

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело  
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений  
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

### ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРАНТА

Тема работы
<b>ОБОСНОВАНИЕ ПРОВЕДЕНИЯ ГАЗОГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ</b>

УДК 622.279-047.37:532.5

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ14	Нурмаганбетова Карина Ануаровна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

#### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибулькикова Маргарита Радиевна	к.г.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

#### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП/ОПОП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Мельник Игорь Анатольевич	д.г.-м.н		

Томск – 2023г.

**ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ**  
**21.04.01 Нефтегазовое дело**  
**ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»**

Код компетенции	Наименование компетенции
<b>Универсальные компетенции</b>	
УК(У)-1	Способность осуществлять поиск, критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий
УК(У)-2	Способность управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
УК(У)-3	Способность организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели
УК(У)-4	Способность применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия
УК(У)-5	Способность анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
УК(У)-6	Способность определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
<b>Общепрофессиональные компетенции</b>	
ОПК(У)-1	Способность решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области
ОПК(У)-2	Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства
ОПК(У)-3	Способность разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии
ОПК(У)-4	Способность находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности
ОПК(У)-5	Способность оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях
ОПК(У)-6	Способность участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания
<b>Профессиональные компетенции</b>	
ПК(У)-1	Способен разрабатывать методическое обеспечение для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области добычи углеводородного сырья
ПК(У)-2	Способен анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами добычи углеводородного сырья
ПК(У)-3	Способен оценивать эффективность инновационных технологических решений в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья
ПК(У)-4	Способен обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли
ПК(У)-5	Способен участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности

<b>ПК(У)-6</b>	Способен применять полученные знания для разработки и реализации проектов и научно-исследовательских работ различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов
<b>ПК(У)-7</b>	Способен применять современные программные комплексы для научно-исследовательских работ и проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело  
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений  
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_ И.А. Мельник  
 (Подпись) (Дата) (ФИО)

### ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2БМ14	Нурмаганбетова Карина Ануаровна

Тема работы:

<b>ОБОСНОВАНИЕ ПРОВЕДЕНИЯ ГАЗОГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ</b>	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	<i>62-83/с от 03.03.2023</i>

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	21.06.2023
--	------------

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p><b>Исходные данные к работе</b>  <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</i></p>	<p>Тексты и графические материалы исследовательских работ, фондовая и научная литература, статьи, публикации. Данные о составе и свойствах пластового флюида, геолого-физическая характеристика продуктивных пластов. Фактические данные по добыче и давлениям.</p>
<p><b>Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке</b>  <i>(аналитический обзор литературных источников с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе)</i></p>	<p>Анализ особенностей газоконденсатных месторождений и их влияние на проведение исследований скважин. История развития газогидродинамических исследований скважин и анализа добычи. Геолого-физические характеристики, влияющие на особенности проведения исследований. Особенности фильтрации газа. Режимы течения в горизонтальных скважинах. Обоснование применения анализа добычи при исследовании</p>

	низкопроницаемых коллекторов. Метод кривой восстановления давления. Методология анализа добычи. Эффективность применения горизонтальных скважин при разработке месторождения X. Оценка возможности применения метода анализа добычи на примере месторождения X. Комплексный подход к проведению газогидродинамических исследований на газоконденсатных месторождениях.
--	--

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**  
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.г.н., Цибульникова Маргарита Радиевна
Социальная ответственность	Доцент, к.т.н., Сечин Андрей Александрович
Раздел на иностранном языке	Доцент, к.ф.н., Болсуновская Людмила Михайловна

**Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:**  
Rationale for carrying out gas hydrodynamic studies on gas condensate fields in Western Siberia

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	06.03.2023
--	------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			06.03.2023

**Задание принял к исполнению обучающийся:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ14	Нурмаганбетова Карина Ануаровна		06.03.2023

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело  
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений  
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения \_\_\_\_\_ весенний семестр 2022/2023 учебного года

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ14	Нурмаганбетова Карина Ануаровна

Тема работы:

<b>ОБОСНОВАНИЕ ПРОВЕДЕНИЯ ГАЗОГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ</b>
---

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	21.06.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
24.03.2023	<i>Анализ особенностей газоконденсатных месторождений и их влияние на проведение исследований скважин</i>	30
14.04.2023	<i>Обоснование применения анализа добычи при исследовании низкопроницаемых коллекторов</i>	30
28.04.2023	<i>Комплексный подход к проведению газогидродинамических исследований на газоконденсатных месторождениях</i>	10
12.05.2023	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
31.05.2023	<i>Социальная ответственность</i>	10
09.06.2023	<i>Rationale for carrying out gas hydrodynamic studies on gas condensate fields in Western Siberia</i>	10

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Мельник Игорь Анатольевич	Д.Г.-М.Н		

**Обучающийся**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ14	Нурмаганбетова Карина Ануаровна		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 131 с., 47 рис., 22 табл., 41 источник, 3 прил.

Ключевые слова: газогидродинамические исследования, кривая восстановления давления, анализ добычи, низкопроницаемый коллектор, горизонтальная скважина, газоконденсатное месторождение.

Объектом исследования является добывающая скважина с горизонтальной ориентацией ствола, вскрывающая низкопроницаемый коллектор газоконденсатного месторождения.

Цель работы – повышение эффективности проведения газогидродинамических исследований низкопроницаемых коллекторов газоконденсатных месторождений.

В ходе работы изучены геолого-физические характеристики месторождений, влияющие на особенности проведения газогидродинамических исследований. Выполнены интерпретации исследований методом кривой восстановления давления и методом анализа добычи. Проведено сравнение результатов исследований, выполненных данными методами. Приведены рекомендации по применению метода анализа добычи.

В результате исследования выдано заключение о возможности применения метода анализа добычи в качестве альтернативы стандартным газогидродинамическим исследованиям при исследовании низкопроницаемых коллекторов газоконденсатных месторождений.

Область применения: горизонтальная скважина, низкопроницаемый коллектор газоконденсатного месторождения.

Экономическая эффективность/значимость работы: добыча газа в период проведения исследования методом анализа добычи.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	10
ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ	12
1 АНАЛИЗ ОСОБЕННОСТЕЙ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ИХ ВЛИЯНИЕ НА ПРОВЕДЕНИЕ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН	13
1.1 История развития газогидродинамических исследований скважин и анализа добычи	14
1.2 Геолого-физические характеристики, влияющие на особенности проведения исследований	22
1.2.1 Влияние ствола скважины	24
1.2.2 Скин-фактор	26
1.2.3 Проницаемость	28
1.2.4 Размер залежи	29
1.2.5 Радиус ствола скважины	30
1.2.6 Пористость	31
1.2.7 Общая сжимаемость	32
1.2.8 Вязкость	33
1.2.9 Эффективная мощность пласта	34
1.2.10 Влияние погрешностей входных параметров	35
1.3 Особенности фильтрации газа	36
1.4 Режимы течения в горизонтальных скважинах	40
2 ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ АНАЛИЗА ДОБЫЧИ ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ	44
2.1 Метод кривой восстановления давления	44
2.2 Методология анализа добычи	45
2.3 Эффективность применения горизонтальных скважин при разработке месторождения X	53
2.4 Оценка возможности применения метода анализа добычи на примере месторождения X	53
3 КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ПРОВЕДЕНИЮ ГАЗОГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ	63
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	67
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	79
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	79



5.2 Производственная безопасность	82
5.2.1 Анализ опасных и вредных факторов и обоснование мероприятий по снижению их уровня воздействия	83
5.2.2 Расчёт искусственного освещения	90
5.3 Экологическая безопасность	93
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	94
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	97
СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ	99
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	100
ПРИЛОЖЕНИЕ А	105
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	126
ПРИЛОЖЕНИЕ В	127

## ВВЕДЕНИЕ

Проектирование рациональной системы разработки любого нефтяного, газового или газоконденсатного месторождения, уточнение запасов, оценка эффективности проведения работ по интенсификации и своевременный контроль за разработкой и эксплуатацией, «срок службы» месторождения, а также стоимость целевых активов напрямую зависят от степени изученности продуктивного пласта. Для оценки фильтрационно-емкостных свойств и других характеристик коллекторов используются геологические, петрофизические, геофизические, газогидродинамические (ГДИ) и другие методы исследований, но наиболее достоверную и полную информацию о изучаемом объекте можно получить именно по результатам ГДИ, так как, только они позволяют оценить неоднородность пласта на значительном расстоянии от скважины.

К основным задачам ГДИ относят определение пластового давления, фактического коэффициента продуктивности, фильтрационно-емкостных свойств пласта, скин-фактора и потенциальной продуктивности скважины, а также определение типа, формы внешних границ и расстояния до них.

Значительная часть запасов газа в Западной Сибири приходится на сеноманские залежи, но большинство из них находятся уже на стадии падающей добычи. Одним из вариантов сохранения энергетического потенциала региона является добыча трудноизвлекаемых запасов газа, к которым могут быть отнесены запасы туронских залежей.

По этой причине происходит увеличение числа вводимых в разработку сложнопостроенных месторождений, которые характеризуются маломощными неоднородными коллекторами, приводит к значительному росту числа горизонтальных скважин, эксплуатирующих месторождения. Скважины с горизонтальным окончанием позволяют увеличить производительность скважин и повысить коэффициент охвата пласта дренированием. Кроме того, дебит горизонтальных скважин, в основном на порядок выше дебита вертикальных [1].

Однако, для исследования низкопроницаемых коллекторов, разрабатываемых системами горизонтальных скважин, классические методы ГДИ малоэффективны. Это объясняется тем, что за продолжительное время работы скважины на режиме не происходит установление псевдостационарной фильтрации, что в свою очередь приводит к невозможной оценки ее истинной продуктивности и некорректному определению фильтрационных параметров пласта.

Поэтому весьма актуальным становится вопрос выбора метода ГДИ исходя из особенностей конструкции скважины и характеристики коллектора для получения достоверных результатов.

Целью выпускной квалификационной работы является повышение эффективности проведения газогидродинамических исследований низкопроницаемых коллекторов газоконденсатных месторождений.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

1. Проанализировать особенности газоконденсатных месторождений и их влияние на проведение исследований скважин;
2. Обосновать применение анализа добычи при исследовании низкопроницаемых коллекторов;
3. Сформировать комплексный подход к проведению газогидродинамических исследований на газоконденсатных месторождениях.

Защищаемые положения:

1. Увеличение длительности кривой восстановления давления в 2 раза при исследовании низкопроницаемых коллекторов.
2. Обоснование проведения анализа добычи в качестве дополнения к традиционным методам газогидродинамических исследований при исследовании коллекторов с проницаемостью 0,1-2 мД.

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- ГДИ** – газогидродинамические исследования;
- КВД** – кривая восстановления давления;
- КСД** – кривая стабилизации давления;
- ГДИС** – гидродинамические исследования скважин;
- ПК** – персональный компьютер;
- АД** – анализ добычи;
- ВСС** – влияние ствола скважины;
- ПЗП** – призабойная зона пласта;
- ОПЗ** – обработка призабойной зоны;
- ГРП** – гидравлический разрыв пласта;
- МГРП** – многостадийный гидроразрыв пласта;
- ВДП** – верхние дыры перфорации;
- ВНК** – водонефтяной контакт;
- ПО** – программное обеспечение;
- ФЕС** – фильтрационно-емкостные свойства;
- ТМС** – термоманометрическая система;
- ГТМ** – геолого-технические мероприятия;
- НКТ** – насосно-компрессорные трубы;
- ГС** – горизонтальный ствол.

# 1 АНАЛИЗ ОСОБЕННОСТЕЙ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ИХ ВЛИЯНИЕ НА ПРОВЕДЕНИЕ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

При разработке месторождений необходимо создание точных геолого-математических моделей и проведение подсчета запасов, что требует высококачественной исходной информации. Данная информация получается путем исследования литолого-стратиграфического разреза с использованием специальных методов, таких как анализ шлама, керна и геолого-геофизических изысканий, которые помогают определить толщину, пористость, проницаемость и местоположение контакта между газом и водой. Газоконденсатные исследования позволяют установить состав пластовой смеси, а также расход потерь конденсата в пласте и условия сепарации на установках комплексной подготовки газа. При помощи газогидродинамических исследований (ГДИ) проводится оценка продуктивности пласта, характеристик скважин, запасов и других параметров [2, 3].

ГДИ - это комплекс методов, которые проводятся как на остановленных, так и на работающих скважинах с целью измерения различных параметров, таких как давление, температура, уровень жидкости и скорость потока, а далее полученные данные интерпретируются для получения более точной информации о запасах нефти и газа в скважине. По результатам исследований определяются проницаемость в призабойной и удаленной зонах пласта, гидропроводность, пьезопроводность, пластовые давления, температуры, работающие интервалы, коэффициенты продуктивности, расстояния до границы экранов, обусловленных различными причинами и т.д [4].

Для оценки характеристик пласта существует две основные группы методов:

- первая группа основана на изучении установившихся отборов, проводится на стационарных режимах фильтрации путем построения индикаторных диаграмм;

- вторая группа основывается на изучении неустановившихся процессов фильтрации жидкостей, газов и газожидкостных смесей. К этой группе относятся снятие кривых восстановления забойного давления (КВД) после закрытия скважины и снятие кривых стабилизации забойного давления (КСД) и дебита при пуске скважины на определенном режиме [5, 6].

Исследования методом установившихся отборов дают осредненные параметры от стенки скважины до контура питания, и могут существенно искажаться в результате загрязнения или улучшения фильтрационных свойств призабойной зоны пласта. Это может привести к ошибкам при прогнозировании продвижения воды в залежь. В таких случаях рекомендуется использовать методы исследований на нестационарных режимах фильтрации, которые позволяют определять параметры, характеризующие отдаленную от забоя скважины зону пласта [7, 8].

### **1.1 История развития газогидродинамических исследований скважин и анализа добычи**

Первыми методами интерпретации ГДИС были специализированные графики (Миллера-Дайса-Хатчинсона и Хорнера), введенные в 1950-х гг. для обнаружения и количественного описания радиального режима (рисунок 1, 2).

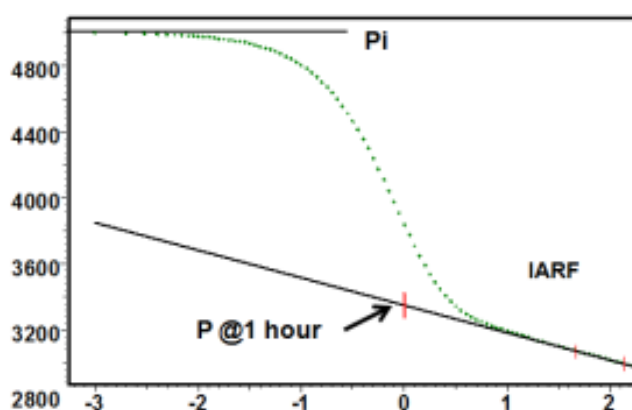


Рисунок 1 – График Миллера-Дайса-Хатчинсона [9]

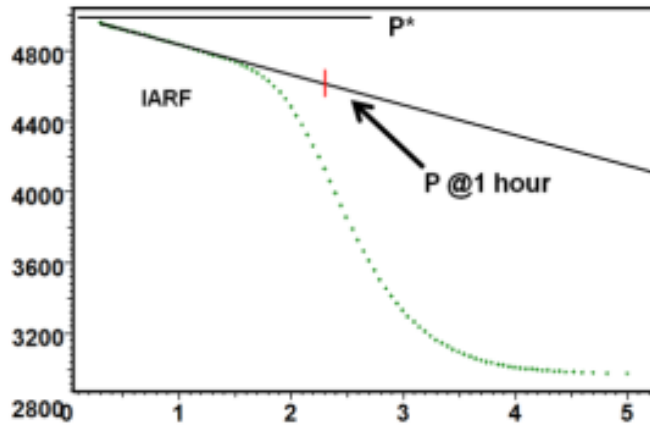


Рисунок 2 – График Хорнера [9]

В 1970-х гг. в дополнение к прямым линиям были разработаны методы совмещения по билогарифмическим палеточным кривым (рисунок 3).

