основной фазе – нефти. На диагностическом графике скважины №1 отмечается достаточно сложный и неоднозначный вид производной давления. Так же на диагностическом графике наблюдается сложная структура потока, формирующаяся при работе в скважине с горизонтальным окончанием, нет возможности четко выделить ранний радиальный или линейный режим притока. Поздний радиальный режим притока начинается, через 279 часов. В конце исследования после выхода радиального притока на кривой производной давления, наблюдается небольшой рост давления. Проницаемость была взята по прямолинейному участку диагностического графика и составила 0.60 мД, что является вполне характерным значением для данного пласта.

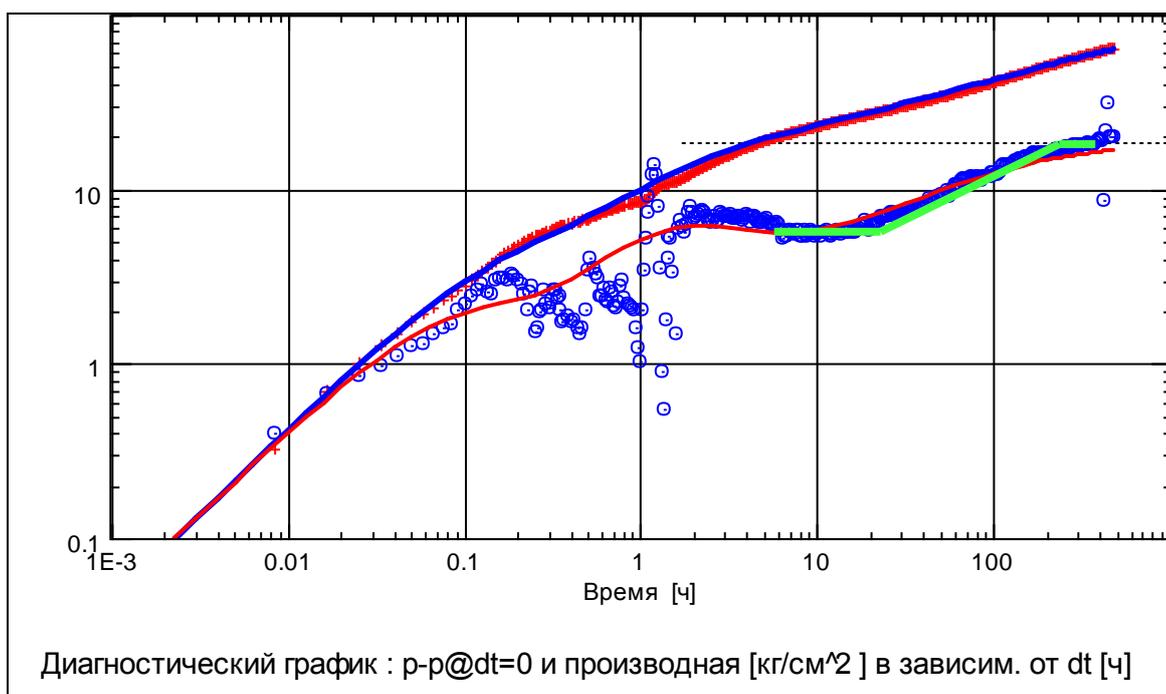


Рисунок 3.9 – Диагностический график восстановленной КВД скважины № 1

На диагностическом графике на производной давления через 0,9 часа после остановки на исследование скважины методом записи КВД, наблюдаются аномальные явления. Такое поведения на диагностическом графике характерно для коллекторов, имеющих двойную систему фильтрации. Например, подомная

аномалия может наблюдаться при интерпретации ГДИ порово-трещиноватых и в двухслойных коллекторов. Тем не менее, ни один из уровней установившегося давления не является очевидным. При модели двойной пористости (или двухслойной), бесконечный радиальный поток должен соответствовать радиальному потоку всей системы. Окончательная диагностика (т.е., какая интерпретационная модель является наиболее подходящей) может быть сделана после того, как интерпретатор зафиксирует линию уровня бесконечного радиального потока.

Аномалия на производной давления характеризует переход от одной системы к другой. В случае порово-трещиноватого коллектора, скачок давления характеризует переход от трещин к матрице, а в случае двухслойного коллектора – подключение к работе низкопроницаемого пропластка. Однако представленный рассматриваемый пласт является терригенным и относительно однородным. На кривой производной давления данная аномалия является перераспределением фаз в скважине в вертикальной плоскости, что подтверждает небольшой прогиб на графике данных и полулогарифмическом графике – рисунок 3.10.

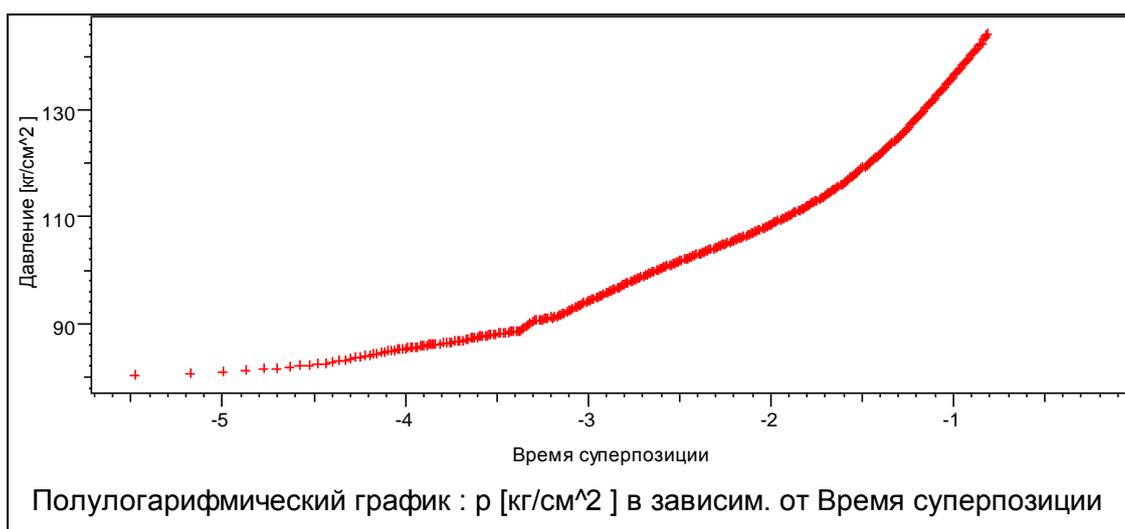


Рисунок 3.10 – Полулогарифмический график скважины № 1

Помимо этого, на диагностическом графике после выхода радиального течения производная давления стремится вверх, это возможно в двух случаях – наличие граничных условий постоянного давления или сферическое течение. Согласно классическому представлению, описанном в работах Bourdet [63], комбинация представленных графиков свидетельствует именно сферическому течению, но в горизонтальных скважинах такое течение практически невозможно.

Диагностический график по исследованию скважины №2 можно видеть на рисунке 3.11.

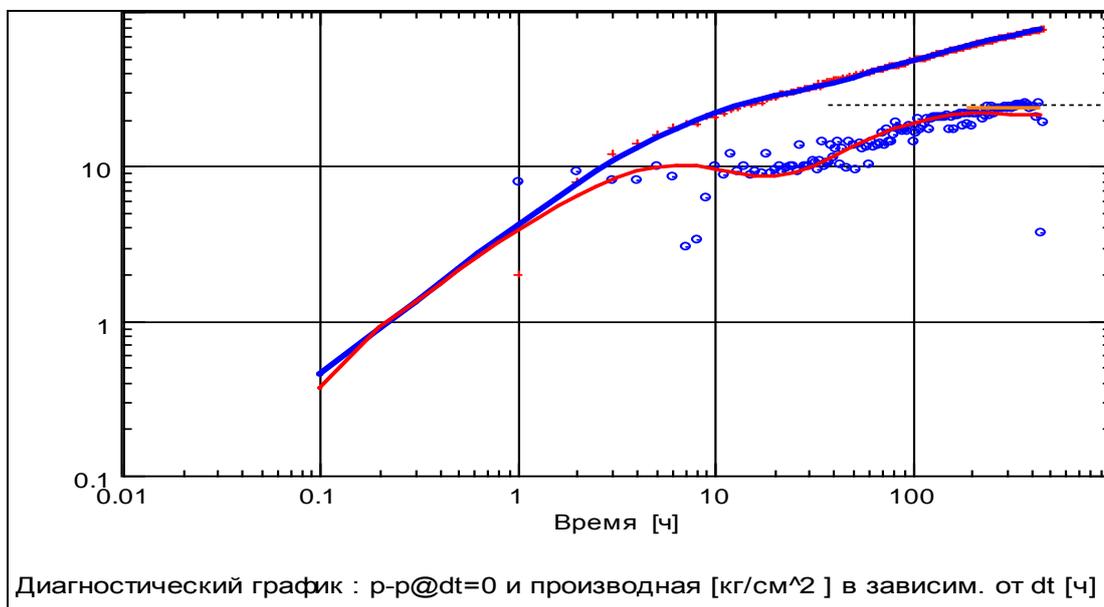


Рисунок 3.11 – Диагностический график восстановленной кривой давления скважины № 2

На протяжении всего исследования наблюдается небольшая зашумленность замера, в связи низкой дискретностью датчика ТМС. На диагностическом графике рисунок 3.4 можно наблюдать такие режимы течения как начально радиальный в вертикальной плоскости, линейный и четко выраженный через 121 час поздней радиальный режим течения. Замер давления производился глубинным прибором, глубина спуска 2456 м.

На скважине №3 было выполнено глубинное исследование ГДИ с построением КВД по данным ТМС. Скважина горизонтальная. На графике данных можно видеть, что давление восстановлено и наблюдаются граничные условия рисунок 3.12.

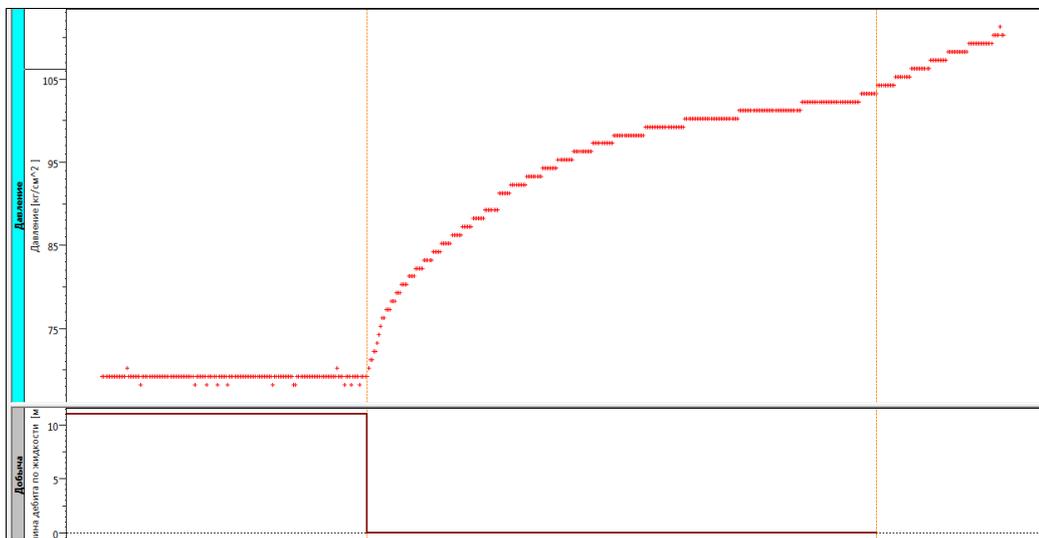


Рисунок 3.12 – График замеренных данных скважины № 3

Ввиду граничных условий было принято решение выполнить интерпретацию исследования до влияния границ, так как давление восстановлено. На рисунке 3.6 представлен диагностический график восстановленной кривой давления.

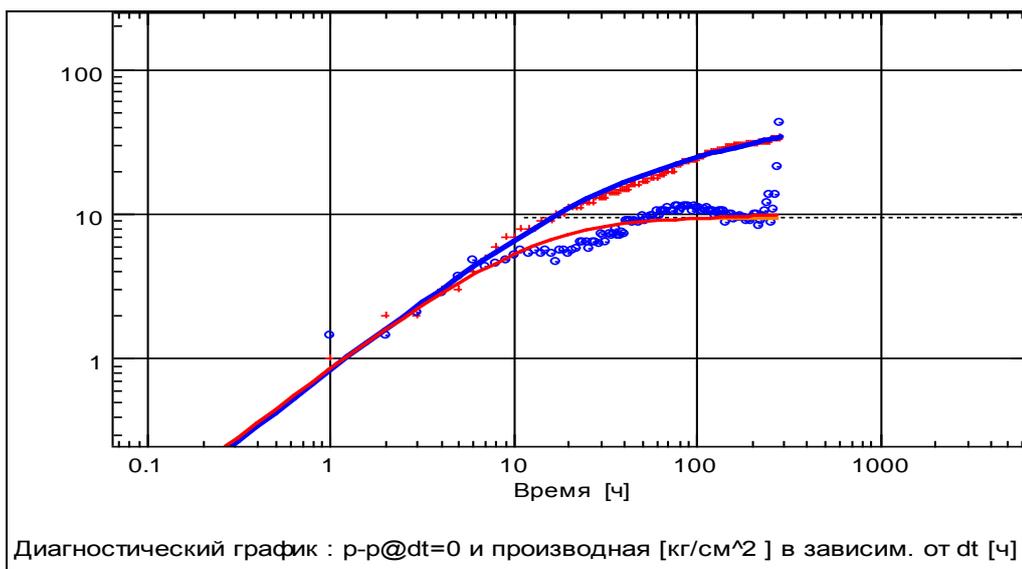


Рисунок 3.13 – Диагностический график восстановленной кривой давления скважины № 3

На графике рост давления обусловлен граничными эффектами, вызванными влиянием соседней скважины. Данный интервал не учитывался при интерпретации исследования, поскольку характеризует работу нагнетательной скважины и не описывает процессы дренирования исследуемого участка. Таким образом, последнее замеренное давление рассматриваемой КВД близко к пластовому на контуре дренирования исследуемой скважины. На диагностическом графике однозначно наблюдается длительный псевдорadiaльный режим.

Поскольку не всегда есть время держать скважину на исследовании такое большое количество времени и в большинстве случаев поздней радиальный поток не достигнут, было принято решение выполнить интерпретацию по каждой скважине для невозстановленного участка кривой давления. На рисунках 3.14-3.16 представлены диагностические графики КВД с длительностью исследования менее 200 часов.