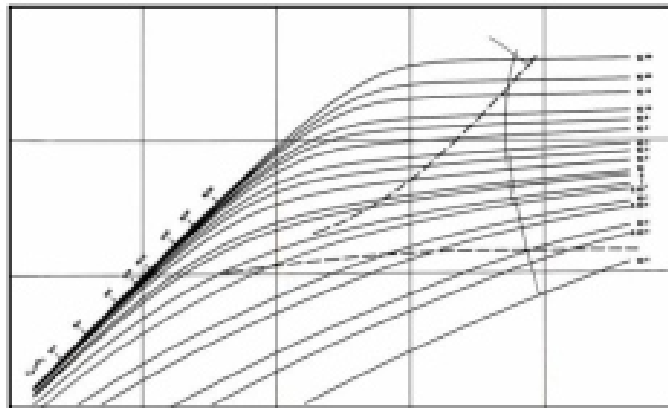


Рисунок 3 – Палеточные кривые [9]

Данная методология представляла собой чередование совмещения палеток и специализированных анализов и имела целый ряд недостатков:

1) Из-за логарифмической шкалы у палеточных кривых была очень низкая разрешающая способность.

2) Палеточные кривые подходили для характеристик разниц между пластовым и забойным давлением. Поскольку большинство данных шли от состояний восстановления, изгиб характеристики вследствие наложения обычно не учитывался. Таким образом, для извлечения из палеточных кривых информации требовался продолжительный и стабильный режим добычи перед закрытием скважины.

3) Палеточные кривые настраивались под счетное число значений параметров.

4) Обязательным условием для специализированных графиков было установление и выдерживание очень чистого режима, что возможно только при определенных условиях.

5) При определении значения скин-эффекта анализ бесконечно действующего радиального потока требовал достаточно длительного периода добычи, в противном случае уравнение определения скин-фактора было бы некорректным.

6) Данная методология гидродинамических исследований скважин (ГДИС) требовала больших временных затрат.

В начале 1980-х гг. Доминик Бурде ввел знаменитую производную Бурде (рисунок 4) и часть описанных недостатков была снята.

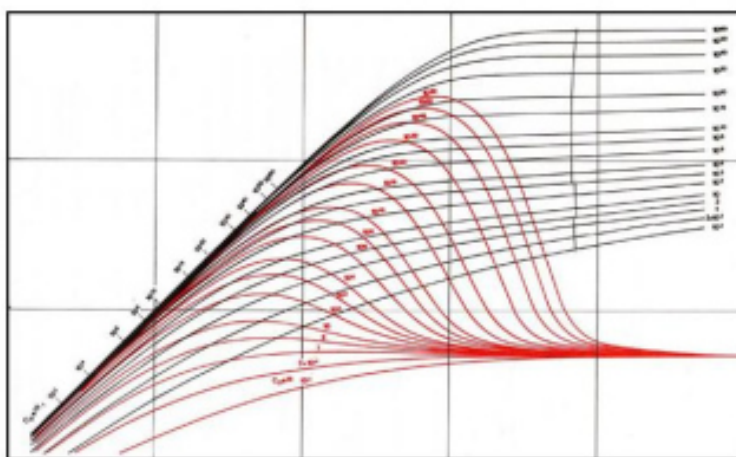


Рисунок 4 – Палеточные кривые производной Бурде [9]

Производная Бурде послужила началом и основой современной методологии кривой восстановления давления с широким использованием согласования с моделями с помощью персональных компьютеров (ПК). Замена ручных методик компьютерным анализом произошла благодаря трем крупным достижениям науки и техники:

- электронные манометры, спускаемые на кабеле на забой скважины, получили меньшую стоимость и большую надежность, в то же время, их способность к обнаружению повторяющихся характеристик значительно



улучшилась по сравнению с предыдущим поколением механических манометров;

- масштабное внедрение ПК позволило создать программное обеспечение, позволяющее выполнять анализ данных на неустановившихся режимах фильтрации;

- в 1983 г. Бурде и ряд других исследователей опубликовали усовершенствованную формулировку производной давления в качестве наклона графика наложения в полулогарифмическом масштабе на графике и двойном логарифмическом масштабе.

Анализ данных в настоящее время строится на использовании методологии, которая основана на кривой восстановления давления на базе ПК. Для диагностики процессов добычи нефти и газа используется график в двойном логарифмическом масштабе, на котором отражены давление и производная Бурде, используемые для диагностики и проверки соответствия с выбранными моделями (рисунок 5).

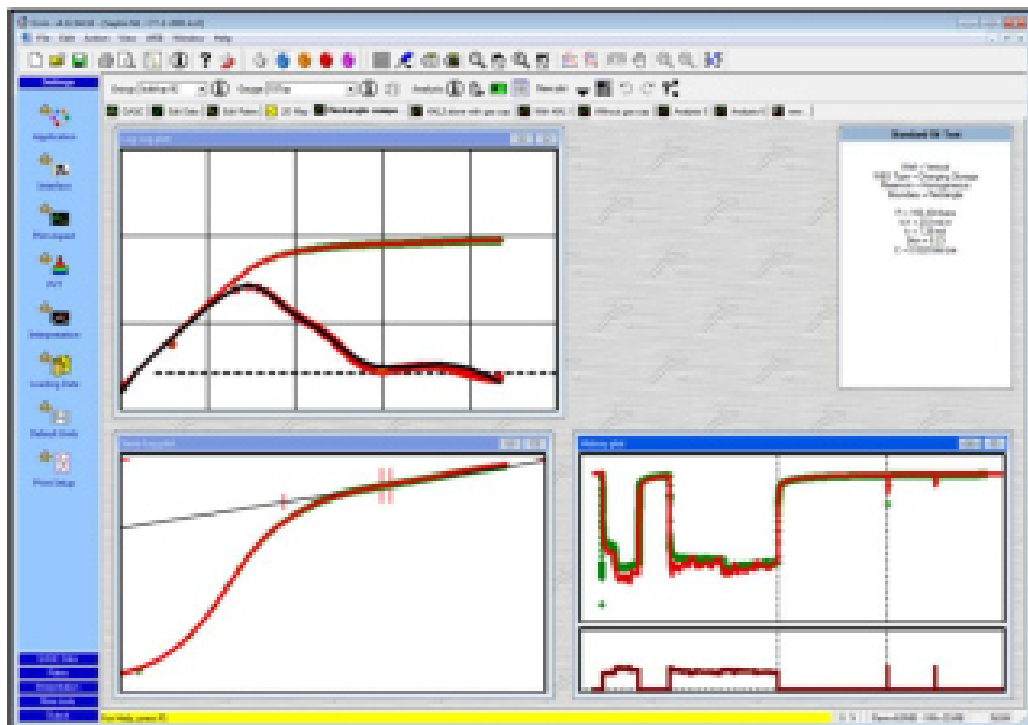


Рисунок 5 – Интерпретация данных гидродинамических исследований скважин на базе персонального компьютера

Анализ добычи (АД) начинался с эмпирического наблюдения падения добычи. В 1919 году Арнольд пытался установить связь между добычей в первый год и конечными извлекаемыми запасами (рисунок 6). В 1924 году Катлер опубликовал отклики падения добычи на линейном графике (рисунок 7).

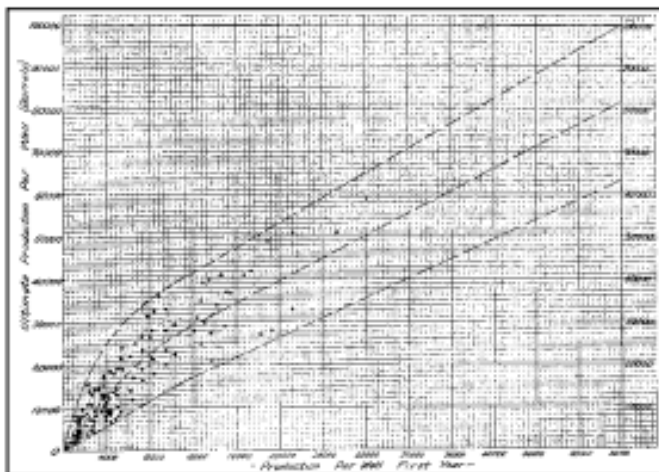


Рисунок 6 – График Арнольд [10]

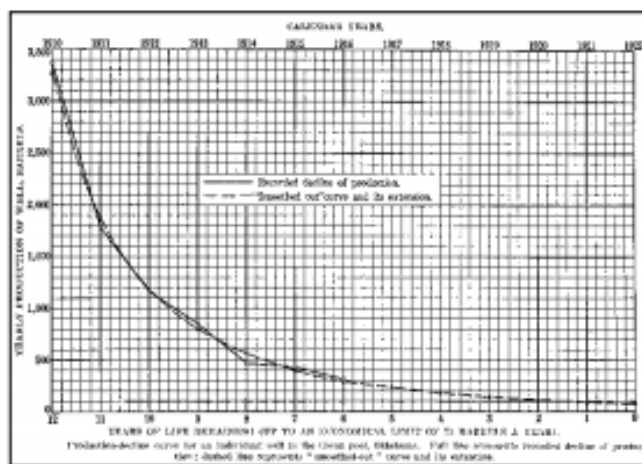


Рисунок 7 – График Катлер [10]

В 1940-х гг. Арпсом было выдвинуто предложение. Основная идея предложения была в том, что «кривизну» кривой зависимости дебита от времени можно выразить с помощью математического уравнения.

Метод, в основе которого лежит анализ кривых падений дебита используется по методу Арпса в случаях, когда наблюдаются следующие условия: пластовое давление является константой, площадь эксплуатационной

зоны постоянна, скин-фактор не изменяется со временем, площадь зоны вблизи забоя скважины стабильна.

Арпс установил такие типы падения добычи, как экспоненциальный, гармонический и гиперболический (рисунок 8).

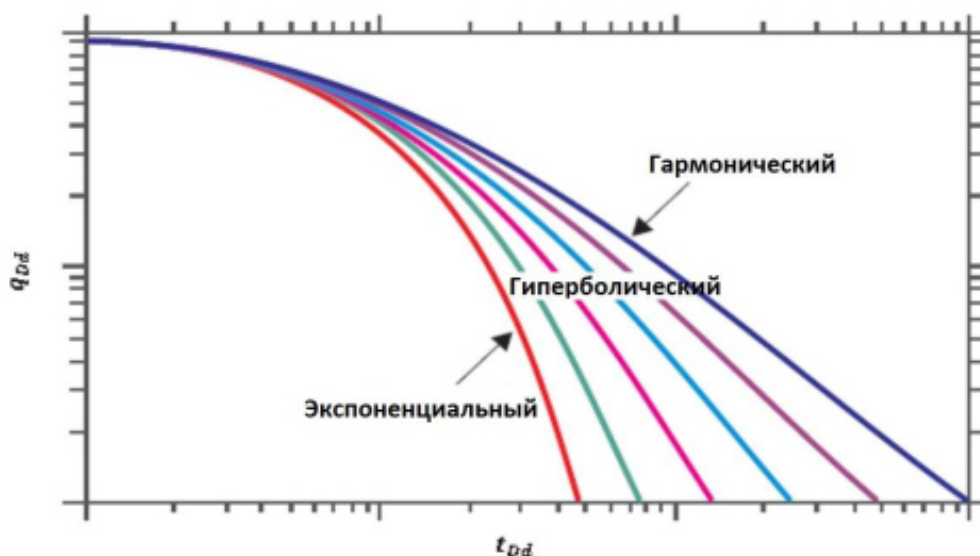


Рисунок 8 – Кривые Арпса

Также стоит учитывать, что данный метод не подходит для анализа, при условиях, что течение находится в режиме перехода и анализируется только тогда, когда история добычи весьма продолжительна, только так удастся определить тренд кривой. Существует ряд факторов, которые влияют на тренд снижения в процессе добычи (пластовое давление, нефтенасыщенность, проницаемость), условия добычи. Поэтому анализ проводится только тогда, когда условия стабильны и постоянны во времени. Метод Арпса является эмпирическим методом, он прост для вычисления и анализа, не требует большого количество данных, при этом его результаты за достаточно непродолжительное время относительно точны.

В 1970-х гг. Феткович ввел новую систему кривой за этот период в сочетании с кривой падения Арпса, показал, что уравнения, полученные аналитическим путем, для переходного течения и уравнения кривой падения в псевдо-устойчивом состоянии могут быть объединены и представлены на логарифмической шкале. Таким образом, кривые Фетковича помогали анализировать все периоды процесса добычи.

На рисунке 9 показано, что кривые в левой части показывают кривые для течения в переходном состоянии, а в правой части изображены кривые падения Арпса. Кривые Фетковича и Арпса имеют экспоненциальную кривую падения.

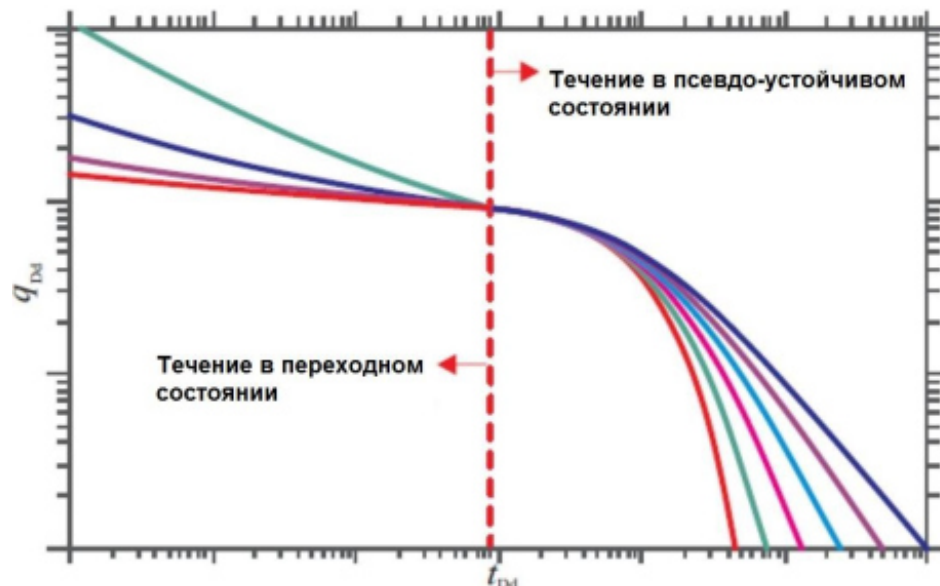


Рисунок 9 – Типовые кривые Фетковича в обоих режимах течения

Таким образом, к концу 1970-х гг. методология анализа добычи была соизмерима со стандартной процедурой КВД. График Арпса послужил заменой известному графику Хорнера, а палетки постоянного давления – палеток постоянного давления в ГДИС.

Поскольку метод Фетковича и Арпса ограничен, Бласингейм предложил новый метод (рисунок 10), который позволяет подвергать анализу изменение давления во время процесса добычи. Данное решение основано на методе аналогичном материальному балансу.

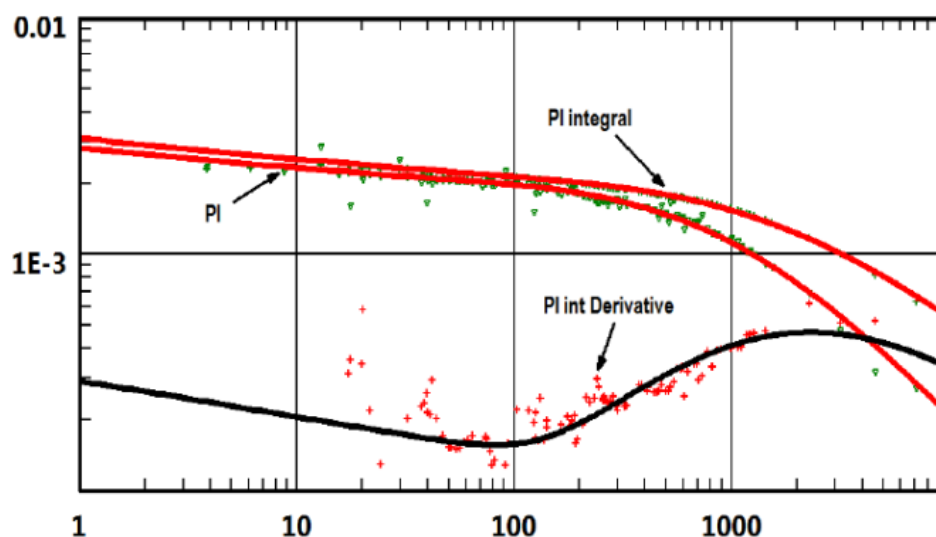


Рисунок 10 – График Блэйсингейма [9]

В то время как появление производной Бурде и персональных компьютеров в 1980-е и 1990-е гг. значительно изменили ГДИС, прогресс в анализе добычи не был настолько быстрым, работы преимущественно производились с применением методов Арпса и Фетковича.

Использование современных методов анализа добычи и современного программного обеспечения произошло только в начале 2000-х годов, в большей степени благодаря разработке стационарных скважинных датчиков. При получении давлений за длительный период были попытки загрузки этих данных в программу для ГДИС. Однако методология исследования неустановившегося давления не была предназначена для этого. Среди наиболее распространенных ошибок были погрешности метода материального баланса и чрезмерные упрощения при использовании метода Перрина для оценки свойств многофазного потока. Еще один недавний фактор, способствующий развитию современного анализа добычи – это разработка нетрадиционных запасов, где анализ добычи, ввиду медленных и длительных неустановившихся поведений, некоторым образом заменил ГДИС в качестве инструмента анализа.

## 1.2 Геолого-физические характеристики, влияющие на особенности проведения исследований

Уравнение пьезопроводности объясняет, как изменится давление в породе в элементарном объеме со временем, основываясь на локальном градиенте вокруг этого объема.

Теория динамического потока выстраивается на основе уравнения пьезопроводности, при условии, что используются следующие допущения:

- справедлив закон Дарси;
- коллектор однороден, физические свойства одинаковы во всех направлениях;
- однофазность и незначительная сжимаемость флюида;
- влияние силы тяжести не учитывается;
- отсутствует зависимость свойств коллектора и флюида от давления.

При соблюдении указанных выше допущений уравнение пьезопроводности выводится из следующих уравнений:

- Закон сохранения массы или неразрывности:

$$\frac{\partial \rho q_x}{\partial x} = A \frac{\partial(\rho\varphi)}{\partial t} \quad (1)$$

- Уравнения Дарси:

$$q_x = \frac{k_x A}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \quad (2)$$

- Уравнений состояния для малосжимаемой среды:

$$c_r = \frac{1}{\varphi} \frac{\partial \varphi}{\partial p} \quad (3)$$

$$c_f = \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial p} \quad (4)$$

Как следствие получается:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{k_x A \rho}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \right) = A \frac{\partial(\rho\varphi)}{\partial t} \quad (5)$$

$$\frac{\partial(\rho\varphi)}{\partial t} = k_x \frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{\rho}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \right) \quad (6)$$

$$\frac{\partial(\rho\varphi)}{\partial t} = \frac{\partial(\rho\varphi)}{\partial p} \frac{\partial p}{\partial t} = \left( \rho \frac{\partial \varphi}{\partial p} + \varphi \frac{\partial \rho}{\partial p} \right) \frac{\partial p}{\partial t} = \rho\varphi \left( \frac{1}{\varphi} \frac{\partial \varphi}{\partial p} + \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial p} \right) \frac{\partial p}{\partial t} \quad (7)$$

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{k_x}{\rho \varphi (c_r + c_f)} \frac{\partial p}{\partial x} \left( \frac{\rho}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \right) \quad (8)$$

Считая, что флюид малосжимаемый, т.е. не зависит от давления:

$$c_t = c_r + c_f \frac{\partial p}{\partial x} \left( \frac{\rho}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \right) = \frac{\rho}{\mu} \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} \quad (9)$$

Уравнение пьезопроводности в направлении x:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{k_x}{\mu \varphi c_t} \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} \quad (10)$$

В случае радиального течения:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{k}{\mu \varphi c_t r} \left( \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial p}{\partial r} \right) \right) \quad (11)$$

Проанализировав выведенное уравнение, можно сделать следующие выводы:

- При смещении профиля давления в положительном направлении, наблюдается увеличение давления, в то время как отклонение кривизны в отрицательную сторону приводит к уменьшению давления. Скорость изменения давления зависит от кривизны независимо от направления изменения.

- Проницаемость напрямую влияет на скорость изменения давления: чем она выше, тем быстрее происходит изменения.

- Чем больше вязкость, тем медленнее происходит изменение давления.

- Пористость также играет роль: чем она выше, тем меньшее изменение давления нужно для добычи одинакового объема жидкости.

- Чем выше суммарная сжимаемость, тем медленнее изменение давления, т.е. чем более сжимаем пласт, тем меньшее изменение давления потребуется для получения одинаковой массы флюида.

- Отношение  $k/\mu$ , которому пропорциональна скорость реакции, называется подвижностью.

- Член  $1/\varphi c_t$ , которому пропорциональна амплитуда отклика (реакции), называется упругостью.

При интерпретации данных гидродинамических исследований и анализе добычи используются допущения пьезопроводности для обработки

измеренных данных, их анализа с использованием моделей и выполнения итогового прогноза отклика скважин и пластов. При этом имеются две группы параметров: известные и неизвестные.

Известные параметры – это те параметры, которые обычно задаются в качестве входных данных для расчета неизвестных параметров. К их числу относятся радиус скважины, мощность пласта, пористость, общая сжимаемость системы, вязкость флюида. Неизвестными параметрами являются влияние ствола скважины (ВСС), скин-фактор, проницаемость и размер залежи.

Далее рассмотрим влияние данных параметров на отклик и влияние ошибки в оценке данных параметров на анализ.

### **1.2.1 Влияние ствола скважины**

В большинстве случаев клапан, используемый для запуска или остановки скважины, находится на поверхности. Когда скважина открывается, начальная добыча на поверхности происходит за счет декомпрессии флюида, оказавшегося в скважине. В первое время после начала притока дебит на забое будет оставаться практически нулевым. Далее на некотором этапе будет достигнуто массовое равновесие, т.е. массовый расход на забое достигнет массового расхода на поверхности. Это будет временем прекращения ВСС. Если наоборот скважина закрывается, расход на поверхности мгновенно станет нулевым, в то время как на контакте скважины с пластом еще будет идти приток (рисунок 11). Таким образом, временем влияния ствола скважины называется время перехода от эффективного времени остановки до момента прекращения поступления флюида из пласта в скважину.



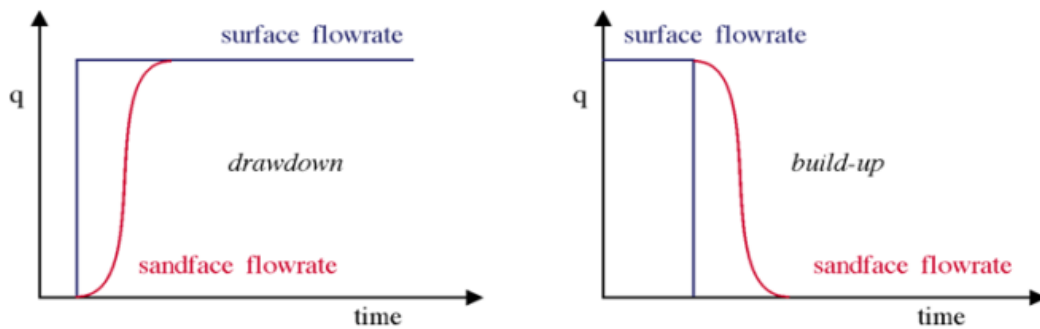


Рисунок 11 – Влияние ствола скважины при ее открытии и закрытии на поверхности [11]

Различают два типа ВСС. Первый тип связан с сжатием или расжатием скважинного флюида в объеме ствола скважины. Второй тип ВСС связан с подъемом уровня жидкости, находящейся в скважине.

Таким образом, ВСС является коэффициентом, показывающим влияние объема ствола скважины:

$$C = - \frac{\Delta V}{\Delta P} \quad (12)$$

где  $\Delta V$  – изменение объема флюида в стволе скважины,  $\text{м}^3$ ;

$\Delta P$  – изменение забойного давления, атм.

$$C = c \cdot V_w \quad (13)$$

где  $c$  – сжимаемость флюида в стволе скважины,  $\text{атм}^{-1}$ ;

$V_w$  – объем флюида в стволе скважины,  $\text{м}^3$ .

Влияние значения ВСС на вид графиков в билогарифмических, полулогарифмических координатах и график истории добычи представлено на рисунке 12.

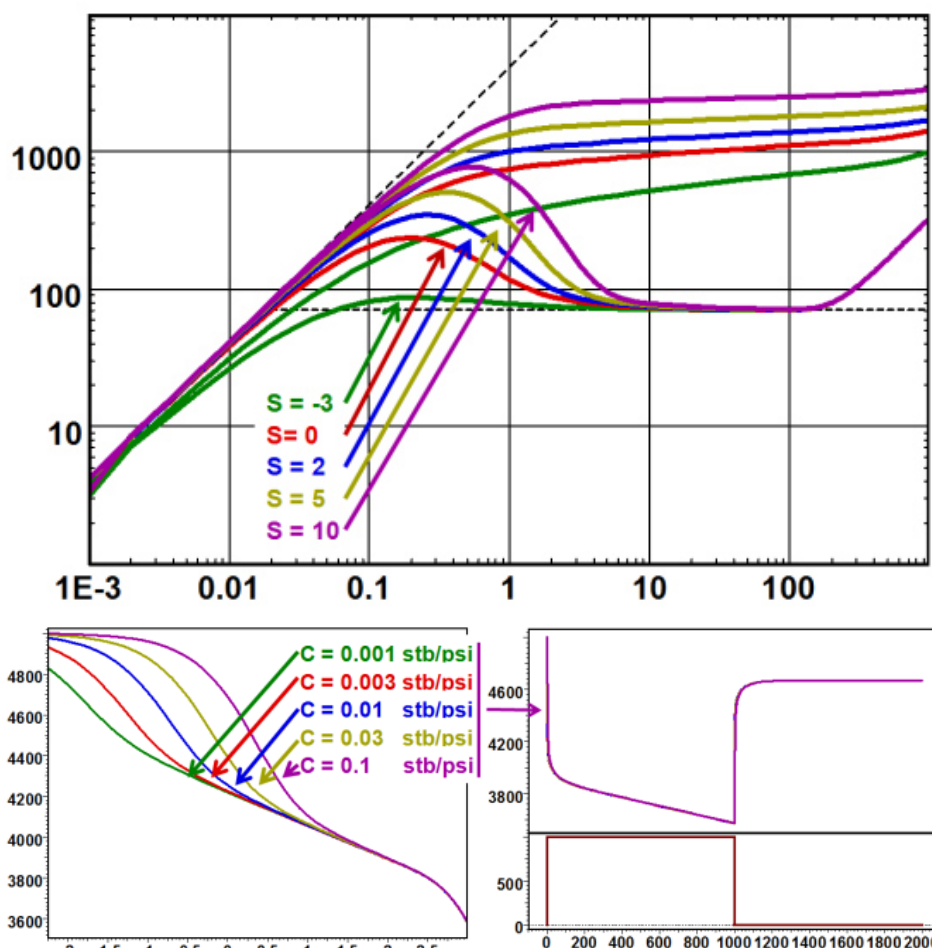


Рисунок 12 – Влияние ствола скважины на график в билוגарифмических координатах, полулогарифмических координатах и график истории добычи [9]

Как видно из графиков, влияние ВСС сильно преувеличивается логарифмической шкалой времени. После окончания данного влияния все отклики сливаются и ВСС только лишь маскирует радиальный режим в течение времени, пропорционально значению  $S$ .

### 1.2.2 Скин-фактор

Скин-эффект количественно определяет разность между продуктивностью скважины в идеальном случае и ее фактической продуктивностью. В случае, если после бурения, заканчивания, цементации и перфорации перепад давления для фиксированной добычи в скважине равен перепаду давления, который можно спрогнозировать в идеальном случае для такой же геометрии, скин-фактор равен нулю. В случае снижения эффективной проницаемости вокруг скважины, т.е. при загрязнении

призабойной зоны пласта (ПЗП), для фиксированной добычи будет необходим более высокий перепад давления и скин-фактор будет положительным. Напротив, после стимуляции, например, после проведения комплексной очистки призабойной зоны (ОПЗ) или гидроразрыва пласта (ГРП), для фиксированной добычи перепад давления будет ниже, соответственно скин-эффект будет считаться отрицательным (рисунок 13).

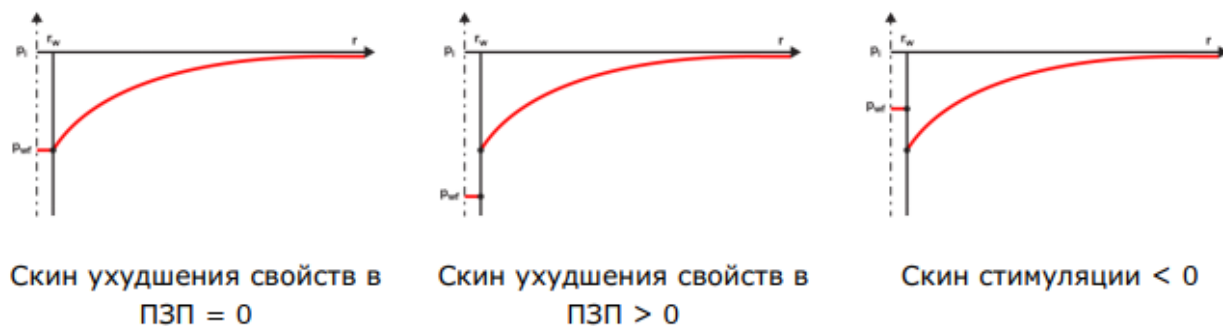


Рисунок 13 – Нулевой, положительный и отрицательный скин-фактор

Скин-фактор – безразмерный коэффициент, представляющий изменение давления, объединяющий такие же коэффициенты, как и закон Дарси:

$$S = \frac{p_{wf} - p_w}{18,41 \frac{q\mu}{kh}} \quad (14)$$

где  $p_{wf}$  – реальное забойное давление, атм;

$p_w$  – забойное давление для однородной радиальной модели пласта, атм;

$q$  – дебит скважины, м<sup>3</sup>/сут;

$\mu$  – вязкость флюида, спз;

$k$  – однородная проницаемость по всему пласту, мД;

$h$  – эффективная толщина пласта, м.

$$S = \left( \frac{k}{k_s} - 1 \right) \cdot \ln \frac{r_s}{r_w} \quad (15)$$

где  $k_s$  – проницаемость в загрязненной ПЗП, мД;

$r_s$  – радиус зоны с пониженными фильтрационными характеристиками;

$r_w$  – радиус скважины, м.