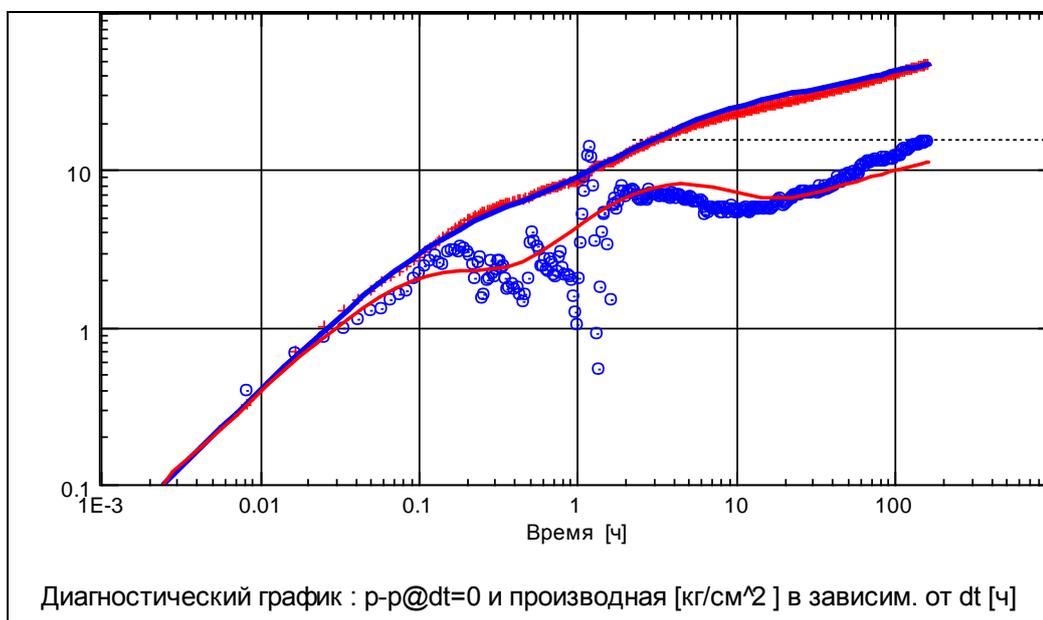


Рисунок 3.14 – Диагностический график невозстановленной кривой давления скважины № 1

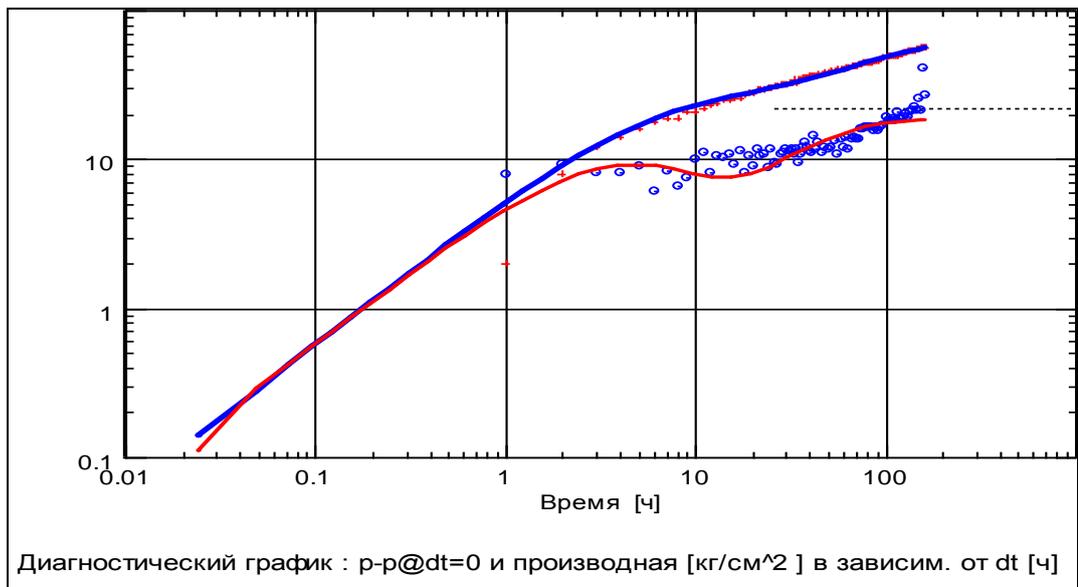


Рисунок 3.15 – Диагностический график невосстановленной кривой давления скважины № 2

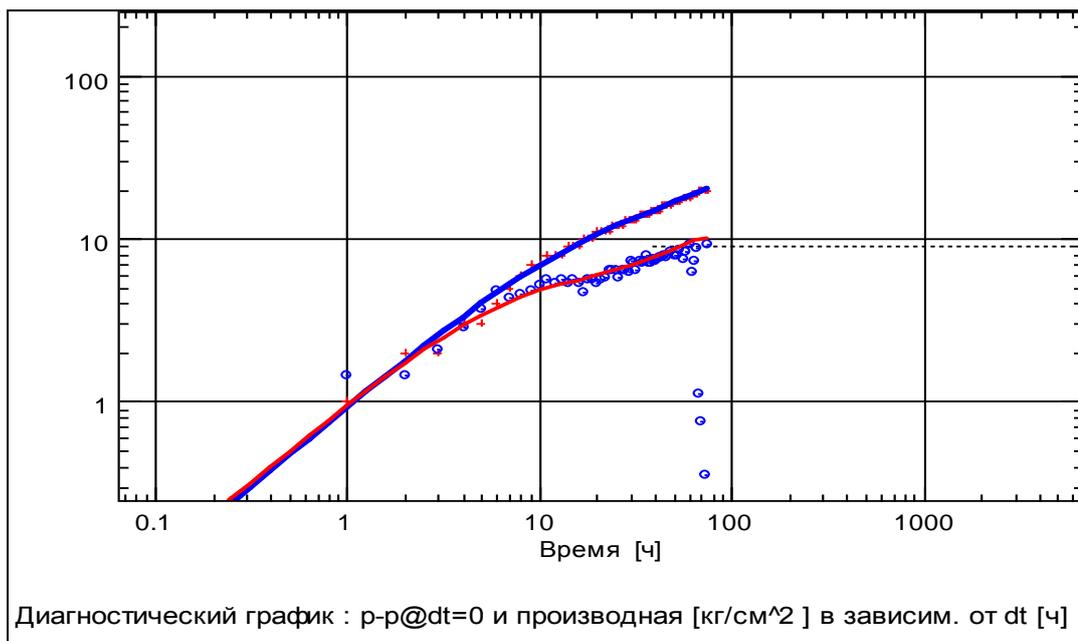


Рисунок 3.16 – Диагностический график невосстановленной кривой давления скважины № 3

На диагностических графиках не наблюдается позднего радиального режима течения.

Для доказательства выдвинутых предположений каждой скважины построим синтезированную КВД гидродинамического исследования, при этом будет необходимо воспроизвести геологические особенности пласта.

Целью выполнения синтезированной КВД является оценка продолжительности ГДИ методом КВД для определения ФЕС пласта, пластового давления, состояния призабойной зоны скважины.

Современные программные продукты, такие как *Ecrin Saphir* позволяют использовать набор аналитических решений для создания дизайна ГДИ, а также двумерную численную модель с использованием в ней сетки Вороного.

Анализ исходных данных

Для моделирования синтезированной КВД в свойствах PVT были заданы три фазы – нефть, газ и вода, расчет выполнен по основной фазе- нефти. Также в секциях свойства флюидов были заданы пластовое давление 239 кг/см^2 и начальная пластовая температура – $99 \text{ }^\circ\text{C}$.

Поскольку целью синтезированной КВД стоит воспроизвести ГДИ методом КВД и определить более достоверно пластовое давление и ФЕС пласта, в скважинах №№ 1, 2, 3, то параметры для гидродинамической модели подбирались таким образом, чтобы воспроизвести особенности работы скважин.

В нижеприведенной таблице 3.2 представлены анализ исходных данных, необходимых для выполнения синтезированной КВД по скважинам №№1, 2, 3.

Таблица 3.2. – Исходные данные исследования

Параметры	Значение скважин			Комментарии
	№1	№2	№3	
Давление пласта, кг/см^2	239	239	239	Свойства взяты из геолого-физических характеристик продуктивных пластов.
Температура пласта, $^\circ\text{C}$	99	99	99	Свойства взяты из геолого-физических характеристик продуктивных пластов.
Дебит, $\text{м}^3/\text{сут}$	20.0	56	11	Предоставил Заказчик

				(Заявка)
Плотность нефти., г/см ³	0.691	0.691	0.691	Свойства взяты из геолого-физических характеристик продуктивных.
Объемный коэффициент нефти, м ³ /м ³	1.35	1.35	1.35	Свойства взяты из геолого-физических характеристик продуктивных.
Вязкость нефти, сП	0.54	0.54	0.54	Свойства взяты из геолого-физических характеристик продуктивных пластов.
Проницаемость, мД	0.816	0.29	0.81	Предоставил Заказчик (средняя по Заявки)
Мощность пласта, м	12.0	20	12	Мощность предоставил Заказчик(РИГИС)
Скин-фактор, мЗ/мЗ	-5.56	-5.57	-4.61	Интенсификации притока (ГРП) Значение скин-фактора было принято равным, согласовано моделированию.
Коэффициент влияния ствола скважины (ВСС), м ³ /(кгс/см ²)	0.01	0.9	0.1	Значение ВСС для моделирования

При составлении синтезированной КВД была использована модель горизонтальной скважины, модель пласта, однородный. Модель описывает радиальный приток в гомогенном пласте.

Построим диагностические графики в логарифмических координатах для трех скважин (рисунки 3.17-3.19). На диагностических графиках существенных отличий реальных данных и синтезированной кривой не наблюдается, единственное на диагностических графиках реальных данных отмечаются значительные колебания производной в пределах одного логарифмического цикла, в то время как в синтезированной кривой восстановления давления все более плавно, но также сохранилось в течение одного логарифмического цикла. Небольшое различие может быть вызвано тем, что в модели используются упрощенные представления о геологическом строении зоны дренирования скважины. Во всех трех скважинах наблюдается линейный приток как на реальном диагностическом графике, так и на графике синтезированной кривой.