Скин-фактор не изменяет положения ВСС, но оказывает влияние на амплитуду горба. При большем скин-факторе радиальный режим наступает позднее. После достижения радиального режима скин не влияет на

вертикальное положение производной, но оказывает кумулятивное действие на амплитуду давления (рисунок 14).

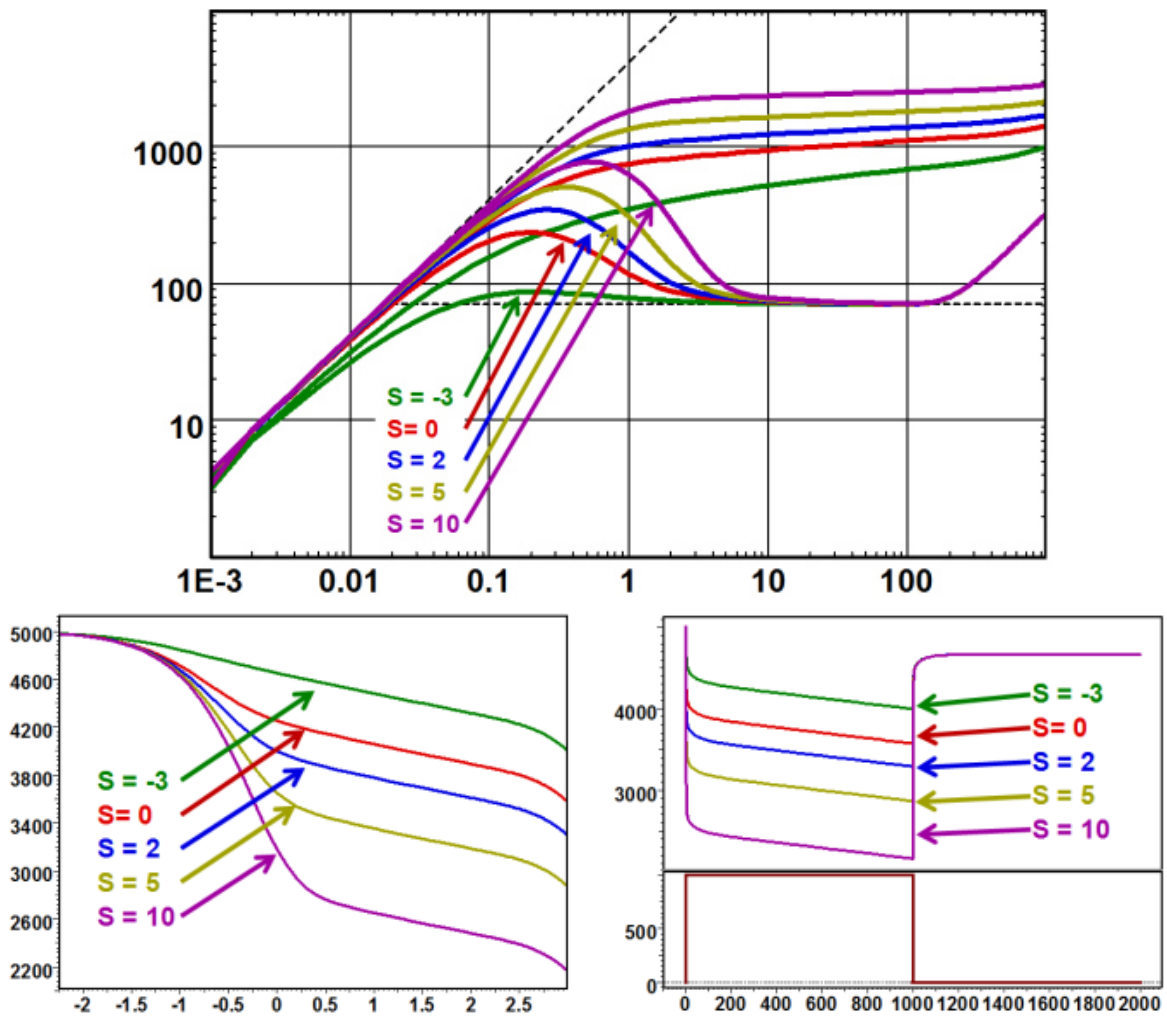


Рисунок 14 – Влияние скин-фактора на график в билогарифмических координатах, полулогарифмических координатах и график истории добычи [9]

### 1.2.3 Проницаемость

При более высокой проницаемости пласт реагирует быстрее, отклонение от ВСС соответственно происходит раньше. Уровень стабилизации производной, т.е. угол наклона кривой на полулогарифмическом графике, обратно пропорционален проницаемости. В позднее время все производные сигналов сливаются в одну кривую с единичным наклоном. Это объясняется тем, что проницаемость не влияет на уравнение материального баланса (рисунок 15).

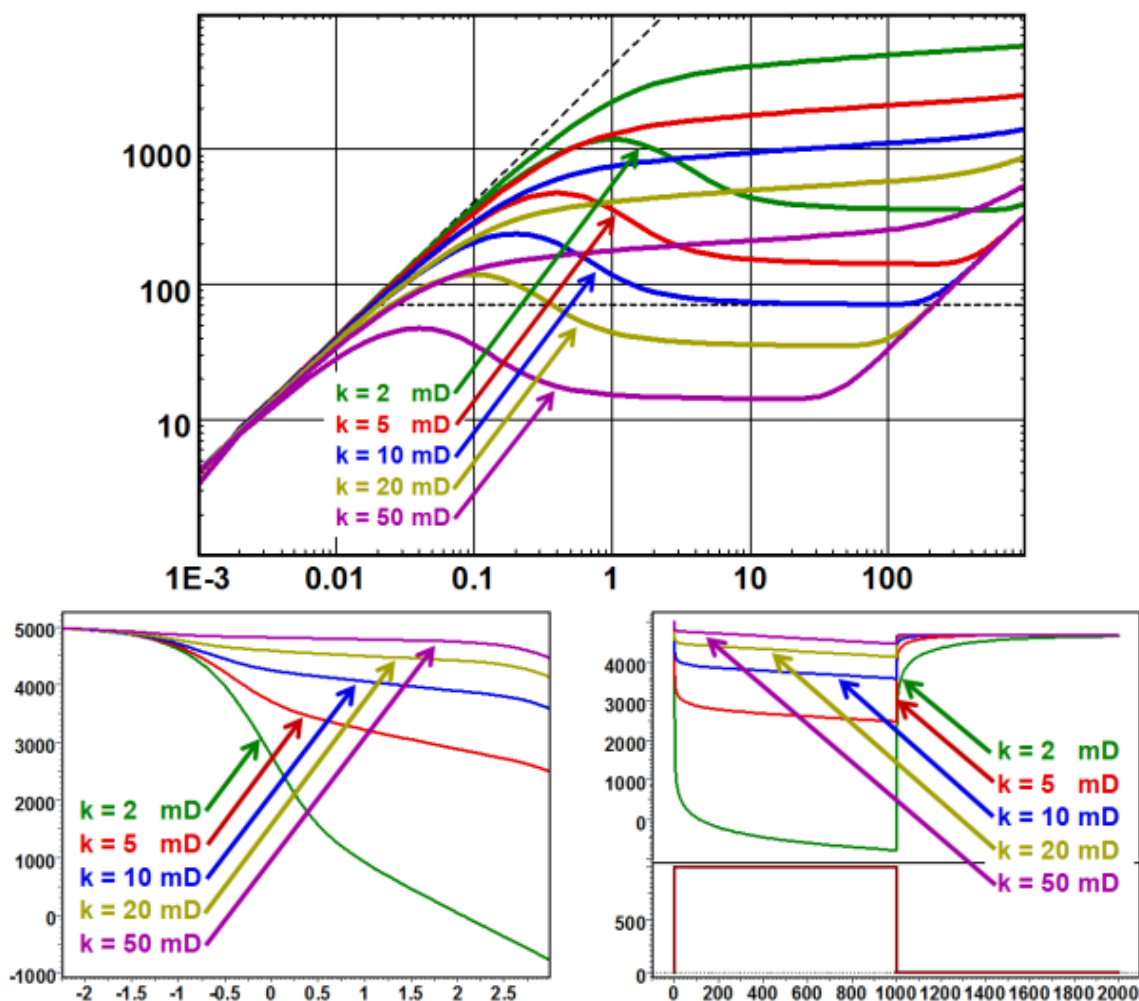


Рисунок 15 – Влияние проницаемости на график в билигарифмических координатах, полулогарифмических координатах и график истории добычи [9]

### 1.2.4 Размер залежи

Размер залежи не оказывает влияния в периоды радиального и линейного течений, но от данного фактора зависит время достижения позднего радиального режима течения (рисунок 16).

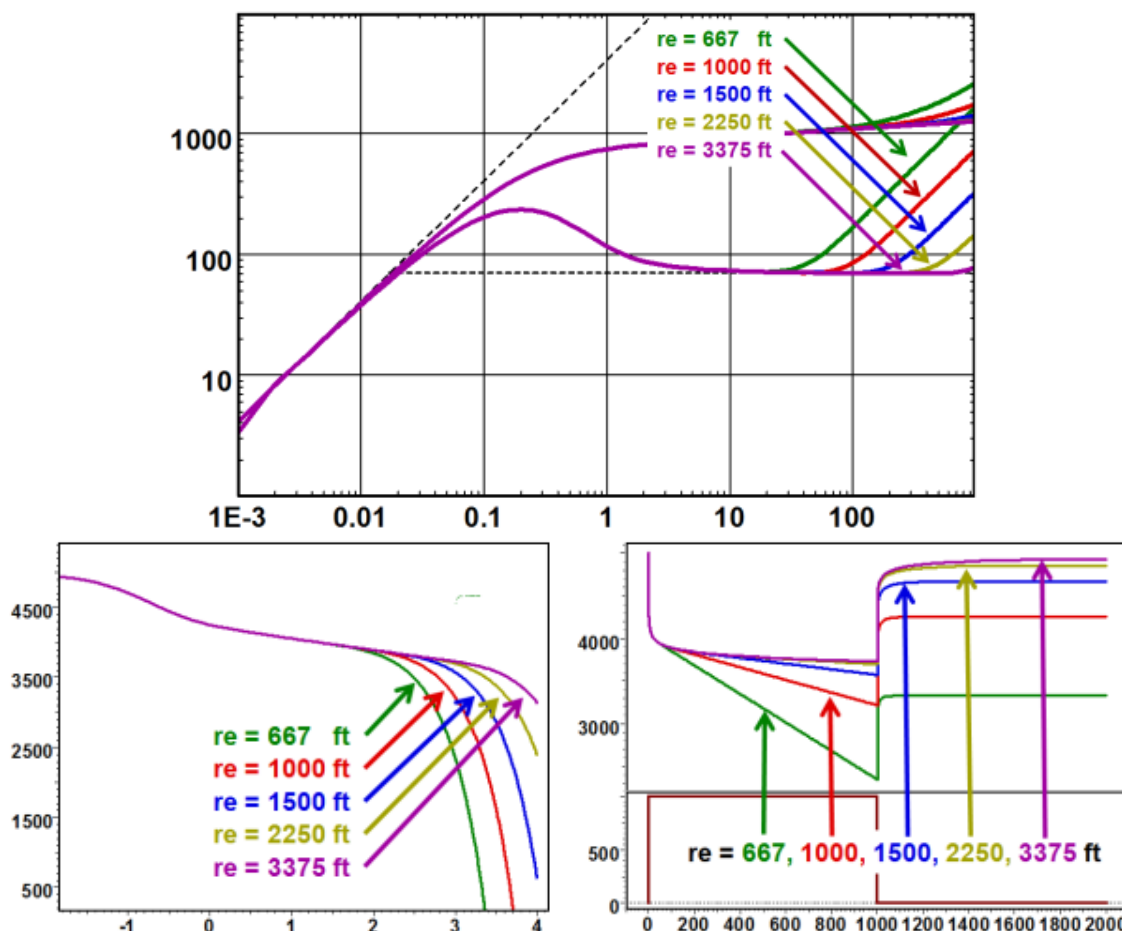


Рисунок 16 – Влияние проницаемости на график в билигарифмических координатах, полулогарифмических координатах и график истории добычи [9]

### 1.2.5 Радиус ствола скважины

Влияние радиуса ствола скважины аналогично влиянию скин-фактора: амплитуды горба на начальном этапе, отсутствие влияния на производную на средних и поздних временах, сдвиг давления, остающийся постоянным после окончания ВСС (рисунок 17). Равносильность влияния радиуса ствола и скин-фактора очевидна, поскольку скин-фактор может также определяться с помощью приведенного радиуса ствола.

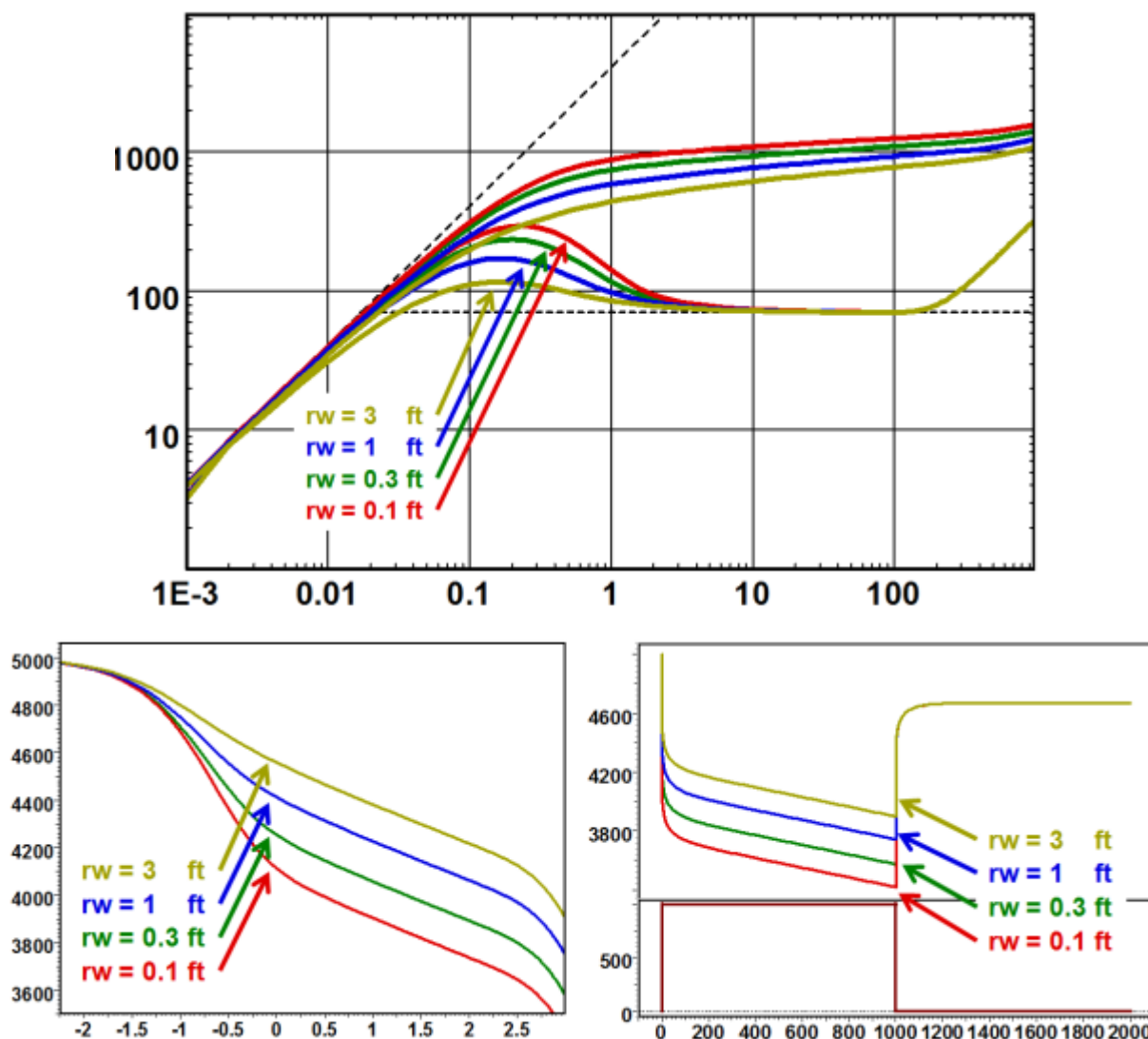


Рисунок 17 – Влияние радиуса ствола на график в билигарифмических координатах, полулогарифмических координатах и график истории добычи [9]

### 1.2.6 Пористость

Меньшие значения пористости определяют более высокий горб производной, но не оказывают влияния на уровень производной в ранний радиальный режим течения (рисунок 18).

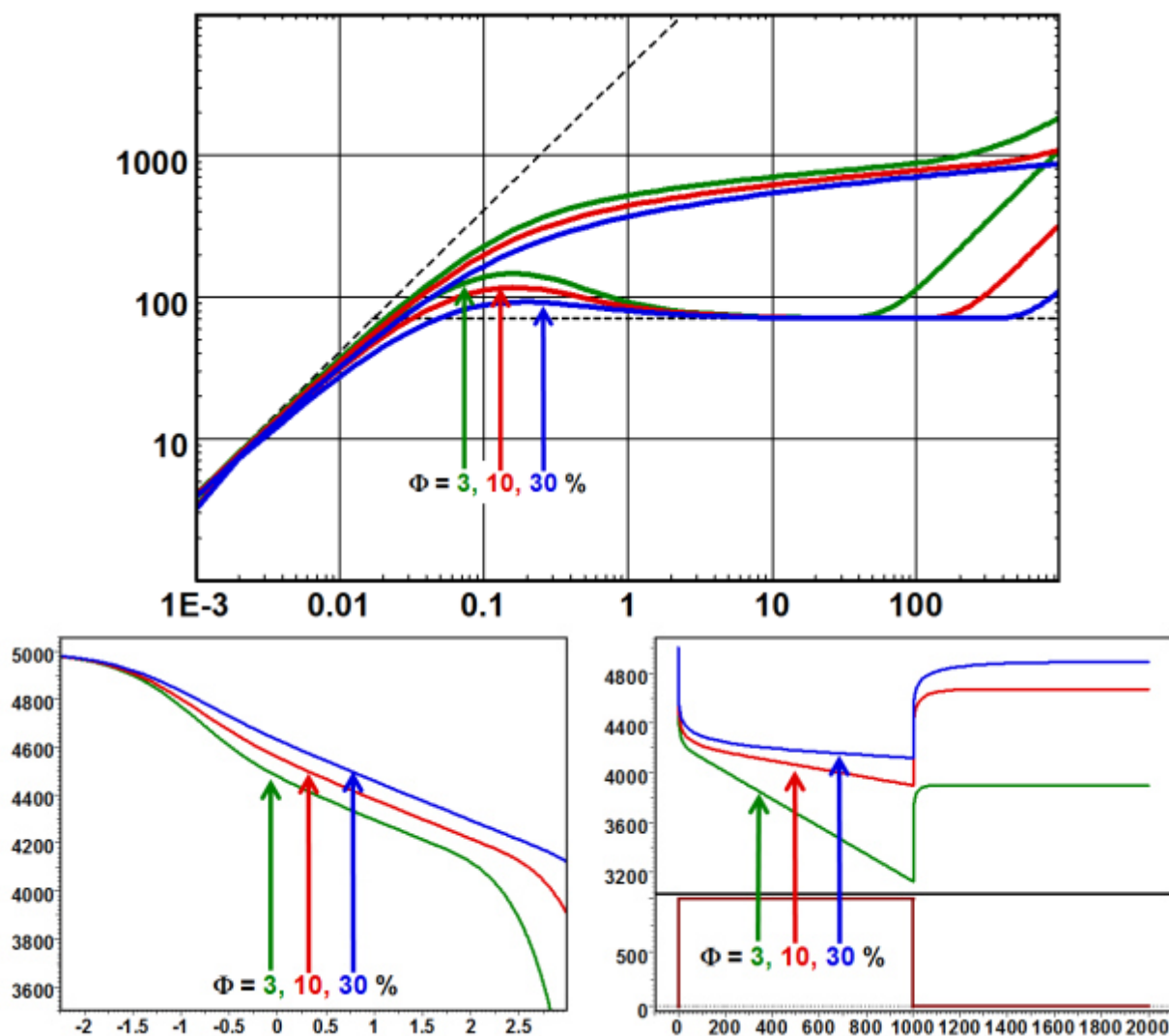


Рисунок 18 – Влияние пористости на график в бипологарифмических координатах, полулогарифмических координатах и график истории добычи [9]

### 1.2.7 Общая сжимаемость

Отклики, смоделированные разными значениями сжимаемости, такие же, как и для пористости. Меньшая сжимаемость дает более высокий горб производной на начальном этапе. Сжимаемость не оказывает влияния на уровень производной при достижении раннего радиального режима, но оказывает суммарный эффект на давление. На позднем этапе сжимаемость оказывает влияние на время, при котором регистрируется граница, а также на уравнение материального баланса (рисунок 19).



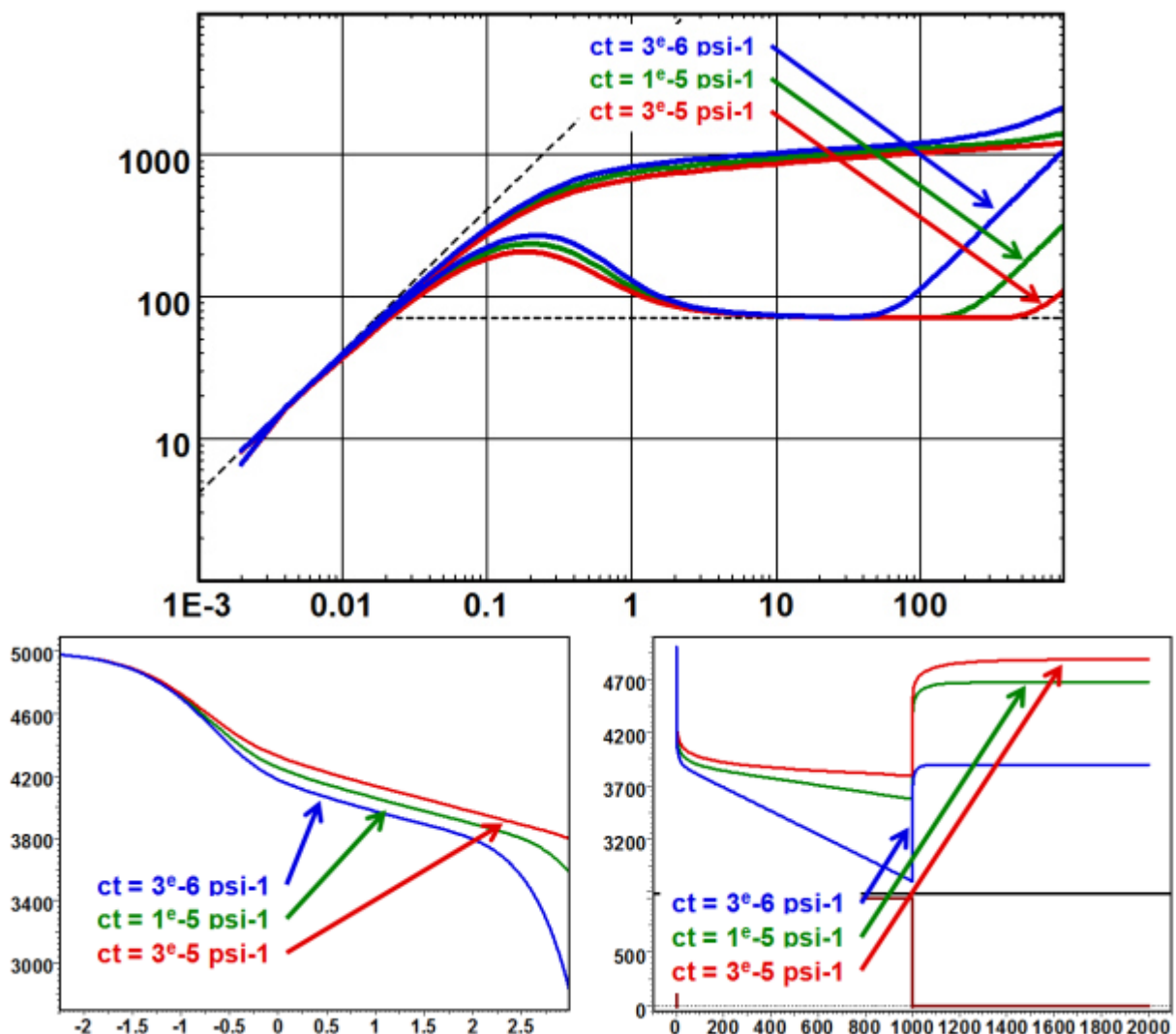


Рисунок 19 – Влияние общей сжимаемости на график в билוגарифмических координатах, полулогарифмических координатах и график истории добычи [9]

### 1.2.8 Вязкость

Отклик от изменения вязкости прямо противоположен отклику от изменения проницаемости. Производные имеют одинаковую форму в период ВСС и на раннем радиальном режиме, но они параллельно смещены вдоль линии ВСС с единичным наклоном. При более низкой вязкости продуктивный пласт реагирует быстрее и отклонении от чистого ВСС происходит раньше. Уровни стабилизации производной и наклоны кривых на полулогарифмических графиках пропорциональны вязкости. В позднее время все производные сигналов сливаются в одну кривую с тангенсом угла наклона, равным 1 (рисунок 20).

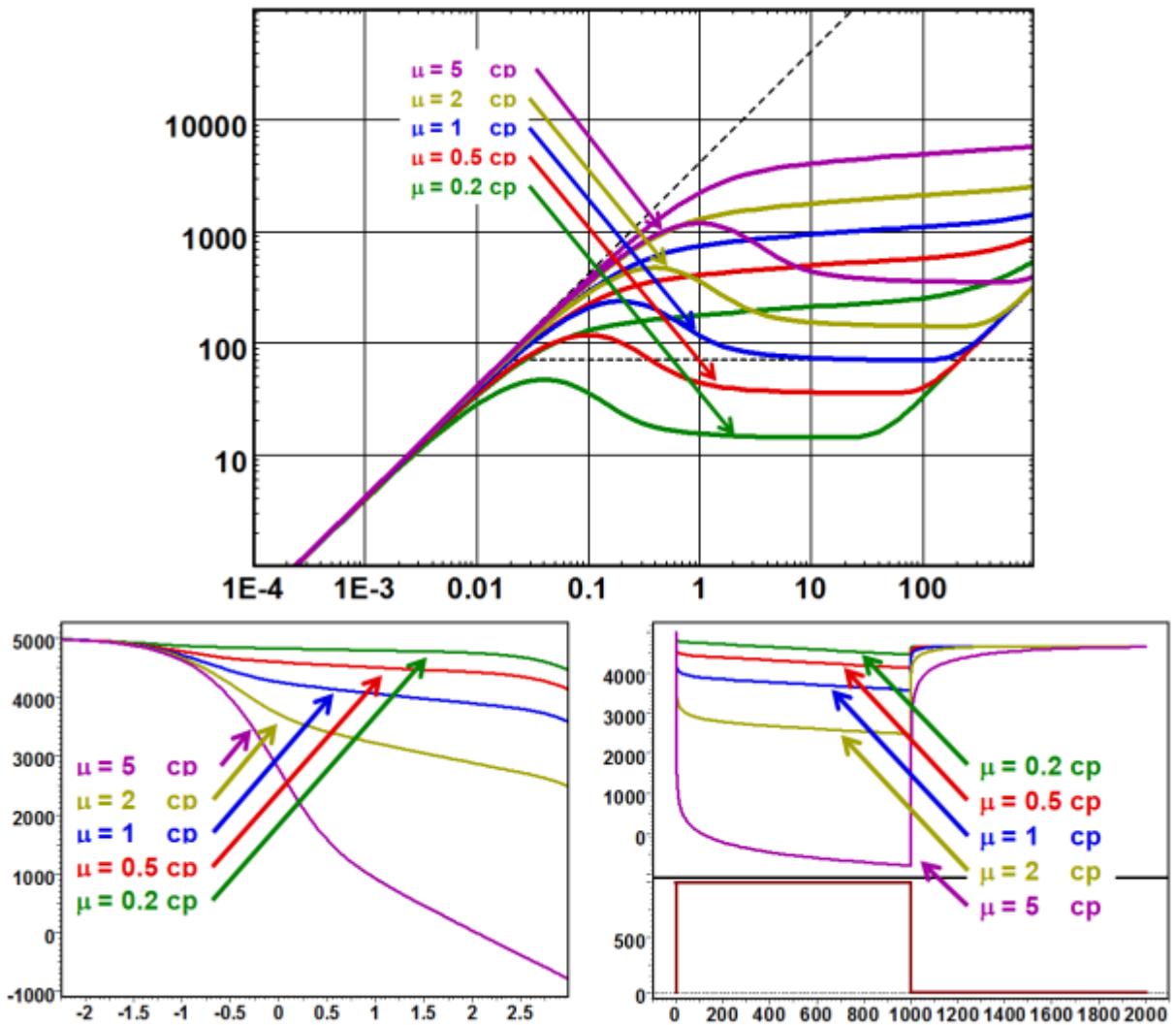


Рисунок 20 – Влияние вязкости на график в билгарифмических координатах, полулогарифмических координатах и график истории добычи [9]

### 1.2.9 Эффективная мощность пласта

Изменения мощности пласта оказывают такое же влияние, как изменения проницаемости и противоположно влиянию изменений вязкости, но в отличие от проницаемости и вязкости, эффективная мощность пласта влияет на расчеты материального баланса на позднем этапе (рисунок 21).