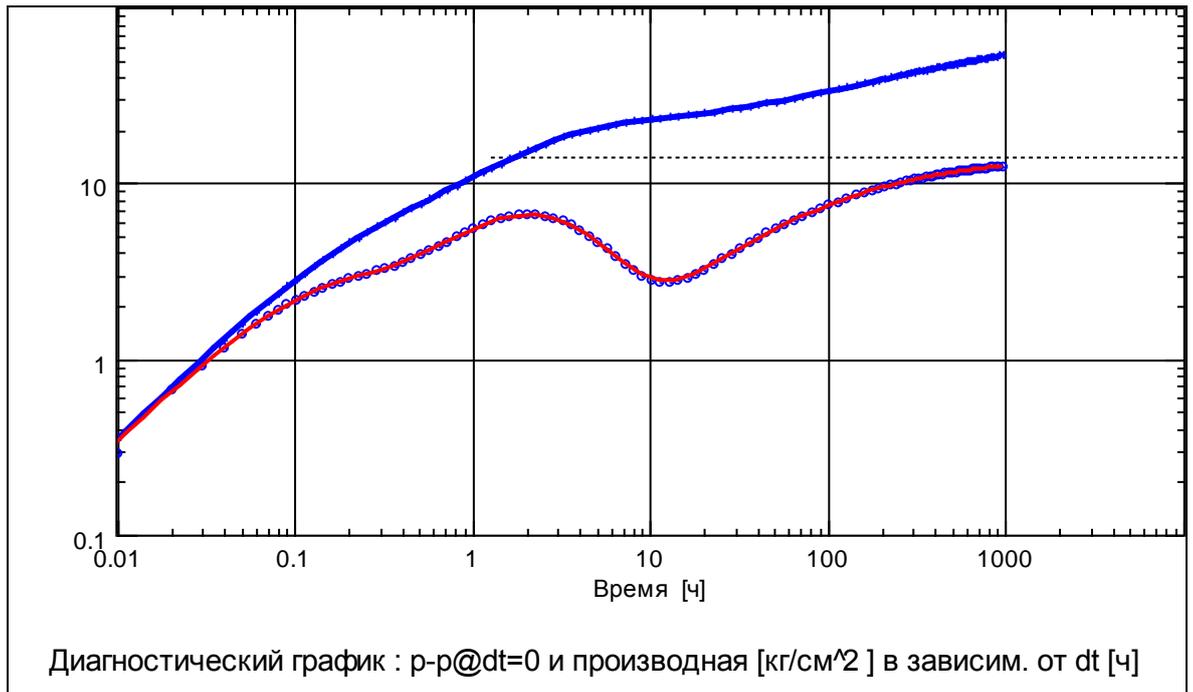


Рисунок 3.17. Диагностический график синтезированной КВД скважины №1

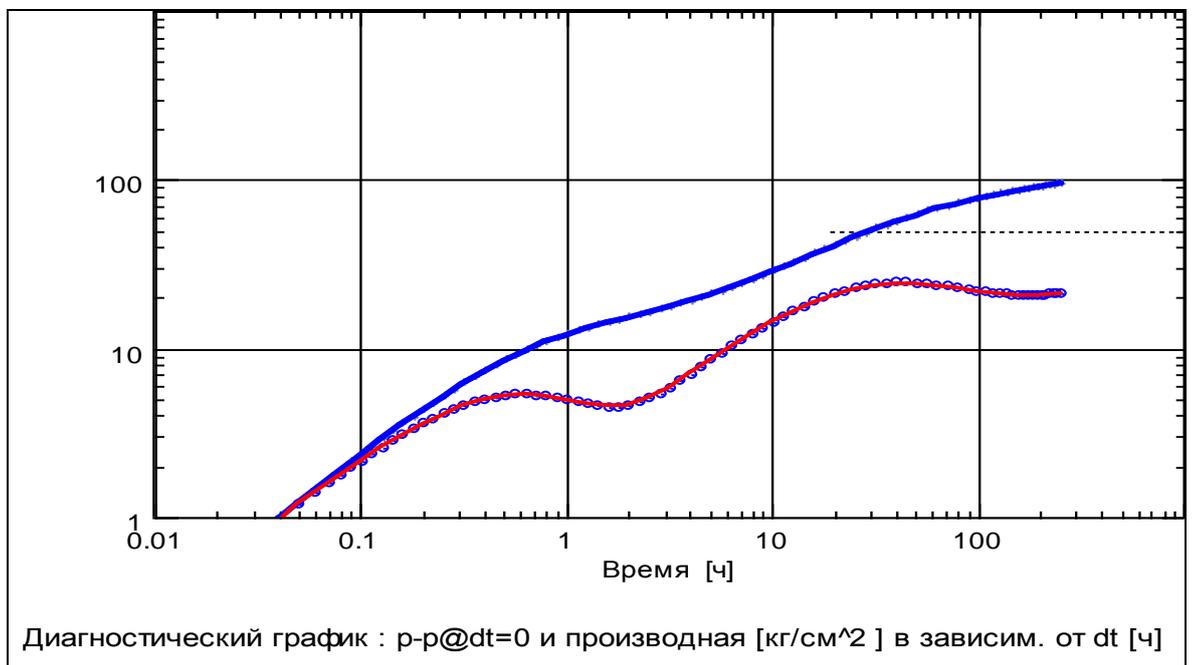


Рисунок 3.18. Диагностический график синтезированной КВД скважины №2

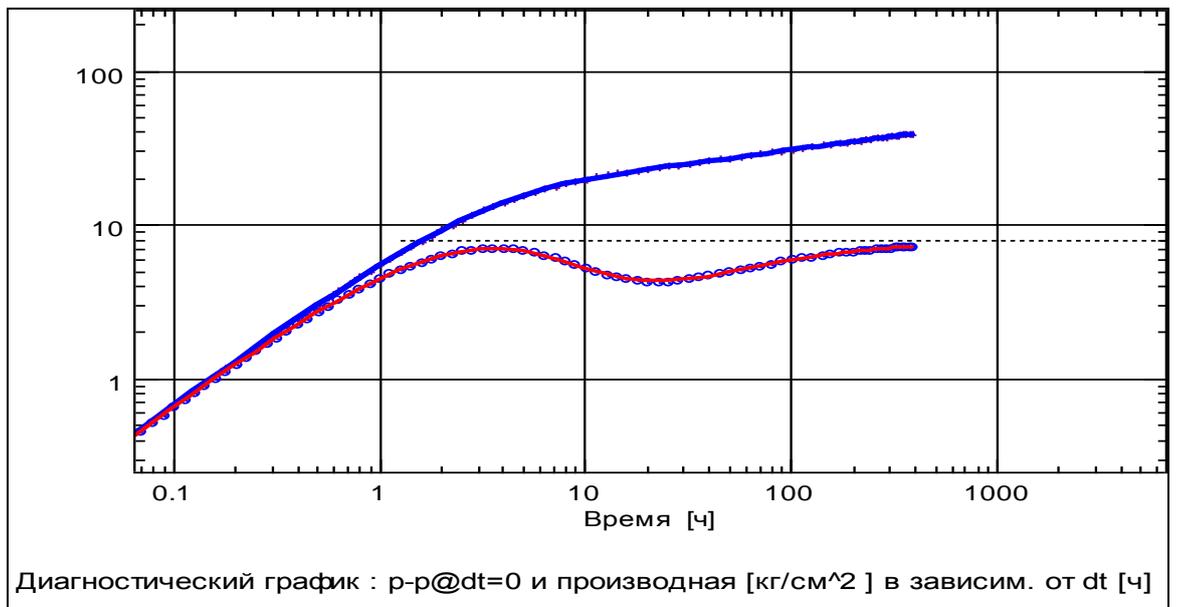


Рисунок 3.19. Диагностический график синтезированной КВД скважины №3

Рисунки 3.17-3.19 показывают графики моделированного давления и его производной в билогарифмических координатах. На графиках производной давления наблюдается прямолинейный участок, это означает, давление на скважине восстановлено, и скважина вышла на радиальное течение, что необходимо для получения достоверных параметров по пласту.

Согласно выполненному дизайну синтезированной КВД по скважине №1, длительность исследования КВД должна составить около 1000 ч, по скважине № 2 длительность исследования КВД должна составить около 600 часов, и по скважине №3 длительность исследования КВД составляет 393 часа.

Таким образом, интерпретация ГДИ нефтяных скважин является достаточно сложной задачей. С помощью традиционных методов поставленные задачи можно решить, но исследование занимает большое количество времени, чтобы инженер мог дать хорошую оценку интерпретации, так как без выхода радиального режима притока на производной давления инженер не может дать достоверную оценку исследования.

Для решения отмеченных выше проблем я использовал разработанный на кафедре Томского политехнического университета метод диагностики потоков,

основанный на оценке радиальной проницаемости и ее производной, с использованием технологии адаптивной интерпретации КВД в процессе проведения ГДИ.

3.2. Моделирование недовосстановленного участка КВД с использованием результатов адаптивной интерпретации.

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:

$$\Delta P_3(t) = P_3(t) - P_3(t_0) = \frac{C_s q \mu B}{k_r h} \ln \left(\frac{2,25 k_r t}{m \mu r_{\text{пр}}^2} \right), \quad (3.2.1)$$

Время начала позднего радиального потока t_r определяется по формуле:

$$t_r \approx \frac{1500 L^2 m \mu C_t}{k_z} \quad (3.2.2)$$

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; $r_{\text{пр}}$ – 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:

$$\Delta P_3 = \frac{C_s q B}{\sqrt{\pi L h}} \sqrt{\frac{\mu \cdot t}{m k_y}} + \frac{q \mu}{4 \pi k_y L} S \quad (3.2.3)$$

Время начала линейного потока вычисляется по формуле:

$$t_l = \frac{160 L^2 m \mu C}{k_y} \quad (3.2.4)$$

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 (3.2.1), (3.2.3).

Надо отметить, что на практике используются количественный и качественный критерия для выделения потоков. Количественный способ, заключается в определении времени начала потоков по формулам (3.2.2) и (3.2.13). 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].

Однако актуальной проблемой при использовании количественных критериев для вычисления времени начала потоков является присутствие в формулах (3.2.2), (3.2.4) 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.

Основой метода адаптивной диагностики потоков является критерий:

$$\Delta t^* = \arg \min_{\Delta t} J(P_{t,3}^* - P_3(\alpha_t^*(\beta_t^*))), \Delta t = [t + \tau] \in [t_0, t_n], \quad (3.2.5)$$

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 (3.2.5) в момент времени $t^* = \Delta t^* - \tau$ на основе адаптивного метода интерпретации КВД путем решения следующих оптимизационных задач [17]:

$$\alpha_t^*(\beta_t^*) = \arg \min_{\alpha_t} \Phi(\alpha_t, \beta_t^*), \quad (3.2.6)$$

$$\beta_t^* = \arg \min_{\beta_t} J_0(\alpha_t^*(\beta_t^*)), \quad (3.2.7)$$

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

$$\begin{cases} P_{3,t}^* = F_0 \alpha_t + \xi_t, \\ \bar{Z}_t = F_a \alpha_t + \eta_t, t \in [t_0, t_n - \tau] \end{cases} \quad (3.2.8)$$

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:

$$\Delta P_3(t) = \alpha_1 + \alpha_2 \ln(t), \alpha_1 = \frac{C_s q \mu B}{k_r h} \ln\left(\frac{2,25 k_r}{m \mu r_{np}^2}\right), \alpha_2 = \frac{C_s q \mu B}{k_r h} \quad (3.2.9)$$

Модели экспертных оценок принимает вид:

$$\bar{z}_{1t} = \bar{\alpha}_{1t} = \alpha_{1t} + \eta_{1t}, \bar{z}_{2t} = \bar{\alpha}_{2t} = \alpha_{2t} + \eta_{2t}, \quad \bar{\alpha}_{1t} = \frac{C_s q \mu B}{\bar{k}_r h} \ln\left(\frac{2,25 \bar{k}_r}{m \mu \bar{r}_{np}^2}\right), \bar{\alpha}_{2t} = \frac{C_s q \mu B}{\bar{k}_r h} \quad (3.2.10)$$

матрица F_0 размерности $(2 \times nk)$ и матрица F_a размерности (2×2) имеют вид $F_0 = \begin{pmatrix} 1 & 1 & \dots & 1 \\ x_1 & x_2 & \dots & x_{nk} \end{pmatrix}_{2, nk}$, $F_a = \begin{pmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{pmatrix}_{2, 2}$, где nk – 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_{np}^2 , \bar{k}_r – экспертные оценки приведенного радиуса скважины и радиальной проницаемости.

По критерию (3.2.5) момент начала радиального потока может определяться по формуле:

$$t_r^* = \Delta t_r^* - \tau, \quad (3.2.11)$$

где t_r^* – время начала текущего интервала обработки, на котором показатель качества J (3.2.3) принимает наименьшее значение.

Следует также отметить, что возможна и другая форма диагностического критерия (3.2.5) для определения времени начала радиального потока вида:

$$t_r^* = \arg \min_t \left| \frac{\partial \alpha_{2t}^*(\beta_t^*)}{\partial t} \right|, t \in [t_0, t_n - \tau], \quad (3.2.12)$$

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 (3.2.12) подтверждается фактом стабилизации оценок КВД, которые получены адаптивным методом интерпретации при выходе на

соответствующий режим течения [17]. По критериям (3.2.9) и (3.2.12) оценка радиальной проницаемости $k_{r,t}^*$ определяется по формуле:

$$k_{r,t}^* = \frac{C_s q \mu B}{\alpha_{2t}^* (\beta_t^*) h}, \text{ при } t = t_r^*. \quad (3.2.13)$$

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

$$k_{y,t}^* = \frac{(C_s q B)^2 \mu}{(Lh)^2 \pi m \alpha_{2t}^* (\beta_t^*)}, \text{ при } t = t_l^* \quad (3.2.14)$$

где t_l^* определяется по формуле (3.2.12).

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

$$|k_{r,t+\tau}^* - k_{r,t}^*| \leq \varepsilon, \tau > 0 \quad (3.2.15)$$

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

$$\left| \frac{dk_{r,t}^*}{dt} \right| \approx 0 \quad (3.2.16)$$

В этой связи формула (3.2.16) может быть, наряду с (3.2.15), использована для определения моментов времени радиального потока.

По полученным результатам на основе полученных в ходе адаптивного метода, а также замеренных данных по дебиту и забойному давлению, была построена синтетическая модель КВД для трех скважин в программном комплексе Saphir. При правильных полученных параметрах системы забойное давление сгенерированной тестовой модели должно совпасть с реальным забойным давлением скважины.

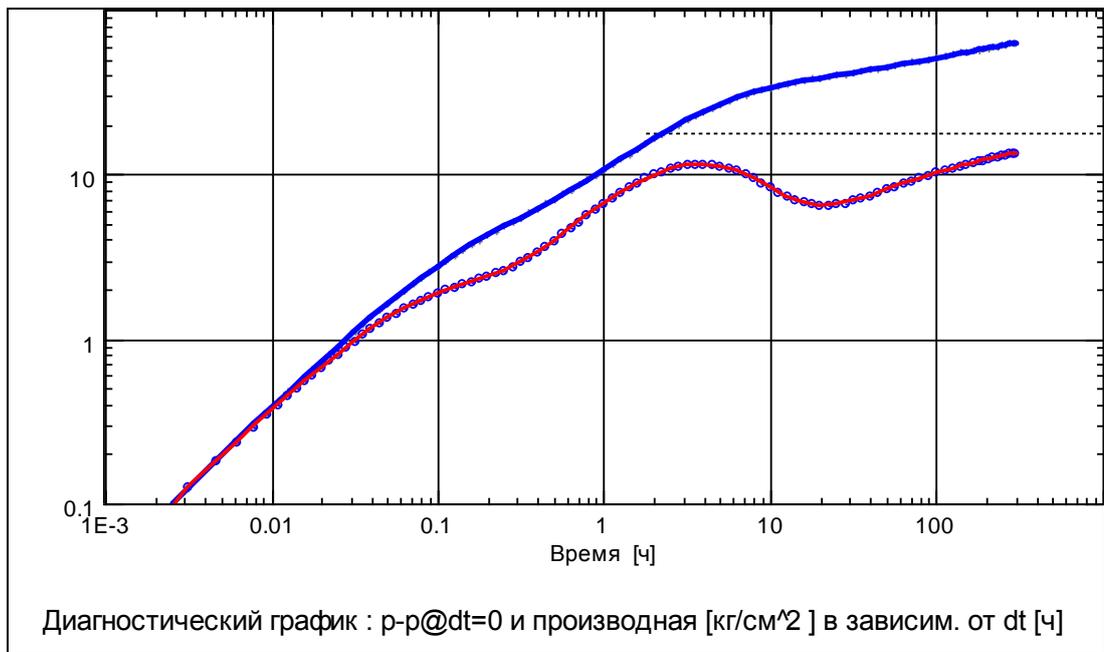


Рисунок 3.20. Диагностический график синтезированной КВД построенный на основе данных адаптивной диагностики скважина №1

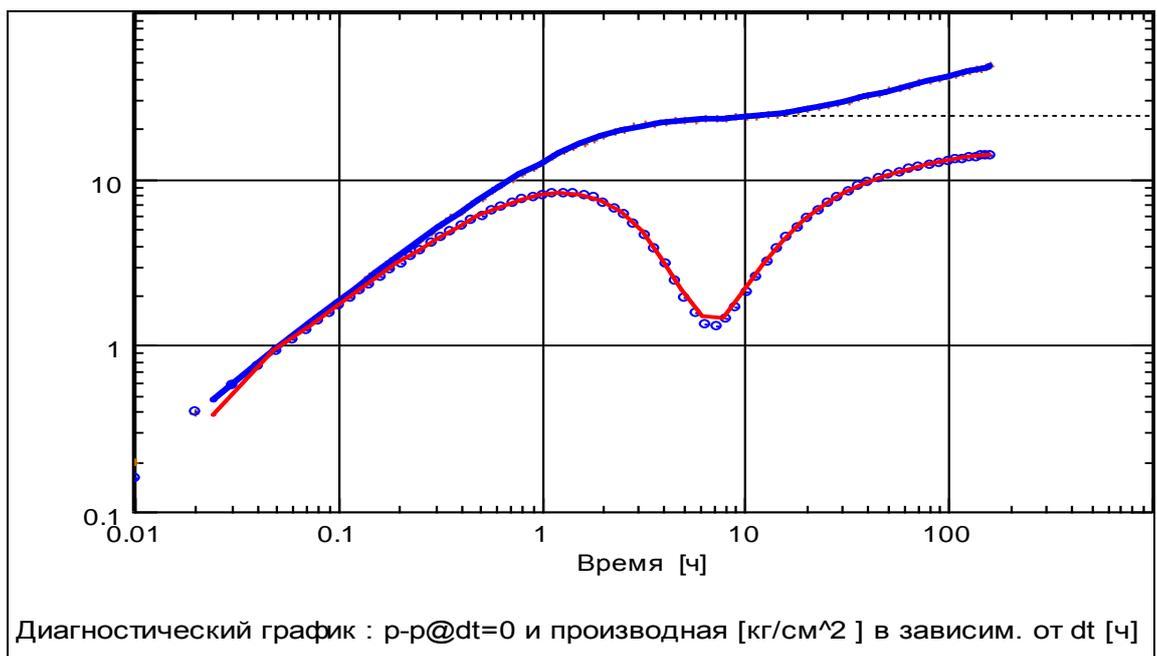


Рисунок 3.21. Диагностический график синтезированной КВД построенный на основе данных адаптивной диагностики скважина №2

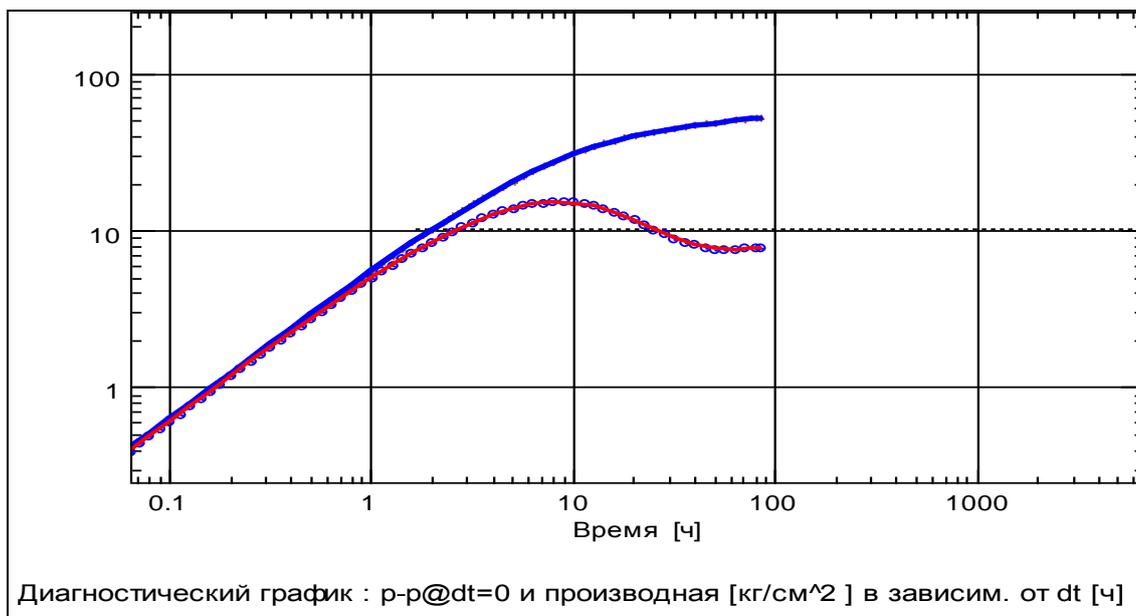


Рисунок 3.22. Диагностический график синтезированной КВД построенный на основе данных адаптивной диагностики скважина №2

Рисунки 3.20-3.22 показывает график моделированного давления и его производной в билогарифмических координатах с помощью полученных данных адаптивной модели. На графиках производной давления во всех трех случаях наблюдается выход на позднерадialный режим притока, это означает восстановление давления на скважине, что необходимо для получения достоверных параметров по пласту.

Согласно синтетической модели по данным адаптивной диагностики время исследования значительно сократилось, а полученные данные имеют совсем небольшую погрешность с данными полученными в программном комплексе Saphir.

Вывод: В данной главе рассмотрен современный метод идентификации и интерпретации гидродинамических исследований по КВД в программном комплексе Saphir. Выполнена на трех скважинах интерпретация восстановленной кривой давления, не восстановленной кривой давления и синтетической кривой давления по данным ГФХК. Так же в главе предложен метод адаптивной диагностики линейного и радиального режима потоков с

одновременной оценкой фильтрационных параметров нефтяного пласта в процессе гидродинамических исследований ГС по КВД и построена синтетическая модель по данным адаптивной диагностики.

ГЛАВА 4. РЕЗУЛЬТАТЫ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ SAPHIR И МЕТОДОМ АДАПТИВНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ С ВЫДЕЛЕНИЕМ ПОТОКОВ ПО ПРОМЫСЛОВЫМ ДАННЫМ

4.1 Анализ точности определения параметров нефтяных пластов в ПК Saphir с восстановлением на КВД участка позднего радиального потока.

Для сравнения анализ точности методов интерпретации ГДИ горизонтальных скважин по КВД были использованы промысловые данные по КВД скважин нефтяного месторождения. Обработка данных осуществлялась в ПО «Saphir» а также в программе адаптивной интерпретации.

В целом в результате проведения моделирования могут получаться многочисленные варианты. Чем более полно и корректно была воссоздана реально картина работы участка – тем больше будет сходимость реальных замерных данных и смоделированных системой. Расшифровка полученных в результате моделирования результатов является одним из наиболее интеллектуально емких процессов. Причины той или иной картины почти для каждой системы скважин являются индивидуальными.

Результаты интерпретации по замеренным промысловым данным, данным ГФХК и с помощью адаптивной модели КВД полученные по скважине №№1,2,3, приведены на диагностических графиках - рисунки 4.1-4.3 и в таблице 4.1.

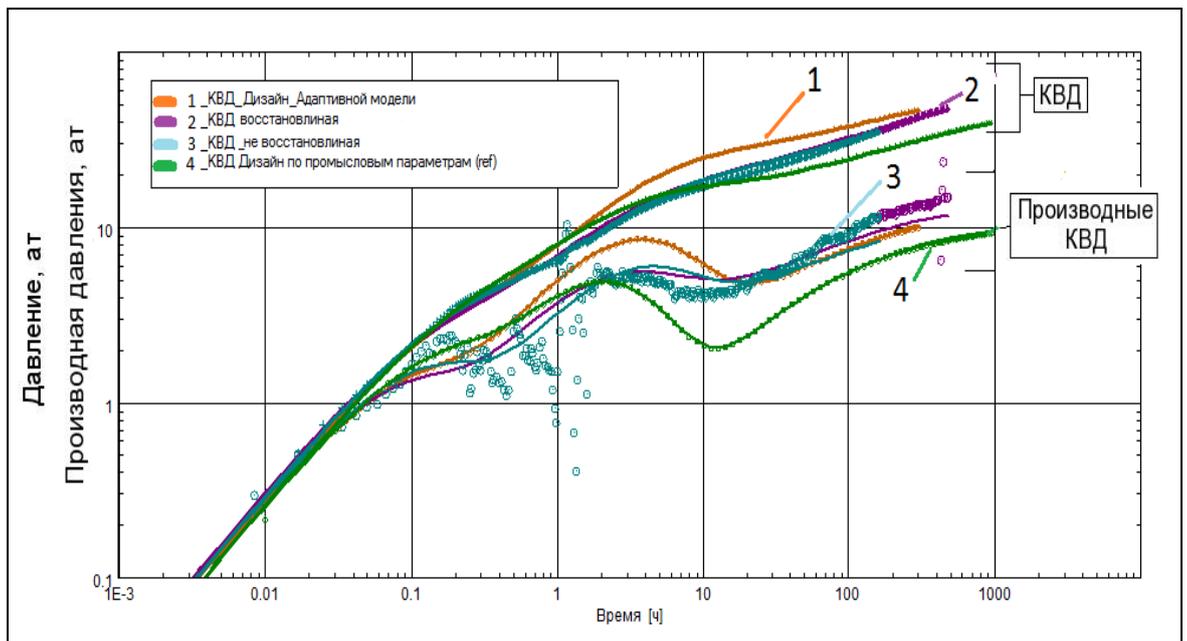


Рисунок 4.1 – Диагностические графики скважины № 1

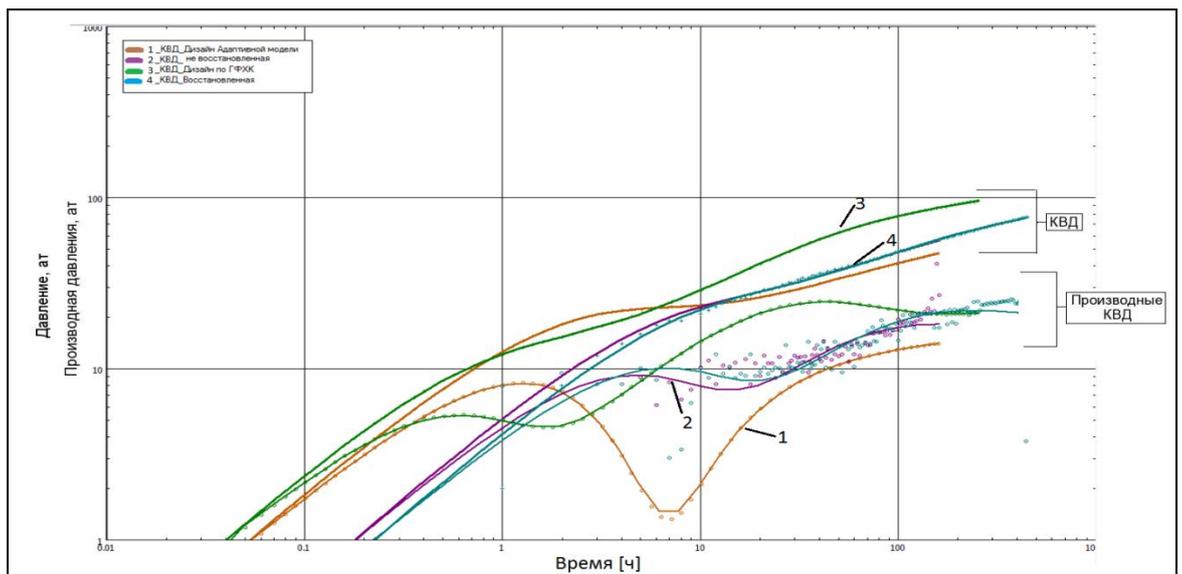


Рисунок 4.2 – Диагностические графики скважины № 2

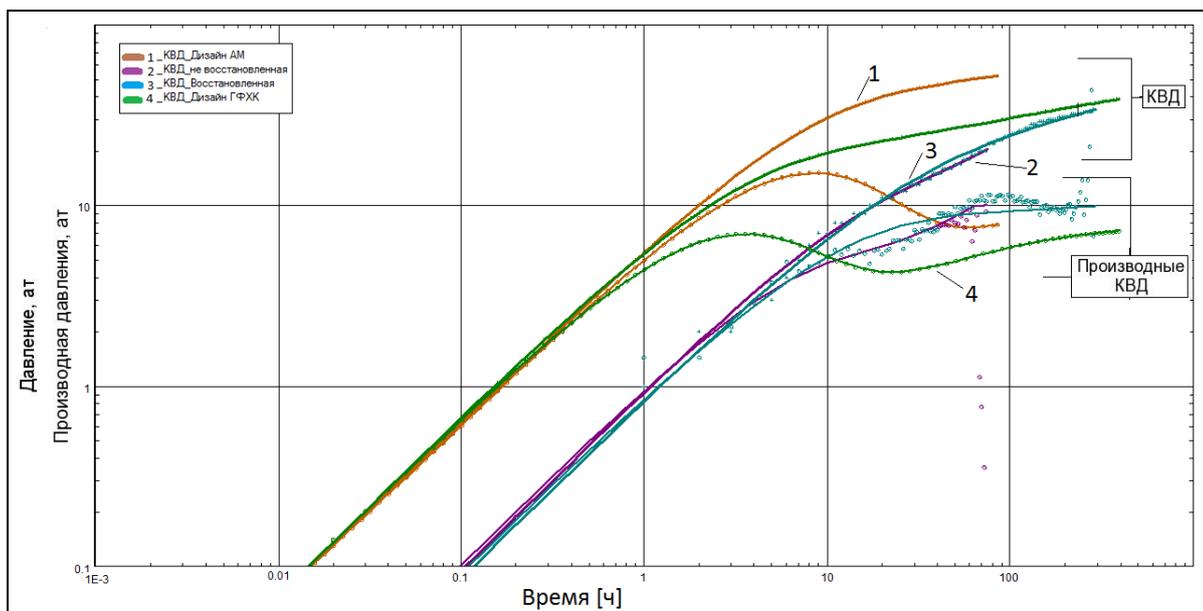


Рисунок 4.3 – Диагностические графики скважины № 3

На диагностических графиках моделированного давления и его производной в бипологарифмических координатах рисунки 4.1-4.3, показаны давление и его производная давления с наложением друг на друга восстановленной кривой давление, невосстановленной кривой давления, кривой построенной по данным ГФХК и кривой построенной по данным адаптивной диагностики.

В таблице 4.1 приведены сравнительные результаты полученных параметров скважин №№ 1, 2, 3, пластового давления, проницаемости от времени исследования с использованием программного комплекса Saphir.

Таблица 4.1 Результаты интерпретации ГДИ в ПК Saphir по трем скважинам.

№Скважин	КВД	Проницаемость, мД	Скин-фактор	Длина горизонтального фильтра, м	Пластовое давление, атм	Время завершения исследования, ч	Относительная ошибка
1	Восстановленная	0.616	-5.36	135.95	144.37	479.53	-
	Не восстановленная	0.739	-5.25	105.12	127.39	161.5	0.339
	по ГФХК	0.816	-5.56	138.63	181.44	950.32	0.624
	Адаптивной диагностики	0.64	-5.19	140.95	150.6	160	0.07
2	Восстановленная	0.581	-5.43	235	133.69	456	-
	Не восстановленная	0.653	-5.16	178	112.69	180	0.32
	по ГФХК	0.29	-5.57	170	125.63	600	0.75
	Адаптивной диагностики	0.6	-5.55	154	151.6	151	0.08
3	Восстановленная	0.67	-4.85	119.6	103.23	293	-
	Не восстановленная	0.71	-2.98	89	82.25	75	0.15
	по ГФХК	0.81	-4.61	120	110.35	393	0.4
	Адаптивной диагностики	0.61	-3.82	109	115.5	85	0.09

Из рисунков 4.1-4.3 и таблицы 4.1 видно, что предлагаемый метод диагностики дает возможность более раннего обнаружения и выделения

радиального притока с оценкой фильтрационных параметров пласта по сравнению с традиционными методами.

Вывод: В данной главе провели анализ результатов восстановленной кривой давление, невосстановленной кривой давления, кривой построенной по данным ГФХК и кривой построенной по данным адаптивной диагностики интерпретации горизонтальных скважин.

Интерпретация ГДИ горизонтальных скважин по КВД низкопроницаемых коллекторов при отсутствии позднего радиального потока, является актуальной в настоящее время задачей. В данной главе провели анализ результатов диагностики потоков и интерпретации КВД горизонтальных скважин. Показано, что адаптивный метод интерпретации КВД позволяет выделять фильтрационные потоки с одновременной оценкой параметров пласта и скважины в процессе проведения гидродинамических исследований, значительно сократить время простоя скважин и увеличить добычу нефти.