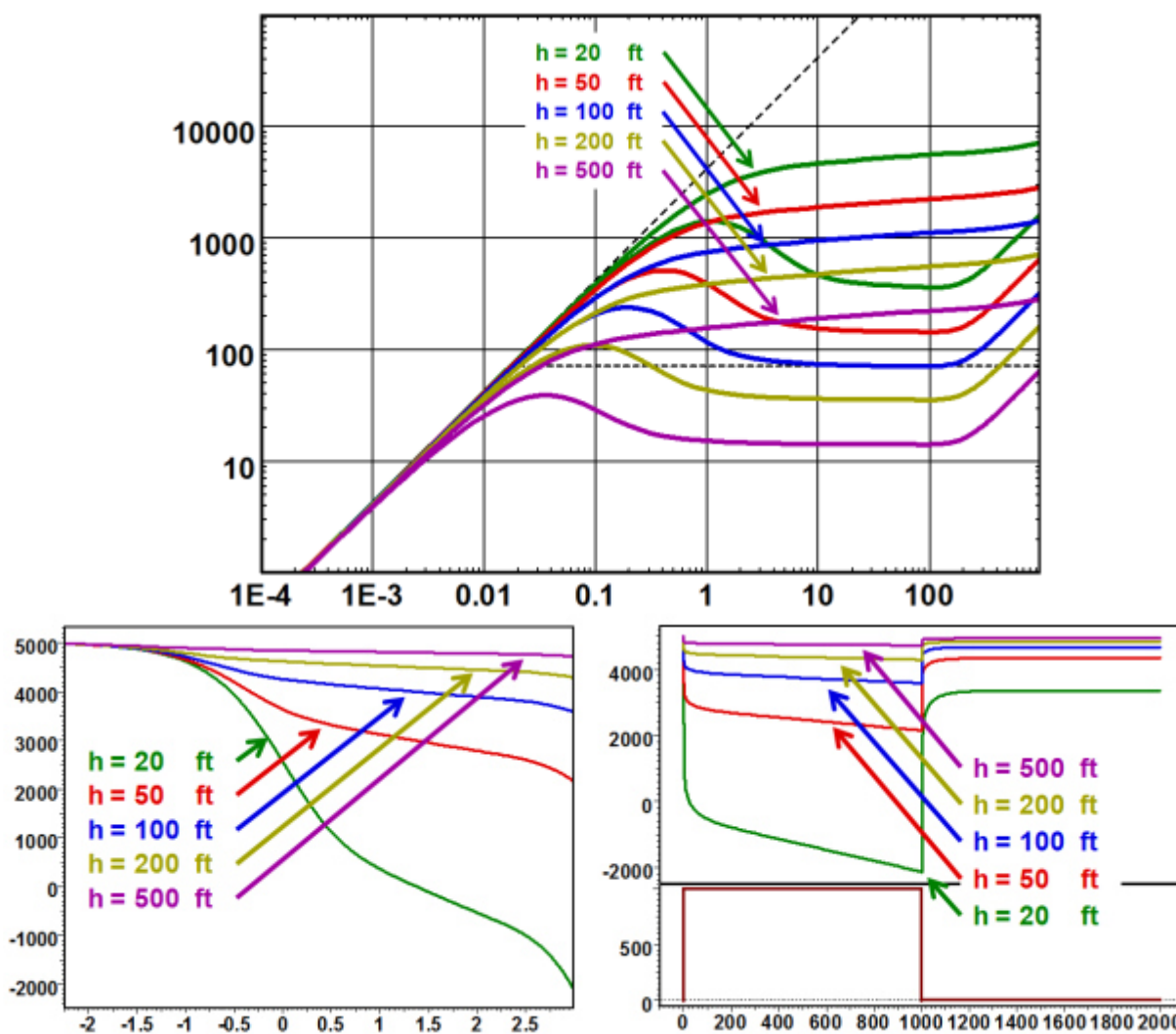


Рисунок 21 – Влияние мощности пласта на график в билогарифмических координатах, полулогарифмических координатах и график истории добычи [9]

### 1.2.10 Влияние погрешностей входных параметров

Опытным путем было определено влияние погрешностей входных известных параметров на результаты получаемых в ходе интерпретации данных ГДИС и проведения анализа добычи неизвестных параметров.

- Если радиус скважины завышен на 10%, вычисленный скин-фактор будет завышен на 0.1. На остальные параметры это не повлияет.

- Если пористость завышена на 10%, параметры k и kh будут в порядке, однако, возникнет незначительная ошибка в скин-факторе, а размеры пласта будут занижены на 10%, следовательно, расстояния до границ будут занижены на 5%.

- Если завысить вязкость на 10%, параметры  $k$  и  $kh$  будут завышены на 10%, скин-фактор и размеры пласта будут определены верно.

- Если завысить эффективную мощность пласта на 10%,  $kh$  будет определено верно, а значение  $k$  занижено на 10%. Также будет присутствовать незначительная ошибка в скин-факторе, размеры пласта будут занижены на 10%, следовательно, и расстояния до границ будут занижены на 5%.

### **1.3 Особенности фильтрации газа**

В сравнении с нефтяными скважинами, ГДИ газовых скважин отличаются особенностями, связанными с физическими свойствами газа и нефти, а также условиями эксплуатации:

- плотность, вязкость и сжимаемость газа меняются в зависимости от давления, температуры и состава газа (рисунок 22);

- дебиты газовых скважин значительно выше объемных дебитов нефтяных скважин;

- скорости фильтрации газа значительно выше соответствующих скоростей нефти;

- устьевые давления в газовых скважинах менее отличаются от забойных;

- резкое изменение давления и температуры в процессе исследования газовых скважин, возможность гидратообразования и разрушения пласта в ПЗП, опасные и вредные свойства газа предъявляют повышенные требования к ГДИ, технике, глубинным приборам и оборудованию, технологии проведения исследований.

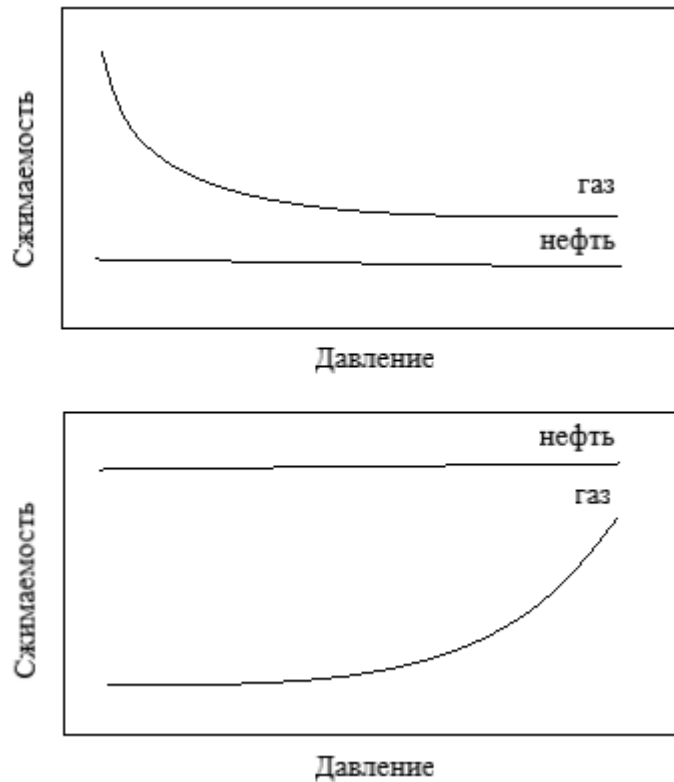


Рисунок 22 – Физические свойства нефти и газа

Действительно, главное дифференциальное уравнение линейной теории упругого режима фильтрации не учитывает зависимости плотности и вязкости реального газа от давления, что делает его неприменимым к изучению процесса неустановившейся фильтрации газа в пористой среде. В этом случае используются другие математические модели, такие как нелинейное дифференциальное уравнение, описывающее неустановившуюся изотермическую фильтрацию неидеального газа по закону Дарси.

Так как аналитические методы решения нелинейного уравнения достаточно сложны, в теории применяется метод линеаризации уравнений с использованием псевдадавления  $\Psi$  и псевдовремени  $t_{ps}$ . Эти функции позволяют свести нелинейное уравнение к линейному, что упрощает его решение и дает возможность применять методы линейной теории упругого режима фильтрации.

$$\Psi = 2 \int_{p_0}^p \frac{p}{\mu(p)Z(p)} dp \quad (16)$$

$$t_{ps} = \int_0^t \frac{1}{\mu(p)c_t(p)} dt \quad (17)$$

где  $p$  – давление, атм;

$p_0$  – произвольная константа, должна быть ниже минимального давления, измеренного во время испытания;

$\mu$  – вязкость, спз;

$Z$  – коэффициент сверхсжимаемости газа;

$c_t$  – общая сжимаемость системы, атм<sup>-1</sup>.

При давлении меньше 136 атм (рисунок 23),  $\mu Z \approx \text{const}$  и выражение  $\Psi$  упрощается:

$$\Psi = \frac{p^2 - p_0^2}{\mu_i Z_i} \quad (18)$$

При давлении больше 204 атм (рисунок 24), величина  $\mu Z$  пропорциональна давлению:

$$\Psi = (p - p_0) \frac{2p_i}{\mu_i Z_i} \quad (19)$$

При давлении в пределах от 136 до 204 атм, функция псевдодавления используется без каких-либо упрощений.

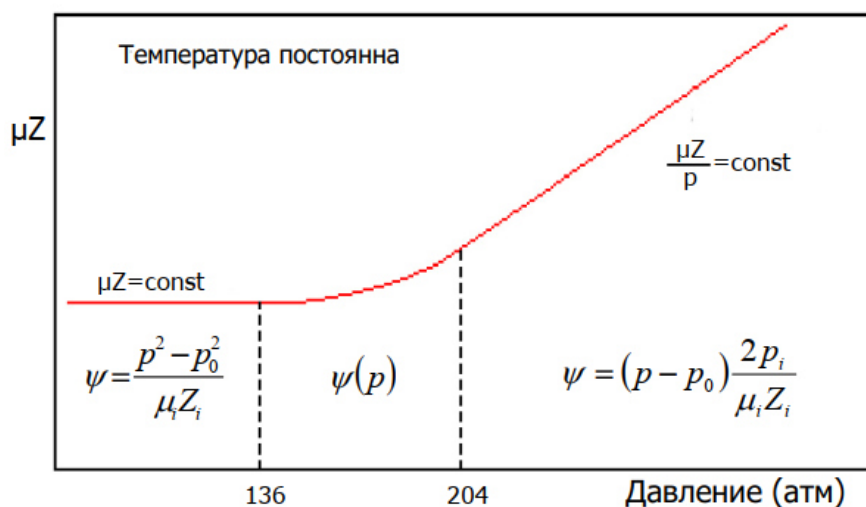


Рисунок 23 – Зависимость  $\mu Z$  от давления

### Отклонения от закона Дарси

Высокие дебиты, характерные для газовых скважин, являются причиной больших скоростей течения в околоскважинной зоне. Закон Дарси при таких скоростях неприменим. Отклонение от ламинарного течения вызывает дополнительный перепад давления вблизи скважины, который

прямопропорционален объемному дебиту. Поскольку дополнительный перепад давления происходит в непосредственной близости от скважины, он учитывается как дополнительный скин-фактор  $qD$  [12].

Скин-фактор для газовой скважины, работающей с постоянным дебитом:

$$S' = S_0 + qD \quad (20)$$

Скин-фактор для скважины, работающей с переменным дебитом:

$$S' = S_0 + (q_n - q_{n-1})D \quad (21)$$

где  $S'$  – псевдоскин-фактор;

$S_0$  – истинный скин-фактор;

$q$  – объемный дебит,  $\text{м}^3/\text{сут}$ ;

$D$  – коэффициент, характеризующий отклонение от закона Дарси;

$qD$  – дополнительный компонент скин-фактора, возникающий из-за турбулентности течения.

Для определения коэффициента  $D$  и истинного скин-фактора  $S_0$  необходимо замерить псевдо-скин-фактор  $S'_i$  при нескольких различных дебитах. Отметив полученные значения  $S'_i$  на графике в координатах  $S'$  и  $q$  (или  $q_n - q_{n-1}$ ) можно определить:

- $D$  – наклон прямой, проведенной через эти точки;
- $S_0$  – отрезок, отсекаемый этой прямой на вертикальной оси (рисунок 24).

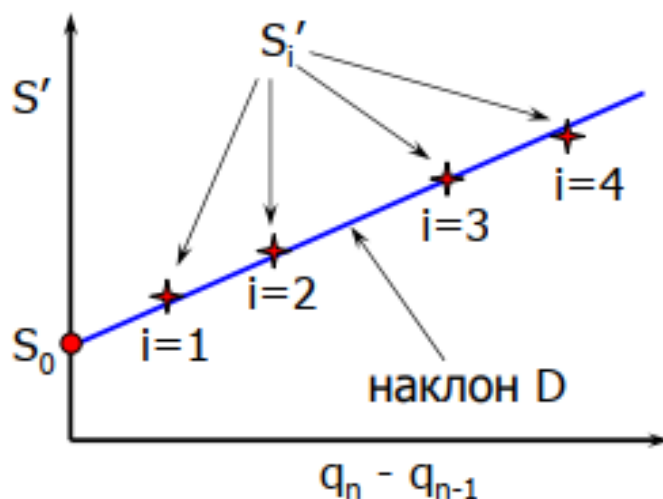


Рисунок 24 – Определение коэффициента  $D$

Все методы для нефтяных скважин можно также применять и для газовых при замене давления на псевдодавление. На рисунке 25 представлены уравнения для перехода от безразмерного давления к псевдодавлению и выражения для определения наклона прямой в полулогарифмических координатах [13].

При использовании метода псевдодавления, безразмерные значения свойств газа определяются по отношению к их стандартным условиям. В случаях, когда применяется приближенный подход, свойства газа вычисляются как среднее арифметическое и обозначаются  $\bar{\mu}$ .

		Безразмерное давление	Наклон прямой в полулогарифмических координатах
Нефть		$p_D = \frac{kh}{18.41qB\mu} (p_i - p_{wf})$	$m = \frac{9.205 qB \mu}{kh}$
Газ	$p$	$p_D = \frac{kh \cdot \bar{p} \cdot (p_i - p_{wf})}{63.8 \bar{\mu} \bar{Z} (T + 273.15) q_{sc}}$	$m = 31.9 \frac{q_{sc} \bar{\mu} \bar{Z} (T + 273.15)}{kh \cdot \bar{p}}$
	$p^2$	$p_D = \frac{kh \cdot (p_i^2 - p_{wf}^2)}{127.6 \bar{\mu} \bar{Z} (T + 273.15) q_{sc}}$	$m = 63.8 \frac{q_{sc} \bar{\mu} \bar{Z} (T + 273.15)}{kh}$
	$\psi$	$p_D = \frac{kh \cdot (\psi - \psi_{wf})}{127.6 (T + 273.15) q_{sc}}$	$m = 63.8 \frac{q_{sc} (T + 273.15)}{kh}$

Рисунок 25 – Уравнения перехода от безразмерного давления к псевдодавлению [14]

#### 1.4 Режимы течения в горизонтальных скважинах

Обработка исследований, проводимых на горизонтальных скважинах представляет собой большую проблему для специалиста по интерпретации ГДИС. Из практики выяснилось, что скважин, дающих отклик «как в учебнике», практически не существует. При работе с вертикальными скважинами влияние осреднения огромно и случайно, при этом отклик получается близок к теоретическому. Если рассматривать горизонтальные скважины, то ситуация значительно усложняется, отклик становится очень



чувствительным к предположениям, которые делаются относительно однородности продуктивного пласта, эффективной части горизонтальной скважины, геометрии скважины и характеристик многофазного потока в стволе скважины [15].

Согласно теории, в горизонтальных скважинах выделяют следующие режимы потока: ранний радиальный, линейный и псевдорadiaльный (рисунок 26).