5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Целью данной работы является повышение точности интерпретации гидродинамических исследований и сокращения время простоя скважин, что позволяет увеличить экономическую эффективность за счет сокращения потери добычи. При этом были обработаны горизонтальные скважины нефтяного месторождения Тюменской области. Полученные результаты приведены на таблицах 4.1.

Таблица 4.1 - Результаты обработки горизонтальных скважин нефтяного месторождения по адаптивному методу интегрированных моделей

№ скважин	Время завершения исследований, ч	Пластовое давление, ат	Радиальная проницаемость, мД
647	52,2	137,5	444
2156	52,83	143	607
2031	40,86	144,5	3760,2
1166	34,39	135,2	1089
1434	32,75	149,4	226,9

Из таблиц видно, что при применении программы адаптивной интерпретации ГДИ горизонтальных скважин время исследований сокращается, и после 32-53 часов исследований скважины можно вводить в дальнейшую эксплуатацию.

В данном разделе будет рассмотрена экономическая эффективность внедрения метода интерпретации ГДИС с целью получения дополнительной добычи нефти посредством сокращения простоя добывающих скважин опорной сетки из 50 горизонтальных скважин.

Данные исследования проводятся один раз в полгода согласно РД 153-39.0-109-01 «Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений».[29]

Для оценки экономической эффективности можно применить следующие показатели, используемые для оценки эффективности производственных инвестиций: чистый дисконтированный доход, внутреннюю норму доходности, срок окупаемости вложений. [30]

5.1. Чистый дисконтированный доход

В основе большинства методов определения экономической эффективности инвестиционных проектов в рыночной экономике лежит вычисление чистого дисконтированного дохода (net present value).

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+i)^t} = -IC + \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+i)^t}, \quad (4.1.1)$$

где NPV – чистый дисконтированный доход;

IC – начальной инвестиции;

CF – денежный поток;

i – ставка дисконтирования;

n – количество периодов (лет).

Современное значение всех входных денежных потоков сравнивается с современным значением выходных потоков, обусловленных капитальными вложениями для реализации проекта. Разница между первым и вторым есть чистое современное значение, величина которого определяет правило принятия решения (сопоставление исходных инвестиций с дисконтированными денежными потоками генерируемыми этими инвестициями):

1. Для отдельного проекта если NPV больше или равно нулю, то проект принимается;

2. Доходы проекта представляются значимыми (привлекательными) по отношению к альтернативному (существующему, желаемому) с нормой доходности ;

$NPV < 0$ - исходная инвестиция не окупается, т.е. положительные денежные потоки, которые генерируются этой инвестицией не достаточны для компенсации, с учетом стоимости денег во времени, исходной суммы капитальных вложений.

Для расчета используем следующие данные:

IC – затраты на приобретение и внедрение программного обеспечения для интерпретации ГДИС апробированным способом; 10000000 рублей.

CF_1 – доходность от сокращения простоя скважин с 216 часов до 53 часов. Расчет CF_1 производился исходя из:

- 1) Количество горизонтальных скважин опорной сети – 50шт;
- 2) Средний дебит каждой скважины – $150\text{ м}^3/\text{сут}$;
- 3) Продолжительность простоя два раза в год по 53 часов;
- 4) Цена за один баррель нефти сорта – 41 доллара 88 центов средняя цена по 08 апреля 2016 г. ; (1 баррель = $0,159\text{ м}^3$). [31]
- 5) Курс доллара – 68 рублей 13 копеек. Средний курс по 08 апреля 2015 г.. [35]

$$CF_1 = \frac{50 \times 150 \times 2 \times (216 - 53)}{24 \times 0,159} \times 41,88 \times 68,13 = 1828165712 \text{ (руб.)}$$

Согласно расчету доходности денежный поток в первый год составит 1828165712 рублей.

Ставка дисконтирования $i = 10\%$

$$NPV = -10000000 + \frac{1828165712}{(1 + 0,1)} = 1651968829 \text{ (руб.)}$$

В результате расчета $NPV > 0$ - проект можно принимать.

5.2. Внутренняя норма доходности

Чем больше ставка дисконтирования i , тем меньше NPV: при увеличении нормы доходности инвестиций (стоимости капитала инвестиционного проекта) значение критерия NPV уменьшается.

Внутренняя норма доходности (IRR) – это такое значение показателя дисконта, при котором современное значение инвестиции равно современному

значению потоков денежных средств за счет инвестиций, или сумма дисконтированных притоков равна сумме дисконтированных оттоков значение показателя дисконта, при котором обеспечивается нулевое значение чистого настоящего значения инвестиционных вложений ($NPV=0$).

$$IC = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1 + IRR)^t}, \quad (4.2.1)$$

где CF_t – входной денежный поток в t-ый период;

IC – значение начальной инвестиции.

Экономический смысл IRR - это такая норма доходности, при которой предприятию одинаково эффективно инвестировать свой капитал под IRR % в какие-либо финансовые инструменты или в данный реальный проект, который генерирует денежные потоки, каждый элемент которого в свою очередь инвестируется по IRR процентов.

$$IRR = \left(\frac{1828165712}{10000000} - 1 \right) \times 100\% = 18182\%$$

В нашем случае внутренняя норма доходности составляет 18182%.

5.3. Срок окупаемости

Срок окупаемости инвестиций - время, которое требуется, чтобы инвестиция обеспечила достаточные поступления денег для возмещения инвестиционных расходов. Вместе с чистой текущей стоимостью (NPV) и внутренним коэффициентом окупаемости (IRR) используется как инструмент оценки инвестиций.

Общая формула для расчета срока окупаемости инвестиций:

$$T_{ок} = n, \text{ при котором } \sum_{t=1}^n CF_t = IC \quad (4.3.1)$$

где $T_{ок}$ (PP) – срок окупаемости инвестиций;

n- число периодов;

CF_t – приток денежных средств в период;

IC – величина исходных инвестиций в нулевой период.

$$T_{ок} = \frac{IC}{1828165712} = \frac{10000000}{1828165712} = 0,0055 \text{ (год)}$$

В нашем случае период окупаемости наступает в первые полгода после проведения и внедрения методов интерпретации ГДИС.

Вывод: Расчет показал огромную экономическую эффективность при внедрении программы адаптивного метода интерпретации результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин в производство.

6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Бурение горизонтальных скважин является одним из эффективных способов вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов в низкопроницаемых коллекторах, а также увеличения коэффициент охвата воздействием, как по площади, так и по разрезу продуктивных отложений. Для обеспечения оптимального режима работы данных скважин необходим постоянный мониторинг процессов добычи флюида.

Кривые восстановления давления (КВД) снимаются с целью определения гидродинамических параметров пласта и призабойной зоны скважины (коэффициент продуктивности, проницаемость, скин-фактор).

Для проведения исследования скважина должна быть оборудована рабочей площадкой и лубрикатором, согласно правилам безопасности в НГП. Низ лифта подъемника (колонны НКТ) должен быть оборудован воронкой.

Замер забойного давления производится с применением современного электронного оборудования – манометров-термометров типа АМТ-08, при высоких и сверхвысоких пластовых температурах применяются специализированные манометры-термометры К8 EMR 39 НТ “QUARZ” и К8 EMR GEO “KUSTER”. Для спуска приборов в скважину применяют передвижной комплекс СиамМастер-ГДИС .

Обработка инструментальных замеров производится с применением современного программного продукта разработанного компанией Карра Engineering – Saphir NL.

Анализ КВД послужил первичным толчком к разработке тех программных средств, которыми мы сегодня пользуемся.

Однако, как и любые мероприятия, проводимые на скважинах, гидродинамические исследования являются источником повышенного уровня опасности при малейшем несоблюдении технологического режима эксплуатации оборудования или правил проведения мероприятия.

6.1. Производственная безопасность

Вредным производственным фактором (ВПФ) называется такой производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях приводит к заболеванию или снижению трудоспособности.

Опасным производственным фактором (ОПФ) называется такой производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях приводит к травме или к другому внезапному резкому ухудшению здоровья. [1].

Все опасные и вредные производственные факторы, возникающие при проведении гидродинамических исследований представлены в таблице 5.1 [2]:

Таблица 5.2 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ с измен. 1999 г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Установка лубрикатора на фланец ФА	Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов	Повышенный уровень статического электричества Расположение рабочего места на значительной высоте относительно земли (пола)	ГОСТ 12.1.005-88, ГОСТ 12.1.045-84
Спуск глубинного манометра в скважину	Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях заготовок, инструментов и оборудования Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны	Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека Движущиеся машины и механизмы, разрушающиеся конструкции	ГОСТ 12.1.038-82, ГН 2.2.5.686-98 СанПиН 2.2.4.548-96

При проведении ГДИС могут возникнуть следующие вредные и опасные производственные факторы:

1. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны.

В условиях крайнего севера среди факторов производственной среды, действующих на организм человека при выполнении различных видов работ в холодное время года, ведущая роль принадлежит метеорологическим условиям, вызывающим охлаждение. Охлаждающего воздействия метеорологических условий на человека зависит от показателей атмосферной температуры и скорости ветра. Температура воздуха ниже -45°C даже при незначительной скорости ветра 2 м/с служит основанием для прекращения работ. При скорости более 15 м/с все виды работ на открытом воздухе прекращаются при любых, даже небольших отрицательных атмосферных температурах в связи с опасностью нарушения функции дыхания, нарушений целостности слизистых оболочек глаз, носа, верхних дыхательных путей, возможности быстрого отморожения кожных покровов, незащищенных одеждой участков тела.

Нормы параметров климата при работе на открытом воздухе зависят от климатических регионов, тяжести и времени выполняемых работ.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего.

2. Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов.

При проведении гидродинамических исследований на добывающих скважинах необходимо учитывать, что температура перекачиваемого флюида может достигать 80°C . [3]. Во избежание термических ожогов необходимо использовать соответствующие средства индивидуальной защиты, а также исключить контакт незащищенных участков кожи с поверхностью оборудования устья скважины.

3. Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях заготовок, инструментов и оборудования.

При установке лубрикатора на устье скважины возникает вероятность получения порезов и ссадин о края буферного фланца. Во избежание травм необходимо проводить данные работы только в средствах индивидуальной защиты.

4. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.

При проведении мероприятий, связанных с исследованием скважин, основными веществами, загрязняющими воздух и оказывающими вредное воздействие, являются пыль и углеводороды в газообразном состоянии (табл. 5.2).

Таблица 5.2 – Токсичные и вредные вещества. [4]

Наименование вредных факторов, веществ	Показатели	Нормативы ПДК
Пыль	мг/м ³	10
Углеводороды нефти в атмосфере	мг/м ³ класс опасности	0,3 4

При большой дозе воздействия на организм рабочего данные вещества могут вызывать резкое ухудшения самочувствия.

4. Повышенный уровень статического электричества.

При трении слоев перекачиваемого флюида друг о друга или о стенки НКТ возможно образование заряда статического электричества. Так же заряд может накапливаться при длительном контакте формы оператора с арматурой скважины. Величина возникающего заряда статического электричества в некоторых случаях достаточна для возникновения мощного электрического разряда, который может послужить источником возгорания и возникновения пожара.

5. Расположение рабочего места на значительной высоте относительно земли (пола).

Для установки лубрикатора необходим подъем к буферной задвижке скважины. Для обеспечения безопасной работы на высоте необходима установка лубрикаторной площадки. Рабочие площадки на высоте должны иметь настил, выполненный из металлических листов с поверхностью, исключающей возможность скольжения, или досок толщиной не менее 40 мм, перила высотой 1,25 м с продольными планками, расположенными на расстоянии не более 40 см друг от друга, и борт высотой не менее 15 см, плотно прилегающий к настилу. [5].

6. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека.

При работе со скважинами, эксплуатируемыми электронасосами необходимо соблюдать меры безопасности от поражения электрическим током. Запрещается прикасаться к силовому кабелю при работающей установке. Обсадная колонна скважины должна быть соединена с заземляющим контуром или нулевым проводом сети 380 В. Работы, связанные с возможностью прикосновения к токоведущим частям, осуществлять только при выключенной установке, выключенном рубильнике и со снятыми предохранителями.

7. Движущиеся машины и механизмы, разрушающиеся конструкции.

К группе физически опасных и вредных производственных факторов следует отнести попадания конечностей во вращающиеся и движущиеся части машин и механизмов; опасность падения с высоты при обслуживании агрегатов, поднятых над уровнем земли. Также потенциальную опасность представляют аварийные ситуации, которые можно сгруппировать по месту их возникновения: скважина, трубопроводы, запорная арматура, распределительные блоки и насосные агрегаты. Одним из основных видов аварий является нарушение герметичности элементов системы, причиной которой могут быть коррозия и разрушение элементов оборудования под воздействием высокого давления. При этом обслуживающий персонал может быть травмирован осколками и частями оборудования, а также струей жидкости.

Нарушение целостности и герметичности противовыбросового оборудования, а также нарушение схемы обвязки устья скважины может привести к газонефтеводопроявлениям или открытому фонтану.

На промысле применяются следующие средства индивидуальной защиты [6]:

- спецодежда, которая имеет высокие теплозащитные свойства, воздухо непроницаемости, малую влагоемкость и нефтенепроницаемость, должна быть изготовлена из термостойких и антистатических материалов.

- спецобувь, предохраняющая ноги от механических повреждений и влаги;

- головные уборы – каски (зимой с утепленными подшлемниками) и подшлемники для защиты головы от механических повреждений;

- резиновые перчатки для защиты от поражения электрическим током;

- противогазы для защиты органов дыхания;

- предохранительные пояса при работах, связанных с опасностью падения с высоты.

6.2 Экологическая безопасность

Проблема рационального использования и охраны окружающей среды – одна из важнейших проблем для нефтедобывающей промышленности. Это связано с тем, что ввод в действие новых месторождений, привлечение к нефтедобывающей отрасли больших трудовых ресурсов требуют ускоренного решения вопросов оптимизации условий проживания населения районов размещения нефтедобывающих предприятий.

Источники загрязнения атмосферы и мероприятия по охране атмосферного воздуха

Загрязняющие воздух вещества могут поступать в атмосферу в виде неорганизованных и организованных выбросов. Выбросы и выделения вредных веществ в атмосферу происходит в основном вследствие:

- потеря нефтяного газа через неплотности технологического оборудования,

- сжигания нефтяного газа на факелах, жидкого и газообразного топлива в топках технологических печей,

- аварий на скважинах промышленном оборудовании

В целях предупреждения загрязнения атмосферного воздуха предусматривается ряд мероприятий по сокращению выбросов вредных веществ в атмосферу.

1. Полная герметизация системы сбора и транспорта нефти.