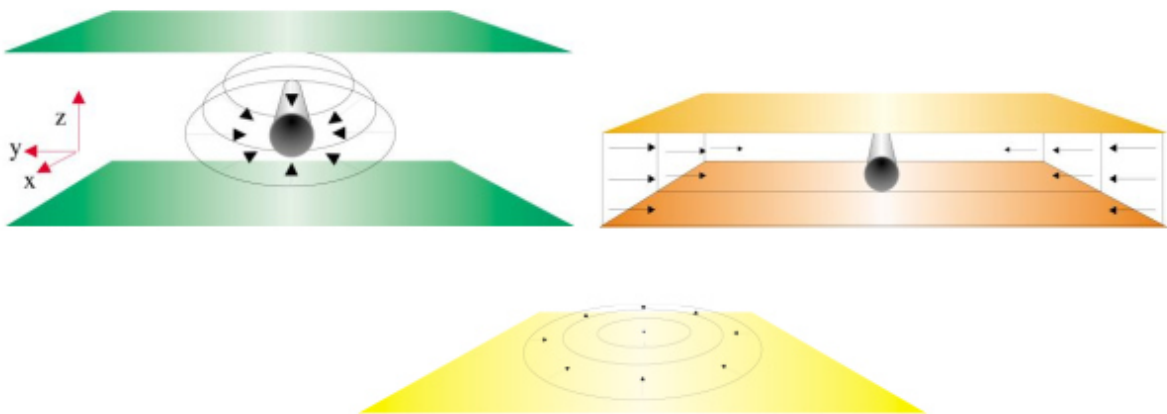


Рисунок 26 – Основные режимы потока в горизонтальной скважине: ранний радиальный, линейный и псевдорadiaльный [16]

Первый режим потока может быть скрыт ВСС. Псевдорadiaльный поток аналогичен радиальному потоку в вертикальной скважине. Средняя проницаемость сочетает вертикальную и горизонтальную компоненты с горизонтальной анизотропией, которой зачастую пренебрегают. Толщина соответствует длине работающего участка скважины. Уровень горизонтальной производной или наклон прямой линии на полулогарифмическом графике записывается в виде формулы:

$$(kh)_{\text{early}} = h_w \sqrt{k_v k_r} \quad (22)$$

где  $h_w$  – продуктивная толщина пласта, м;

$k_v$  – вертикальная проницаемость, мД;

$k_r$  – горизонтальная проницаемость, мД.

Если вертикальная проницаемость относительно велика, геометрический скин будет отрицательным, вторым режимом потока будет линейный, производная Бурде будет следовать наклону 1/2.

$$(kh)_{linear} = k_r \left(\frac{h_w}{2}\right)^2 \quad (23)$$

При небольшой вертикальной проницаемости геометрический скин становится положительным.

Далее следует радиальный режим течения, характеризующийся второй стабилизацией производной и представляющий обычный kh для изотропного пласта.

$$(kh)_{late} = k_r h \quad (24)$$

На рисунке 27 показаны основные режимы потока в билогарифмических координатах.

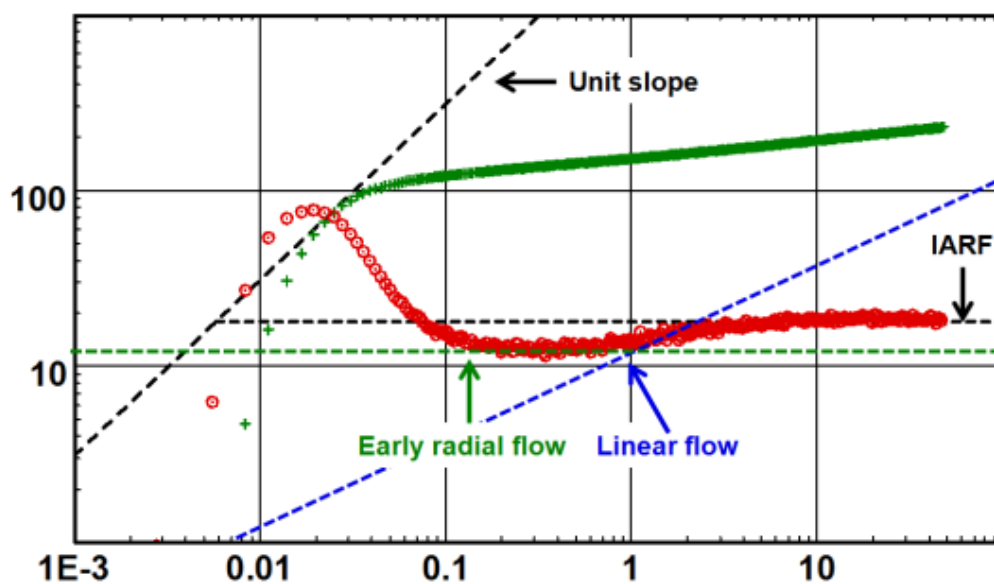


Рисунок 27 – Поведение горизонтальной скважины в билогарифмических координатах [17]

В начальный период наблюдается ВСС. Далее в силу анизотропии поток в окрестностях ствола скважины не круговой как в вертикальной скважине, а представляет собой эллипс, что связано с более медленным распределением пьезопроводности в вертикальном направлении. После достижения пьезопроводностью верхней и нижней границы поток становится линейным (в случае отрицательного геометрического скин), эквивалентным потоку в

случае параллельных разломах для вертикальной скважины, но из-за конечной длины горизонтального участка он не может всегда оставаться линейным. С течением времени пьезопроводность распространяется далеко от ствола скважины, размеры горизонтальной части скважины становятся незначительными, поток снова становится радиальным, эквивалентным радиальному потоку в вертикальной скважине [18].

## **2 ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ АНАЛИЗА ДОБЫЧИ ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ**

В условиях разработки сложнопостроенных месторождений резко снижается информативность стандартных ГДИ. Это обусловлено рядом факторов:

- низкая проницаемость коллекторов;
- малые дебиты скважин;
- использование горизонтальных скважин;
- охват добывающего и нагнетательного фонда скважин ГРП и МГРП.

Все эти факторы значительно увеличивают продолжительность исследования. В результате поток вокруг скважины и, в частности, под прямым углом к трещинам ГРП, будет существовать месяцы или годы, и может потребоваться достаточно продолжительное время для того чтобы зафиксировать эквивалент радиального режима. Данные обстоятельства играют огромную роль при выборе метода исследования низкопроницаемых коллекторов [19].

### **2.1 Метод кривой восстановления давления**

Ключевым инструментом для диагностики при интерпретации КВД является производная Бурде по причине того, что значительная доля моделей скважин, пласта и границ несут на характеристике производной отличительные признаки.

Исследование методов КВД проводят на остановленной скважине при герметизации устья. Восстановление давления происходит за счет сжатия флюида в пласте. При этом для определения параметров удаленной зоны пласта остановка скважины должна быть достаточно длительной, чтобы исключить влияние эффекта «после притока».

При интерпретации исследований на неустановившихся режимах необходимо учитывать предысторию работы скважины. Существует

эмпирическое правило, что длительность предыстории должна быть не менее 5 логарифмических циклов самого исследования [20].

Процедура интерпретации КВД начинается с пересчета давлений, выгруженных с глубинного датчика, на верхние дыры перфорации (ВДП) и водонефтяной контакт (ВНК).

Интерпретация в программном обеспечении (ПО) начинается с ввода информации необходимой для идентификации исследования, после чего производится загрузка пересчитанных давлений и истории дебита скважины. При необходимости выполняется редактирование исходных данных.

Анализ производится только после синхронизации и проверки загруженной информации. При необходимости возможно регулирование сглаживания извлеченной производной. Далее необходимо определить позицию горизонтальной линии, характеризующей радиальное течение в бесконечном пласте и принять решение о модели скважины, коллектора и границы (при ее наличии), исходя из формы производной. После прогона модели начинается процесс уточнения параметров. Если на данном этапе имеются грубые ошибки, рекомендуется исправить их вручную, это поможет добиться более быстрой сходимости регрессии. При уточнении модели программа позволяет фиксировать некоторые параметры, а также подбирать их в определенном диапазоне путем ручного ввода верхних и нижних пределов [21].

## **2.2 Методология анализа добычи**

С точки зрения методологии центральным инструментом анализа добычи являются график Блэйсингейма и билогарифмический график. Однако, иногда из-за рассеянного характера данных о добыче, итоговым инструментом для диагностики будет являться график истории, на котором сходимость модели и данных по давлению, дебиту и накопленной добычи будет являться последним средством диагностики [22].

Проведение анализа добычи может быть разбито на несколько основных этапов:

#### 1. Подготовка проекта и загрузка данных.

Первым шагом создается новый проект, производится ввод данных PVT, задаются геометрические параметры скважины и вносятся известные параметры о коллекторе (пористость, эффективная мощность, начальные давление и температура, насыщенности, сжимаемость и т.д.).

Далее производится загрузка давлений и дебитов, накопленная добыча рассчитывается автоматически путем интегрирования данных добычи и отображается на графике изменения во времени совместно с дебитом.

#### 2. Редактирование данных.

Давления измеряются на забое скважины в режиме реального времени или записываются в память манометра, или поступают от стационарных глубинных датчиков, в то время как дебиты замеряются на поверхности или поступают из стационарных глубинных замерителей.

Необходимо отметить важность качества исходных данных. Необходимо обращать внимание на такие метрологические характеристики приборов для регистрации давления, как точность, разрешение, устойчивость и чувствительность. Точность характеризует максимальную погрешность в давлении независимо от условий, в которых проводятся измерения. Устойчивость подразумевает способность датчика давления сохранять свои технико-эксплуатационные характеристики в течение длительного времени. Чувствительность показывает отношение изменения выходного сигнала преобразователя, вызванное изменением давления к этому изменению давления. Разрешение - это минимальное изменение давления, которое может зафиксировать датчик. Дискретность по давлению устанавливается с учетом заданного шага дискретизации по времени – с увеличением шага дискретизации разрешение снижается.

Рекомендуемая разрешающая способность датчиков для записи давления или телеметрических систем составляет не ниже 0,01 атм с

погрешностью не более 0,5%. Опыт проведения исследований показал, что данные с недостаточной разрешающей способностью по давлению непригодны для определения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта ввиду значительной «зашумленности» извлекаемых производных. К преимуществам высокоточных телеметрических систем (ТМС) и глубинных датчиков можно отнести получение более достоверной информации о параметрах скважины и пласта, снижение потерь нефти и газа за счет отсутствия остановок скважин на длительные исследования, а также получение дополнительной добычи от геолого-технических мероприятий (ГТМ) благодаря увеличению качества проводимых исследований. История дебитов желательно должна представлять регулярные среднесуточные показатели.

В случае если загруженные данные являются результатом тщательной пост-обработки после сбора требуется минимальное редактирование или не требуется совсем. Но, как показывает практика, часто исходные данные неоднородного качества и представляются из разных источников.

Помимо стандартной отсортировки несущественной информации, ключевая задача состоит в том, чтобы получить в заключении логически связанный синхронизированный набор данных о дебитах и давлениях. Для этого все данные обязательно должны быть приведены к единому опорному времени. Если интервалы измерения дебитов слишком большие необходимо уточнить историю добычи и наоборот, если история добычи имеет нецелесообразную детальность, упростить с целью сокращения времени расчета моделей.

### 3. Извлечение и диагностика.

После синхронизации и проверки правильности данных задается интервал времени для извлечения данных и при помощи ПО в дополнение к графику истории строятся графики:

- график Арпса;
- график Фетковича;

- график Блэйсингейма;
- билогарифмический график;
- график приведенный дебит – накопленная добыча.

Билогарифмический график используется для распознавания двух основных режимов фильтрации: радиальный режим или Infinite Acting Radial Flow и псевдоустановившийся или Pseudo Steady-State Flow (рисунок 28).

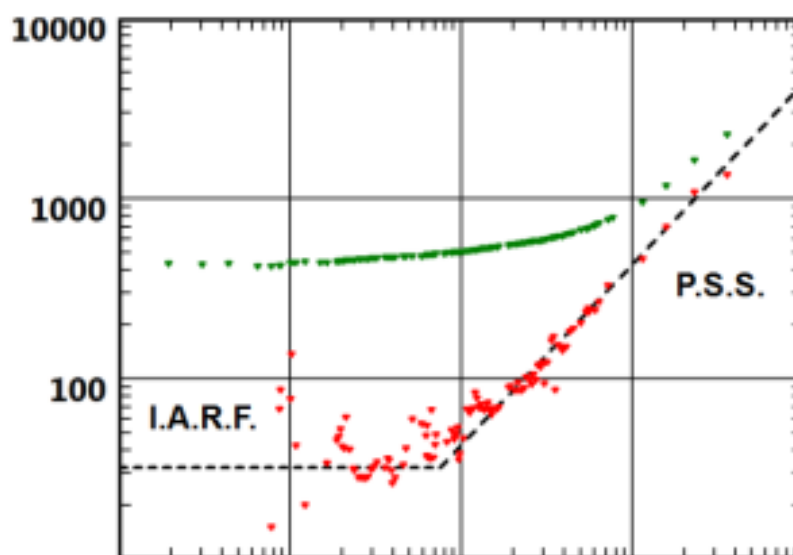


Рисунок 28 – Билогарифмический график [9]

Билогарифмический график связан с графиками Блэйсингейма и Фетковича, соответственно любые изменения на нем отображаются и на других графиках. При хорошем качестве исходных данных наблюдается больше режимов течения, диагностические возможности анализа добычи расширяются до уровня ГДИС.

#### 4. Создание и уточнение аналитической модели.

После диагностики выполняется увязка моделей с реальными данными на всех важных графиках, в том числе и с графиком истории. Основная задача заключается в изменении модельных параметров до получения приемлемого совмещения модели с фактическими данными.

Уточнение модели можно выполнять вручную, либо использовать опцию нелинейной регрессии, принцип которой заключается в использовании числовой оптимизации для уточнения значений параметров путем минимизации функции ошибок, как правило, стандартного отклонения между



смоделированными и существующими значениями в заданных точках. Имеется возможность оптимизировать модель с некоторыми или всеми ведущими параметрами, а также зафиксировать верхние или нижние пределы уточняемых параметров.

#### 5. Создание и уточнение численной модели.

После построения аналитической модели производится создание численной модели на ее основе с учетом влияния скважин окружения и контура питания. Для этого в программный комплекс загружается карта с учетом нахождения ближайших соседних скважин относительно исследуемой, определяется масштаб на основании известного расстояния между двумя точками, задаются внешние границы пласта-коллектора, история работы по скважинам окружения с момента задания истории по исследуемой скважине, также учитываются конфигурации соседних скважин и соответствующие им эффективные мощности пласта (рисунок 29). Любой отрезок границы пласта может быть определен как непроницаемая граница или граница с постоянным давлением. Если имеются внутренние границы, можно провести любое количество ломаных разломов и задать проводимость отдельных разломов. Конфигурация скважин и параметры трещин задаются на основе инклинометрии скважин, отчетов ГРП, а также по результатам предыдущих ГДИС. Также программа позволяет определить совершенство скважин по степени вскрытия.

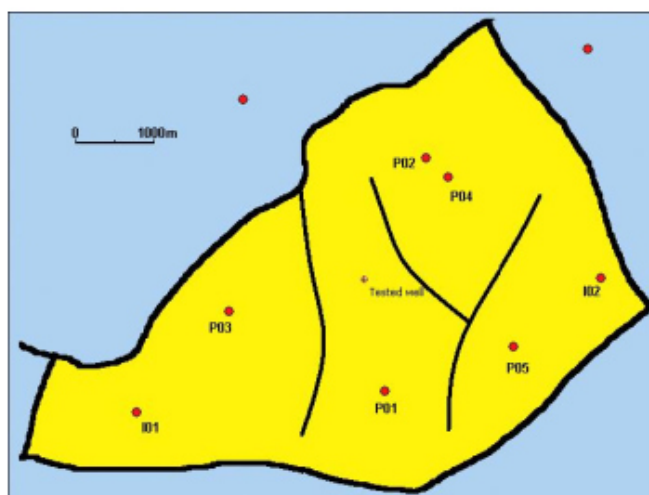


Рисунок 29 – Растровое изображение исследуемого участка

Модель может отображать автоматически построенную сетку, называемую нерегулярной сеткой Вороного, адаптированную к очертанию коллектора, внутренним разломам и скважинам (рисунок 30).