2. Стопроцентный контроль швов сварных соединений трубопроводов.

3. Защита оборудования от коррозии.

4. Оснащение предохранительных клапанов всей аппаратуры, в которой может возникнуть избыточное давление.

5. Сброс нефти и газа с предохранительных клапанов в аварийные емкости или факел аварийного сжигания газа.

6. Испытание оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность после монтажа.

Источники загрязнения поверхностных и подземных вод и охрана водоемов от загрязнения

Возможными источниками загрязнений водоемом и грунтовых вод при ГДИС являются:

- аварийные выбросы нефти,

- нарушения герметичности колонны в скважине,

- порыв водоводов и трубопроводов,

- сброс недостаточно очищенных промышленных вод,

Мероприятия, проводимые для охраны водоемов:

1. В соответствии с требованиями охраны поверхностных вод от загрязнения запрещается сбрасывать в водные объекты сточные воды.

2. Скважины на воду для технических нужд при бурении скважин должны быть ликвидированы после окончания бурения или переведена на баланс местных организаций.

3. На затопляемых территориях необходима обваловка по контуру отводимого участка буровой, также в целях предотвращения поверхностных вод в периодически затопляемых местностях механизмы, оборудование должны размещаться на платформах и площадках.

4. На линиях вероятного стока нефти при авариях коллекторов должны быть созданы запасы сыпучих материалов (грунт, гравий) для создания нефтеловушек.

5. На территории водоохранной зоны вдоль берегов рек и их притоков следует выделить прибрежные водоохранные зоны.

6. При освоении и капремонте скважин сброс нефтяной эмульсии осуществлять в нефтяной коллектор или закрытую емкость.

7. Организовать ежемесячный отбор проб поверхностных вод на химический анализ в районе максимального скопления нефтедобывающих объектов.

Источники загрязнения почвы и мероприятия по предупреждению загрязнения

Источниками загрязнения почвы и почвенных вод являются компоненты нефти, всевозможные промышленные отбросы и продукты прорывов трубопроводов.

Основным типом сооружаемых амбаров являются односекционные дренажные ямы, их объем зависит от глубины и количества скважин в кусте.

Порядок ликвидации амбаров:

1. Откачка чистой воды,
2. Засыпка амбара грунтом,
3. Ликвидация обваловки вокруг амбара,
4. Зачистка замазученности с территории площадки,
5. Отсыпка грунтом нарушенного слоя почв,
6. Уборка завалов и мусора.

6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На месторождении могут возникнуть различные чрезвычайные ситуации (ЧС). Наиболее распространенные из них носят техногенный характер:

- пожары;
- отключение электроэнергии;
- взрывы;
- разлив нефти и многое другое.

Для предотвращения и быстрой ликвидации аварий, которые могут возникнуть на объектах нефтедобычи составляются планы по ликвидации возможных аварий (ПЛВА). ПЛВА составляются в соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности и должны содержать следующее:

1. Перечень возможных аварий на объекте;
2. Способы оповещения об аварии (сирена, световая сигнализация, громкоговорящая связь, телефон и др.), пути выхода людей из опасных мест и участков в зависимости от характера аварии;
3. Действия лиц технического персонала, ответственных за эвакуацию
4. Людей и проведение предусмотренных мероприятий;
5. Список и порядок оповещения должностных лиц при возникновении аварии;
6. Способы ликвидации аварий в начальной стадии. Первоочередные действия технического персонала по ликвидации аварий (пожара), предупреждению увеличения их размеров и осложнений. Осуществление мероприятий по предупреждению тяжелых последствий аварий. Порядок взаимодействия с газоспасательными и другими специализированными службами;
7. Список и местонахождение аварийной спецодежды, средств
8. Индивидуальной защиты и инструмента;

9. Список пожарного инвентаря, находящегося на объекте;
10. Акты испытания СИЗ, связи, заземления
11. График и схему по отбору проб газовой среды;
12. Технологическая схема объекта;
13. Годовой график проведения учебных занятий для предотвращения возможных аварий;

План ликвидации аварий составляется и утверждается 1 раз в пять лет. [7]. Согласно графику с работниками предприятия каждый месяц проводятся занятия по ликвидации возможных аварий. Результаты занятий заносятся в журнал с подписью ответственного лица из числа инженерно–технических работников.

6.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

При выполнении работ по проведению гидродинамических исследований место проведения замера должно соответствовать требованиям охраны труда и безопасности жизнедеятельности.

Скважина должна быть оборудована рабочей площадкой и лубрикатором, согласно правилам безопасности в НГП и прошаблонирована на глубину спуска прибора. Диаметр и длина шаблона должна быть не меньше длины и диаметра исследовательского прибора. Опресовка устья должна выдерживать ожидаемое давление на буферной задвижке.

Во время проведения исследования оборудование на скважине должно располагаться в соответствии с технологической схемой. Работы по снятию замеров проводятся оператором ГДИС не ниже 4 разряда согласно утвержденному плану работ. Спуск прибора осуществляется под строгим контролем счетчика глубины со скоростью не более 1 м/с во избежание обрыва проволоки.

При производстве работ операторы по исследованию скважин должны руководствоваться:

- технологическим регламентом для данного вида замеров;
- правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности [8];
- требованиями охраны окружающей среды [9];
- утверждёнными инструкциями по охране труда и промышленной безопасности [10];
- инструкциями по эксплуатации приборов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основной целью данной работы является определение параметров нефтяных пластов по результатам гидродинамических исследований (ГДИ) горизонтальных скважин низкопроницаемых коллекторов в программном комплексе Saphir в условиях отсутствия на кривой восстановления давления (КВД) участка позднего радиального притока.

Интерпретация ГДИ горизонтальных скважин по КВД низкопроницаемых коллекторов при отсутствии позднего радиального потока, является актуальной в настоящее время задачей.

Результаты полученные при интерпретации ГДИ используются при планировании геолого-технологических мероприятий, анализе текущего состояния разработки месторождений и составлении проектных документов. Однако, их проведение практически всегда связано с остановкой добывающих скважин, что влечет за собой потери нефти в дополнение к затратам на сами исследования.

Разрабатываемые пласты ХХХ месторождения относятся к низкопроницаемым коллекторам. При проведении традиционного ГДИС на неустановившихся режимах фильтрации для достоверного определения ФЭС пласта (установления радиального режим течения), может потребоваться слишком значительная продолжительность исследования, и как следствие потери в добыче.

В работе предложены и исследованы два способа определения параметров нефтяных пластов по синтетической восстановленной КВД в ПК Saphir и с использованием метода адаптивной интерпретации разработанным в Национально исследовательском Томском политехническом университете.

Показано, что метод адаптивной интерпретации КВД позволяет

1. Выделять фильтрационные потоки с одновременной оценкой параметров пласта и скважины в процессе проведения гидродинамических исследований;

2. Повысить точностью определения фильтрационных параметров нефтяных пластов.

3. Значительно сократить время простоя скважин и увеличить добычу нефти.

Так же был проведен расчет экономической эффективности применения адаптивного метода интерпретации результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин. Данный расчет показал, что метод адаптивной интерпретации значительно выгодней.

Таким образом по итогу проведенных интерпретаций использование метода адаптивной диагностики потоков рекомендуется при интерпретации нестационарных ГДИ интеллектуальных горизонтальных скважин оснащенных стационарными измерительными системами. С экономической точки зрения, применение метода адаптивной диагностики потоков на объектах добывающего фонда представляется особенно актуальным и перспективным.

Список использованных источников

1. А.И. Ипатов, М.И. Кременецкий Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов М., 2006 г.
2. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов. - М.: Недра, 1984. 269 с.
3. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации: Справ, пособие: В 6 т. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. - Т. 5. - 431 с.: ил. ISBN 5-8365-0156-4.
4. Мангазеев П.В., Панков М.В., Кулагина К.Е. Гидродинамические исследования скважин / П.В. Мангазеев, М.В. Панков, К.Е. Кулагина, М.П. Камердинов, Т.А. Деева. - Томск: Изд-во ТПУ, 2004. - 340с.
5. Алиев, З.С. Исследование горизонтальных скважин: учебное пособие / З.С. Алиев, В.В. Бондаренко. - М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. – 300 с.
6. Кременецкий, М.И. Гидродинамические и промыслово-технологические исследования скважин: учебное пособие / М.И. Кременецкий, А.И. Ипатов. – М.: МАКС Пресс, 2008. – 476 с.
7. Сергеев В.Л. Идентификация систем с учетом априорной информации. – Томск: Изд-во НТЛ, 1999. – 146 с.
8. Сергеев В. Л., Аниканов В. С. Метод адаптивной идентификации гидродинамических исследований скважин с учетом априорной информации // Известия Томского политехнического университета. – 2010. – Т. 317. – № 5. – С. 50 – 52.
9. Сергеев В.Л. Интегрированные системы идентификации. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. - 198с.
10. Joshi S.D. Horizontal well technology. – Oklahoma: PenWell publ. comp., 1991. – 381 p.

11. Кемерова П.А., Сергеев В. Л., Аниканов А.С. Интерпретация нестационарных гидродинамических исследований скважин адаптивным методом детерминированных моментов давлений. – Томск, Известия Томского Политехнического Университета, 2011, Т.-319. - №5.
12. Bourdet D., Ayoub J.A., Pirard Y.M. Use of pressure derivative in well test interpretation // SPE. – 1984. – № 12777. 293-302 p.
13. 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.
14. Сергеев П.В., Сергеев В.Л. Идентификация гидродинамических параметров скважин на неустановившихся режимах фильтрации с учетом априорной информации// Известия ТПУ. – 2006. –Т. 309. –№ 5. – С.156-161
15. Stewart, G. 2002: “Horizontal Wells Lectures Notes”, EPS Training Course.
16. Deruyck, B., Ehlig-Economides, C., Joseph, J. 1992: “Testing: Design and Analysis”, Oilfield Review, 4, 2
17. Kuchuk, F. J. Onur, M., Hollaender, F. 2010: “Pressure Transient Formation and Well Testing: Convolution, Deconvolution and Nonlinear Estimation”, Elsevier.
18. Horne, R. 2000: “Modern Well Test Analysis. A Computer-Aided Approach”, Fourth Printing.
19. Rosa A., Carvalho R. 1989: “A Mathematical Model for Pressure Evaluation in an Infinite-Conductivity Horizontal Well” paper SPE 15967
20. Экология и безопасность жизнедеятельности: Учеб. пособие для вузов/ Д.А. Кривошеин, Л.А.Муравей, Н.Н. Роева и др.; Под ред. Л.А. Муравья. – М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2000. - 447 с.
21. ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

22. ГН 2.2.5.1313–03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы.

23. ПОТ Р М-012-2000. Межотраслевые правила по охране труда при работе на высоте" (утв. Постановлением Минтруда РФ от 04.10.2000 N 68).

24. Приказ Минтруда России от 09.12.2014 №997н «Об утверждении Типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам сквозных профессий и должностей всех видов экономической деятельности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением.»

25. Положение о разработке планов мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах от 26.08.2013г. №730.

26. Приказ Ростехнадзора от 12.03.2013 №101 (ред. от 12.01.2015) "Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

27. ФЗ «Об охране окружающей среды» от 10.01.02г. №7-ФЗ (с изменениями и дополнениями).

28. Основные положения об организации работы по охране труда в нефтяной промышленности" (утв. Минт

Приложение I
(справочное)

Review of literature

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Хагай Динил Эдуардович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Сергеев Виктор Леонидович	д.т.н.		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ	Болсуновская Людмила Михайловна	к.ф.н		

INTRODUCTION

The current state of the petroleum industry is characterized by the depletion of industrial hydrocarbon reserves and the deterioration of the structure of residual resources. The transition of the highly productive deposits in Siberia to the late stage of development leads to the need to develop deposits that have unfavorable for the extraction of the conditions of occurrence and the physical properties of saturating fluids.

One of the effective ways to involve hard to recover reserves in development is drilling horizontal wells (HW). This way makes it possible to increase the coverage factor of the impact, both in terms of area and in the section of productive sediments.

As a result, it is possible to exploit the fields with separate well screens, reduce depressions, and increase the duration of the anhydrous period of well operation.

But it should be taken into account that when developing oil fields by horizontal or directional wells in order to ensure their efficient operation, it is necessary to regularly monitor the change in the reservoir's filtration parameters, and also monitor the dynamics of reservoir pressure.

Hydrodynamic studies (GDI), allow you to trace the changes depending on the depression or on the time of the actual production rate of production and skin factor. It is also possible to evaluate such parameters as fluid phase permeability, reservoir pressure. If a well with a horizontal termination and GTM measures such as fracturing (fracturing) is performed, it becomes possible to determine additional parameters such as the operating length of the horizontal filter, the half-length of the fracture wing, and the dimensionless conductivity of the fracture. Similarly, if the wellbore is horizontal during the interpretation of the GDI, it becomes possible to divide the skin factor into two components: a mechanical skin factor and a geometric skin factor. The mechanical skin factor depends on a variety of parameters characterizing the states of the bottomhole zone, and the geometric skin factor directly depends on the geometry of the wellbore in the formation.

The following sections present the classical and modern methodology and tools developed for Pressure Transient Analysis (PTA). We will present the typical path recommended to perform an analysis and to design a test. The final sections are dedicated to operational considerations on well testing i.e. what data to gather and its validation

When PTA was still called Well Test Interpretation, analyses were performed on data acquired during dedicated operations called well tests. Typical well test set-up is shown in the figure below. Temporary equipment is installed downhole and at surface, the well is put on production under a predefined program and the diagnostic is performed, generally on a shut-in period after a clean-up phase, an initial shut-in and a stable production phase during which producing rates are measured at the separator.

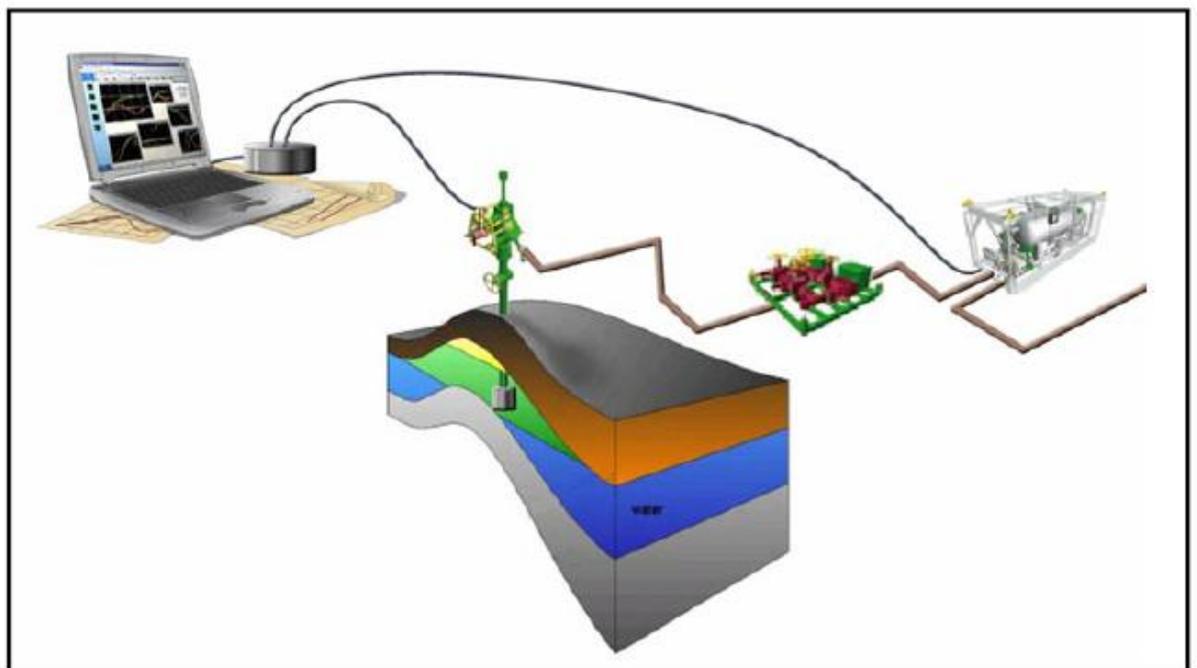


Fig. 1 – Typical well test setup

The data absolutely required to perform a PTA are the rates, the pressures (preferably downhole), the fluid PVT and a few additional parameters (well radius, pay zone, etc) required to switch from a qualitative to a quantitative analysis.

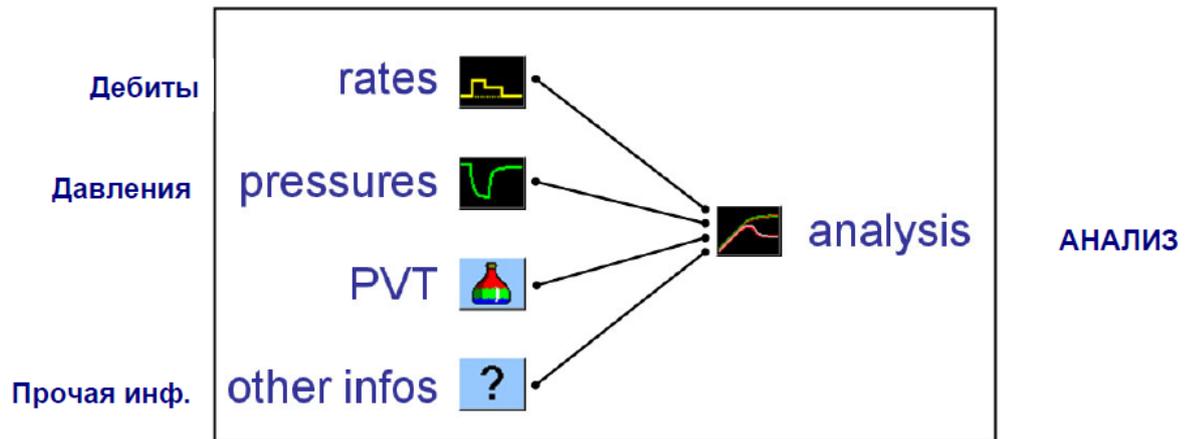


Fig. 2 – Required data for Analysis

The main flow regime of interest is the Infinite Acting Radial Flow, or IARF, which occurs after well effects have faded and before boundaries are detected. IARF may not always be seen. IARF provides an average reservoir permeability around the well, the well productivity (skin). When the well is shut in we also get an estimate of the reservoir static pressure (p^* or p_i). The first PTA methods were specialized plots (MDH, Horner) introduced in the 1950's to identify and quantify IARF. Other specialized plots dedicated to other flow regimes followed through.

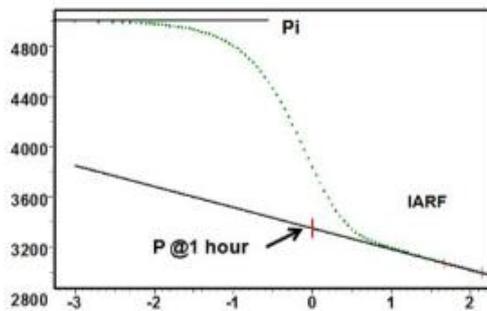


Fig. 3 – MDH plot

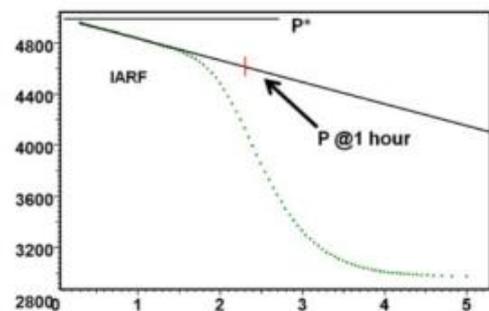


Fig. 4– Horner plot

In the 1970's loglog type-curve matching techniques were developed to complement straight lines. One would plot the pressure response on a loglog scale on tracing paper and slide it over pre-printed type-curves until a match is obtained. The choice of the type-curve and the relative position of the data (the match point) provided physical results. These methods were of poor resolution until the Bourdet derivative was introduced.

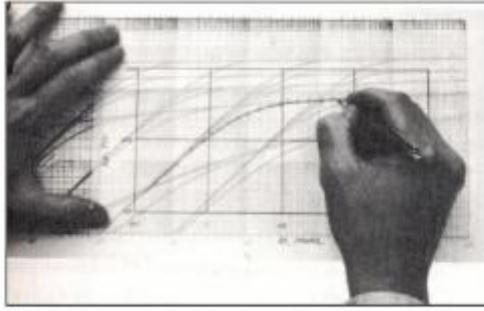


Fig. 5 – Manual Drawdown type curve matching

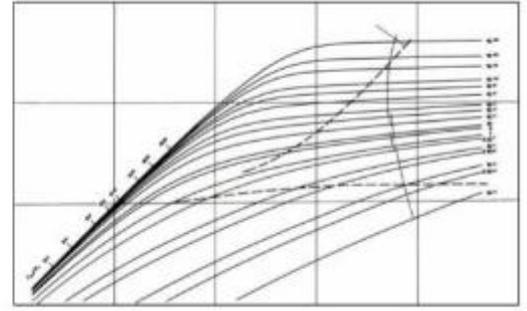


Fig. 6 – Drawdown Type Curve

Until 1983, PTA methodology was a manual process alternating type-curve matching and specialized analyses. Type-curves without derivative had poor diagnostic capabilities. The results from specialized plots would help position the data on the type-curve.

To most engineers the replacement of manual techniques by computer based analysis in their day-to-day work occurred in the 1980s, and came from three major breakthroughs:

- Electronic downhole pressure gauges, either run with memory or on electric line, became cheap and reliable, detecting repeatable behaviors far beyond what the previous generation of mechanical gauges could offer.

- The spread of Personal Computers allowed the development of PC-based pressure transient analysis software. The first PC based programs appeared in the 1980's, initially reproducing the manual methods on a computer. Since then, new generations of tools have been developed, with modern methodology at its core.

- The Bourdet derivative is certainly the single most important breakthrough in the history of Pressure Transient Analysis. It is still today the cornerstone of modern technology.

The principle of the Bourdet derivative is very simple: the Bourdet Derivative is the slope of the semilog plot displayed on the loglog plot. [3].

A complete production test is made up of several characteristic flow regimes, initially wellbore storage and near wellbore conditions, to late time boundary effects. Most of the recorded pressure data describes transitional behavior from one regime to the next, and straight lines are difficult to identify on the specialized scale plots. The

log-log scale is preferred for well test interpretation: all flow regimes can be characterized on a single plot, providing a diagnosis of the complete well behavior and thus defining the appropriate interpretation model(s).

For a given period of the test, the change in pressure, Δp , is plotted on log-log scales versus the elapsed time Δt , as illustrated on Figure 1. A test period is defined as a period of constant flowing conditions (constant flow rate for a drawdown and shut-in period for a build-up test). The complete set of pressure data between two rate changes is used, from very early time to the latest recorded pressure point. The log-log analysis is a global approach as opposed to straight-line methods that make use of only one fraction of the data, corresponding to a specific flow regime.

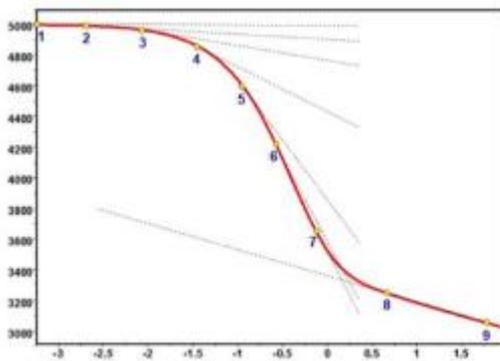
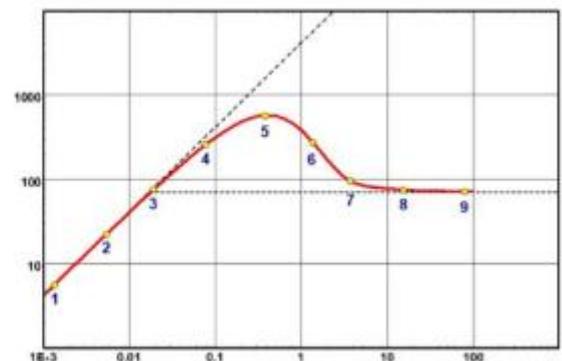


Fig. 7 – Superposition plot



8 – Derivative plot

On log-log scales, the shape of the response curve is characteristic: the product of one of the variables by a constant term is changed into a displacement on the logarithmic axes. If the flow rate is doubled, for example, the amplitude of the response Δp is doubled also, but the graph of $\log(\Delta p)$ is only shifted by $\log \log$ along the pressure axis. [2].

When IARF occurs we have the approximation: $\Delta p = m' \Delta t$

Where m' is the slope of the semilog straight line. In the following the drawdown response is a specific case of the multirate response, and the logarithm of time is the specific superposition time for a drawdown. The derivative is therefore:

$$\text{Derivative when IARF has been reached: } p' = \frac{d\Delta p}{d \ln(\Delta t)} = m'$$

When IARF is reached, the derivative stabilized to a level equal to the slope of the semilog straight line. This property was the main reason for the development of the derivative, as it is easy and straight forward to identify IARF on the loglog plot, something which is virtually impossible on the semilog plot. One can say that the derivative is a ‘magnifying glass’ of the semilog behavior, conveniently placed on the same plot, used historically for type-curve matching.

Pure wellbore storage effects are only observed at very early time when the well pressure behavior is dominated by the well fluid decompression or compression. At early time, when pure wellbore storage is present, pressure and the Bourdet derivative curves will merge on a unit slope straight line on the loglog plot.

At early time only the part of the reservoir in front of the fracture will significantly contribute to the well production, orthogonal to the fracture plane. This is what we call the linear flow. The early time flow regime of a high conductivity fracture is characterized on a loglog plot by a half unit slope on both the pressure and derivative curves. The level of the derivative is half that of the pressure.

The bi-linear flow regime is usually happening at very early time, and is not always seen. It represents the time at which the pressure drop along the fracture is significant, and in reality this time is very short. During bi-linear flow the pressure change and the Bourdet derivative follows two parallel straight lines with a slope of one quarter ($1/4$). The level of the derivative is a quarter of that of the pressure change.

Combined with the early time unit slope during wellbore storage, the derivative provides an immediate way to define the pressure and the time match on the loglog plot, just by positioning a unit slope line on the wellbore storage regime and positioning the horizontal line on the IARF response. [3].

By comparing the log-log data plot to a set of theoretical curves, the model that best describes the pressure response is defined. Usually, theoretical curves are expressed in dimensionless terms because the pressure responses become independent of the physical parameters magnitude (such as flow rate, fluid or rock

properties). An example of dimensionless term is skin factor S which is much more meaningful than the actual pressure drop near the wellbore ΔP_{ski} . [2]

This alone would have made the Bourdet derivative a key diagnostic tool. The delightful surprise was that the derivative could do much more, and that most well, reservoir and boundary models carry a specific signature on the derivative response. It is this remarkable combination that allowed the derivative to become the diagnostic and matching tool in Pressure Transient Analysis.

Type-curve techniques turned obsolete in the mid-1980s with the development of PC based software and the direct generation of more and more sophisticated analytical models, taking into account the complete pressure and flow rate history.

The core diagnostic tool remained the Bourdet derivative. Solutions were no longer unique, and the engineer was challenged to search for the most consistent answer by considering information available from all sources. The match of the model on the real data governed the validity of these analysis, while straight-line methods were made redundant. Beyond superposition and the use of more sophisticated models, PC based software allowed nonlinear regression to improve results by history matching the data with the models.

Horizontal well

Advances in drilling and completion technologies have placed horizontal wells among the techniques used to improve production performance. For example in the case of gas cap or bottom water drive, horizontal wells prevent coning without introducing the flow restriction seen in partial penetration wells. Horizontal drilling is also efficient to increase the well surface area for fluid withdrawal, thus improving the productivity.

In an infinite system, the geometry of the flow lines towards a horizontal well produces a sequence of three typical regimes, as depicted in Figure 9. On the corresponding pressure and derivative response illustrated in Figure 9, three characteristic behaviors are displayed after the wellbore storage unit slope straight line:

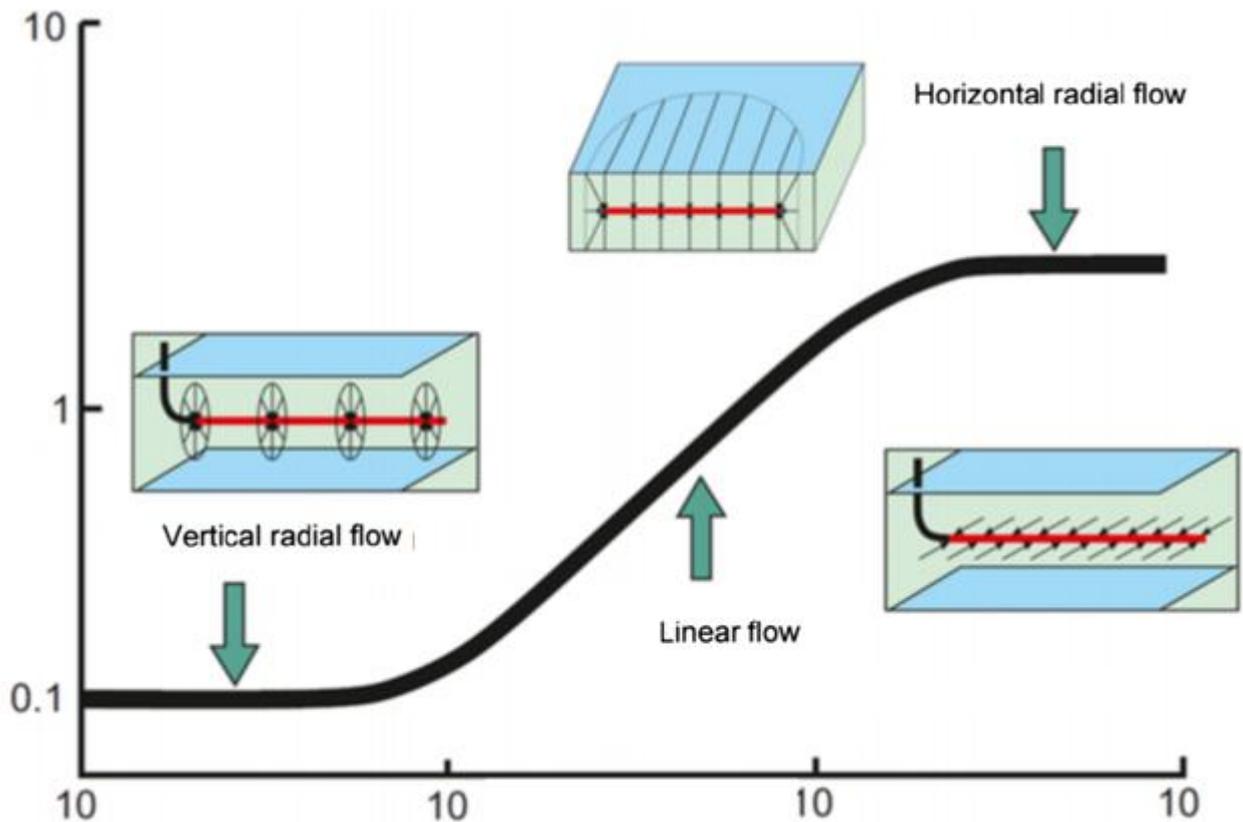


Figure 9 – Flow geometry to an horizontal well

In practice, the well geometry is not as simple as in the ideal configuration. Most horizontal drain holes are not straight and parallel to the upper and lower boundaries, but show several oscillations over the formation thickness. Frequently, the skin is not uniform along the drain hole and in many cases the well does not produce on the complete length but in one or several segments. When the pressure gradient in the wellbore become large, the infinite conductivity hypothesis is not applicable and the horizontal well shows a finite conductivity behavior.

Frequently, horizontal well responses do not exhibit the three individual flow regimes. Horizontal wells involve large wellbore volume, therefore a large wellbore storage coefficient and the wellbore storage effect lasts in general longer than in vertical wells. For this reason, the first radial flow may be difficult to identify. The last derivative stabilization is not always present within a normal test duration: the linear flow transition, before pseudo-radial flow regime, can last several log cycles on the time scale. The log-log diagnostic indicates the different flow regimes present on

the response, and which parameters, or groups of parameters, can be estimated and which are not defined.

When the complete sequence of flow regimes is identified on the derivative response, the early time unit slope straight line and the final stabilization are used to define the time and pressure matches, yielding the permeability-thickness product $k_H h$ and the wellbore storage coefficient C . The intermediate time linear flow regime is used to estimate the effective well half-length L , by adjusting the match of the generated curve on the half unit slope straight line. k_H and L being defined, the first derivative stabilization determines the permeability anisotropy k_v/k_H . The match of the pressure curve during the initial vertical radial flow regime gives the mechanical skin S_w (or S_{TV}). The geometrical skin S_G , and therefore the total skin S_{TH} are defined from the estimated well and reservoir parameters.

When the analysis is consistent, the theoretical pressure curve matches the data during the complete response.

Frequently, some segments of the well do not produce and the effective length $2L$ resulting from analysis is smaller than the drilled length. When several sections opened to the flow are distributed along the complete drain hole, a good match is frequently obtained by assuming the total drilled length. Then, the estimated vertical permeability k_v can be greatly under estimated.

When the vertical radial flow regime is masked by wellbore storage, the permeability anisotropy k_v/k_H cannot be assessed. The late time data give the total skin S_{TH} but, since the geometrical skin S_G is not defined, S_w is not reliable. Different hypothesis of k_v/k_H can change S_w from negative to positive values.

If the test data ends before the final derivative stabilization is reached, the horizontal permeability k_H and the total skin S_{TH} are not fixed, but the half unit slope straight line gives $k_H L^2$. In such case, the vertical permeability k_v can be estimated from the vertical radial flow derivative stabilization, if present. Again, the permeability anisotropy k_v/k_H and the mechanical skin S_w are not accurately defined, but the error on S_w is in general small. [2].

Frequently, after wellbore storage, horizontal well responses only show transitional behaviors between the characteristic flow regimes, and no specialized analysis is possible. Furthermore, with build-up data, the Homer or multiple-rate superposition methods used on the specialized plots can distort the characteristic straight lines, as a result of the changes of flow behavior during the response. Except for the final horizontal radial flow regime, the straight-line methods are seldom used.

The below figure illustrates a typical horizontal well behavior of a real horizontal well. Despite the changing wellbore storage at early time the ‘early radial flow’ is developed before linear flow sets in.

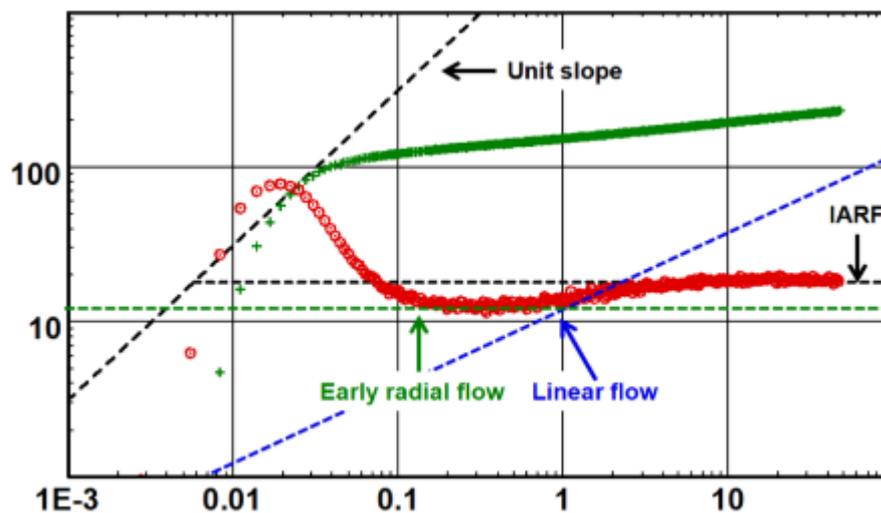


Fig. 10 – Horizontal well behavior

Looking end-on into a horizontal well is equivalent to looking down a vertical well. The first flow regime after storage in a vertical well is radial flow, and in a horizontal well the same applies. However due to the anisotropy the flow around the wellbore is not circular, but elliptical, as the diffusion will typically propagate more slowly in the vertical direction. Had the reservoir been totally isotropic in all directions then the diffusion around the horizontal well would be perfectly radial. Once the diffusion has reached the upper and lower boundaries the flow becomes linear (if the geometrical skin is negative), equivalent to the parallel faults geometry in a vertical well but because of the finite length of the horizontal wellbore it cannot stay linear forever. Eventually the diffusion has reached sufficiently far from the

wellbore that the dimensions of the horizontal section become irrelevant, and the flow again becomes radial, equivalent to radial flow in a vertical well.

The flow regimes and incomplete data

During a test we should be able to easily identify the main flow regimes during the period that is being analyzed. Unfortunately this is the theory and ‘real life’ is not so accommodating. In fact it is rare to see a real test that exhibit the ‘late time’ or reservoir radial flow. The ‘early’ radial flow is often masked by wellbore storage and unfortunately too often by phase segregation in the wellbore. The well maybe close to an unidentified upper or lower boundary so what may look like ‘early’ radial flow is in fact just a boundary response. The reservoir is by most accounts not homogeneous so in addition, the analysis is complicated by having to use reservoir models with additional parameters to describe the heterogeneities.

In addition we know that most ‘horizontal’ wells are not horizontal at all and in almost all real cases they cut through various dipping layers.

The analysis of a horizontal well response is a challenge indeed. Unfortunately there is not much we can do to produce miracles. The challenge is to recognize that a flow regime has been masked by another and if not, make the right diagnostics. When a flow regime is missing in the response we have to rely on the ‘known’ parameters that were discussed in a previous chapter of this document. And, we are in luck, Saphir has some tools that are very useful and can help us produce a complete analysis with confidence even if the data recorded is incomplete

Let’s say we have recorded a buildup in a horizontal well, but the test was stopped in the middle of the linear flow period, see the below figure.

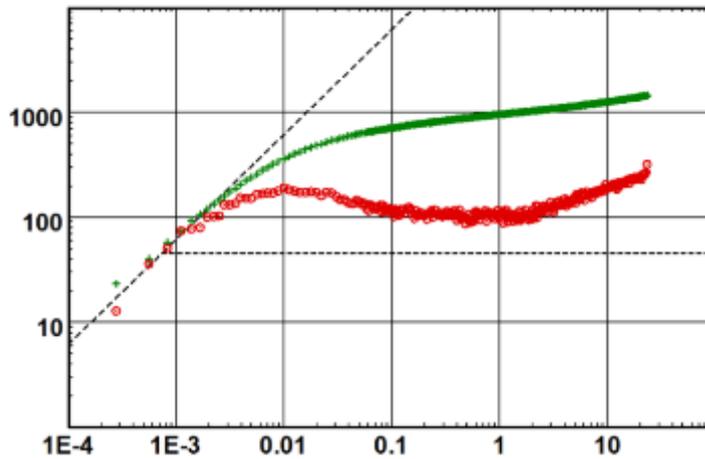


Fig. 11 – Loglog plot of incomplete data

Further, if we assume that seismic and log data is complete and that we have already good knowledge of expected horizontal contribution (h_w), vertical drainage (h) and the ratio of anisotropy, the below outlines a procedure that will help in the analysis of incomplete data.

Thus, the interpretation of the GDI of oil wells is quite a challenge. With the help of traditional methods, the tasks can be solved, but the study takes a long time to allow the engineer to give a good interpretation of the interpretation, since without the release of the radial flow regime on the pressure derivative the engineer can not give a reliable estimate of the study.

To solve the problems noted above, I used the method of flow diagnostics developed at the Tomsk Polytechnic University's department based on the estimation of radial permeability and its derivative, using the adaptive interpretation technology of HPC during GDI

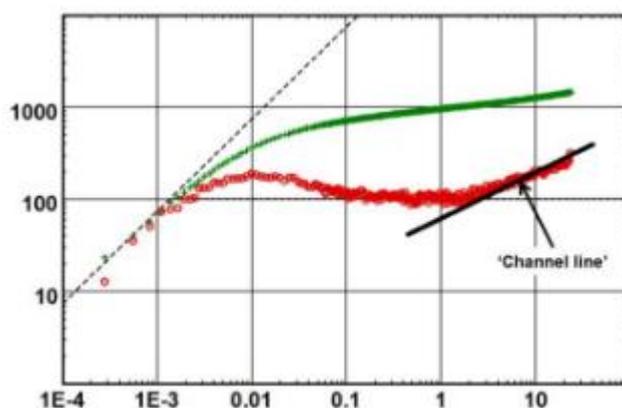


Fig. 12 – Loglog 'Channel' line

To solve these problems and reduce the downtime of the wells, an adaptive method for interpreting the HPC is proposed, which allows to diagnose the flows in the course of the GDI HW with simultaneous evaluation of the reservoir filtration parameters.

Based on the obtained results, based on the adaptive method as well as the measured data on production rate and bottomhole pressure, a synthetic HPC model was constructed for three wells in the Saphir software package. In the correct system parameters, the bottomhole pressure of the generated test model must coincide with the actual bottomhole pressure wells.

Finally we have enough information to be able to generate the model with the appropriate 'known' and 'unknown' parameters. The model match is illustrated below

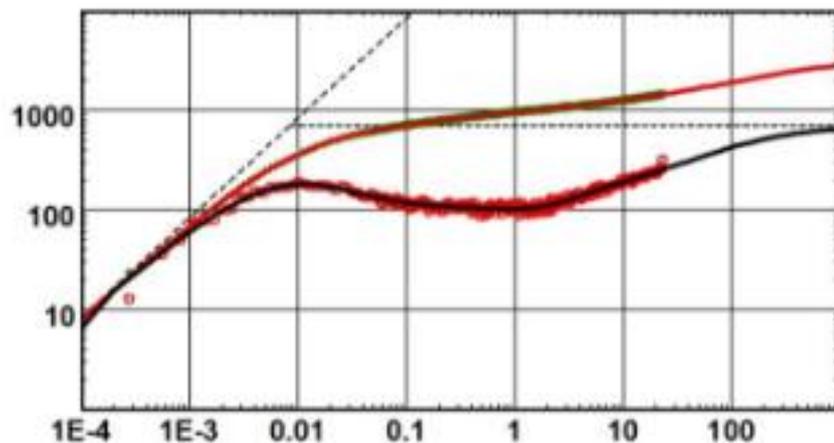


Fig. 6.H.5 – Final model match

According to the synthetic model for this adaptive diagnostics, the time of the study was significantly reduced, and the obtained data have very little error with the data obtained in the Saphir software package.

CONCLUSION

Well Tests are an integral part of the development of any field. Their results are used in planning geological and technological measures, analyzing the current state of development of deposits and drawing up project documents. However, their implementation is almost always associated with the shutdown of producing wells, which entails loss of oil in addition to the costs of the research itself.

Developed reservoirs of the XXX field belong to low-permeability reservoirs. When carrying out a traditional Well Tests on unsteady filtration regimes for the reliable determination of the formation of the formation parameters (well exit to the Infinite Acting Radial Flow), it may take too long a study and as a consequence of a loss in production.

Two ways of determining the parameters of oil reservoirs for synthetic recovered HPC in Saphir PC and using the adaptive interpretation method developed at the National Research Tomsk Polytechnic University are proposed and investigated.

It is shown that the method of adaptive interpretation of HPC allows

1. Separate filtration flows with simultaneous evaluation of reservoir and well parameters during hydrodynamic studies;
2. Increase the accuracy of determining the filtration parameters of oil reservoirs.
3. Significantly reduce downtime and increase oil production.