Рисунок 30 – Нерегулярная сетка Вороного

В основе построения сеток Вороного лежит создание множества строго расположенных точек, называемых узлами сетки. Отдельные узлы сетки могут быть заданы в любом месте внутри области. Данную сетку нельзя описать наборами индексов, поэтому ее называют нерегулярной. Сетка Вороного строится путем наложения простых модулей, к основным типам которых относят следующие:

- базовые или фоновые модули, которые могут быть прямоугольными или гексагональными;
- сегментный модуль, которые вводится для учета ограничительных линий, например, контура пласта-коллектора или разломов;
- угловые модули вводят на углах ограничительных линий;
- скважинные модули: радиальные для стандартных вертикальных скважин, но более усложненные по форме для скважин с ГРП (2D), горизонтальных и скважин с частичным вскрытием (3D) (рисунок 31).



Рисунок 31 – Основные модули для построения сетки Вороного

В программе имеются рекомендованные установки по умолчанию, но интерпретатор может варьировать базовую геометрию сетки, размеры, главные направления и локальное сгущение сетки вокруг каждой скважины (рисунок 32).

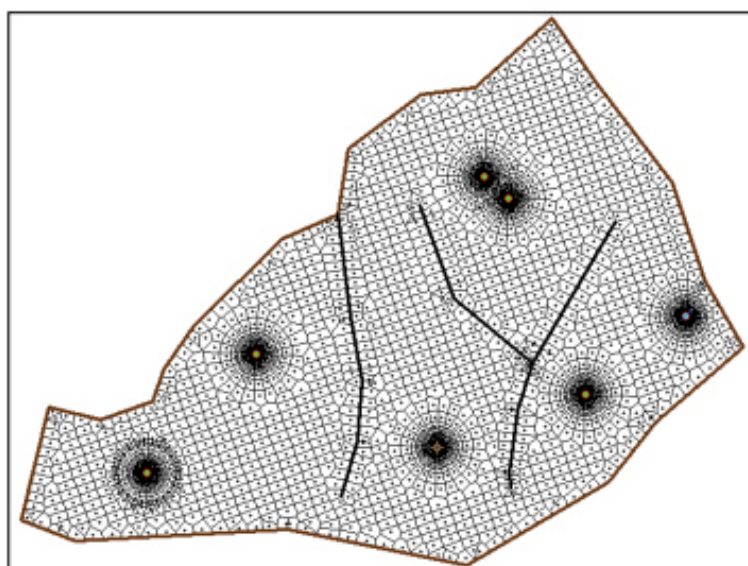


Рисунок 32 – Пользовательская сетка

При создании численной модели необходимо максимально точно отразить особенности коллектора, конфигурацию скважин и их показатели разработки. При этом чрезмерное уточнение модели может привести к большой длительности расчета, поэтому в данном случае необходим поиск компромисса.

Следующим шагом производится уточнение численной модели до наилучшего совмещения фактических и смоделированных кривых. Изначально при адаптации численной модели применяются параметры, полученные при создании аналитической модели. Если сравнение между

фактическими замерами и моделью подтверждает ее корректность, можно сделать вывод, что аналитическая модель является верной. Однако, если существует расхождение между замеренными и численными кривыми, возможно потребуются внести некоторые корректировки в моделирующие параметры. Если значительные изменения в этих параметрах необходимы, возможно, что модель является недостаточно корректной или не полностью описывает работу скважины и пласта. Более полно и точно отображенная модель соответствует реальной работе участка.

Действительно, для достижения наилучших результатов в численном моделировании необходимо максимально точно и полно учитывать все физические и геологические параметры моделируемого участка. Чем более корректно и полно отражены эти параметры, тем ближе будут реальные замеры и результаты моделирования.

Однако, интерпретация полученных результатов является наиболее сложной задачей, которая требует от исследователя глубоких знаний в области гидродинамики, физики пористых сред, геологии и других наук. Каждый результат моделирования является индивидуальным случаем, поэтому необходимо использовать не только математические методы, но и опыт и знания экспертов-интерпретаторов, чтобы корректно расшифровать полученные данные и принять правильное решение на основе результатов моделирования.

После построения численной модели имеется возможность определения среднего пластового давления в зоне дренирования на основе долговременного стационарного мониторинга давления на забое и дебита. Главным преимуществом такого метода является то, что оценка пластового давления производится в виде непрерывной функции времени в условиях падающего во времени дебита. При этом, при тесной сетке скважин могут возникать проблемы при определении среднего пластового давления из-за проявления раннего взаимовлияния. В подобных ситуациях давление можно

оценить путем приближенного анализа энергетического вклада каждой из взаимовлияющих скважин исходя из материального баланса в секторе залежи.

## 6. Прогноз.

Прогноз может выполняться как по аналитической, так и по численной модели в зависимости от желаемого результата. Для этого задается сценарий изменения динамического давления на интересующий временной промежуток. Определение прогнозного интервала при использовании программного комплекса зависит от качества и объема доступных данных. В дополнение к определению тренда изменения дебита при разных уровнях забойного давления, этот комплекс позволяет прогнозировать динамику забойного давления при различных режимах добычи, с условием постоянства режима работы скважин в окружающей среде.

Таким образом, решение о выборе прогнозного интервала должно основываться на обзоре качества и объема имеющихся данных, а также на задачах, для которых требуется прогнозирование динамики забойного давления. Кроме того, необходимо учитывать изменчивость условий в пласте и скважинах, и проводить корректировку прогнозов при надобности.

### **2.3 Эффективность применения горизонтальных скважин при разработке месторождения X**

Данный раздел отсутствует, так как содержит коммерческую тайну.

### **2.4 Оценка возможности применения метода анализа добычи на примере месторождения X**

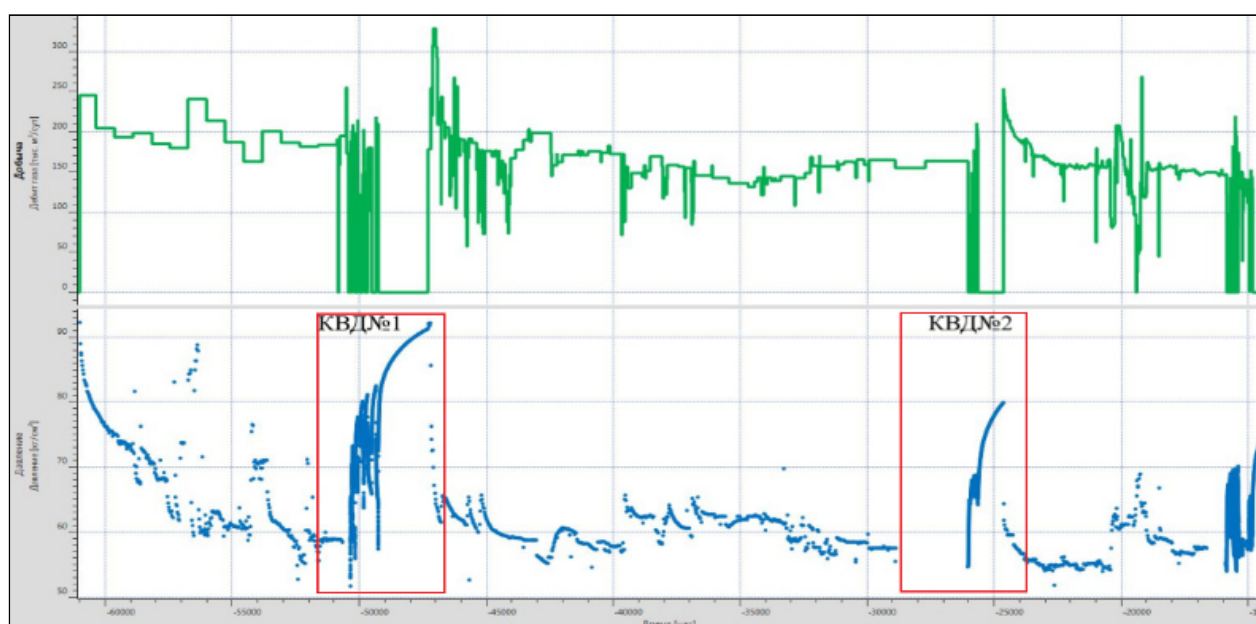
Для обоснования возможности проведения ГДИ методом анализа динамических данных и использования данного метода в качестве дополнения к традиционным методам были проведены исследования методом КВД и АД на горизонтальной скважине №XXX с МГРП и выполнено сравнение полученных в ходе интерпретаций результатов.


Для интерпретации данных необходима следующая информация:

1. Динамика добычи и давления;

2. PVT-свойства – вязкость, объемный коэффициент и сжимаемость;
3. Радиус ствола скважины;
4. Пористость;
5. Эффективная мощность коллектора;
6. Инклинометрия;
7. Карта месторождения;
8. Интервалы перфорации;
9. Отчеты по исследования и операциям, проводимым на скважине;
10. Динамика добычи близлежащих скважин.

Запись давления и дебита по скважине №XXX с момента ее запуска в работу представлена на рисунке 35. За весь период истории работы скважины можно выделить две продолжительных КВД. Весь промежуток истории работы скважины может быть использован в качестве входных данных для анализа динамических данных [25]. Качество исходных данных можно охарактеризовать как удовлетворительное из-за низкой разрешающей способности датчика. Замеры дебита достаточно редкие, но в целом средний тренд изменения среднесуточной добычи сопоставляется с забойным давлением.



 - промысловые данные по замеру дебита;


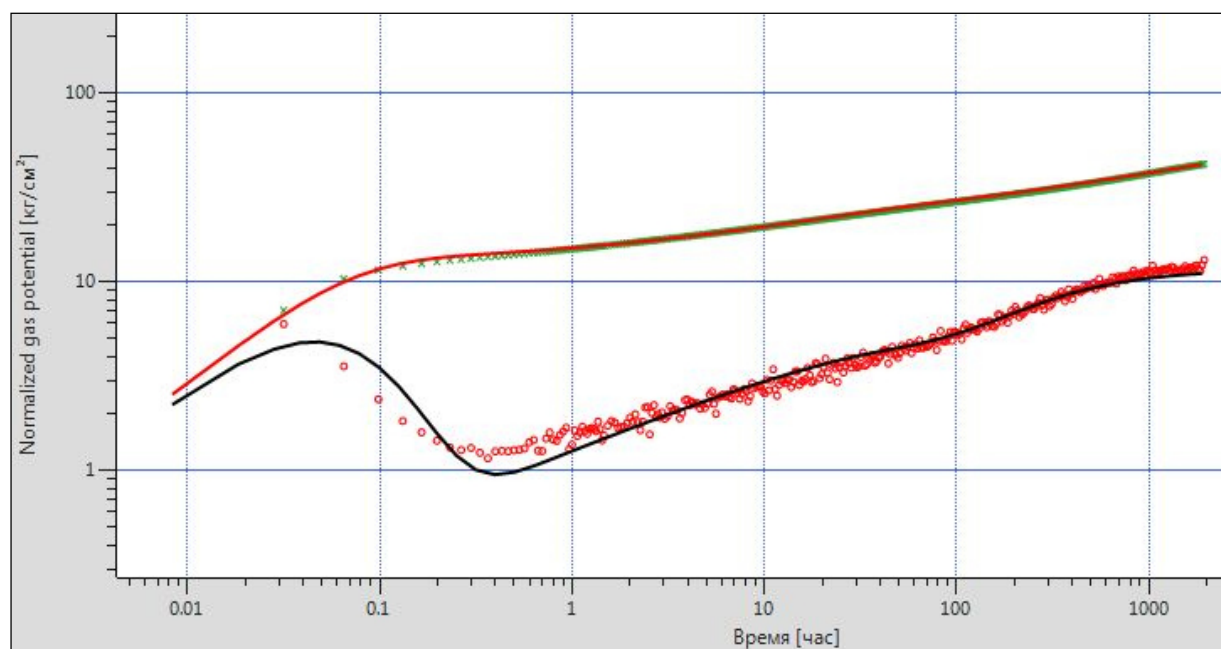
 - запись давления, полученная с глубинного датчика.

Рисунок 35 – График истории давления и дебита по скважине №XXX

Как видно из рисунка 35, длительность второй КВД значительно меньше первой, поэтому для интерпретации была выбрана КВД№1. Давление на КВД№1 лучше восстановлено (в данном случае давление восстановлено практически до первоначального), достоверность определенных параметров будет на порядок выше. Для интерпретации КВД использовался программный комплекс KAPPA Workstation (модуль Saphir). На диагностическом графике можно определить несколько режимов течения: линейное течение, обусловленное проведенным ГРП, а также период позднего радиального режима течения, по которому определяются основные параметры пласта (рисунок 36). График истории работы скважины до проведения КВД представлен на рисунке 37, полулогарфмический график на рисунке 38.



xx, o - фактические данные по давлению;

—, — - смоделированные кривые.

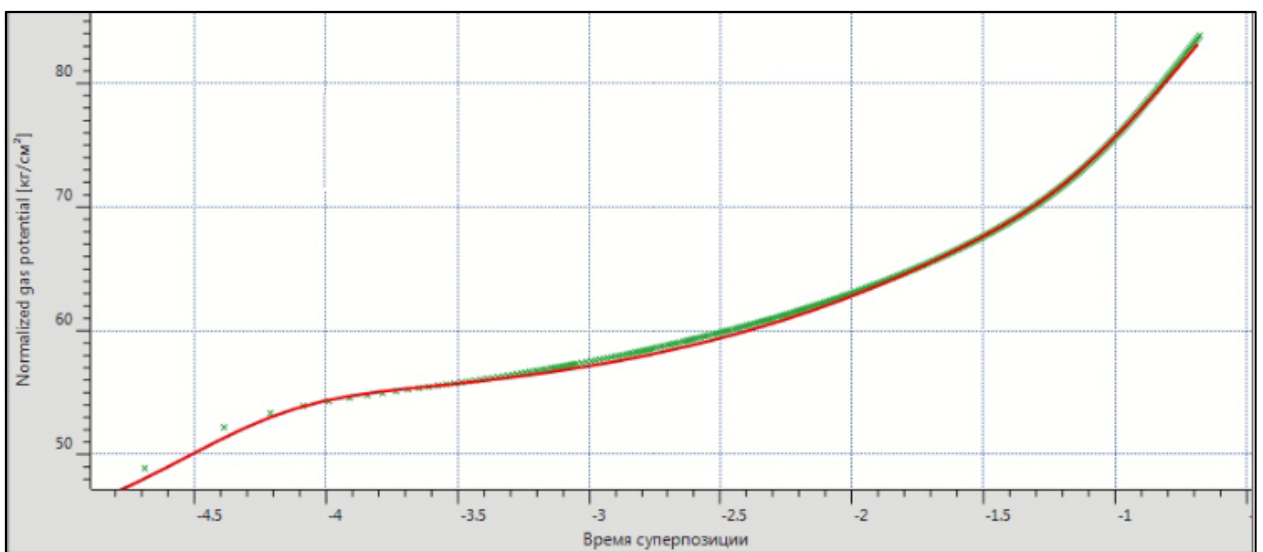
Рисунок 36 – Диагностический график кривой восстановления давления №1 по скважине №XXX





- xxx - фактические данные по давлению;
- - фактические данные по дебитам;
- - смоделированные данные по давлению.

Рисунок 37 – График истории кривой восстановления давления №1 по скважине №XXX



- xxx - фактические данные по давлению;
- - смоделированная кривая.

Рисунок 38 – Полулогарифмический график кривой восстановления давления №1 по скважине №XXX

Для интерпретации была использована модель горизонтальной скважины с МГРП в однородном бесконечном пласте. Радиус исследования составил 288 м.



Продолжительность КВД №1 составляет 1953 часа, т.е. примерно 81 сутки. Длительность КВД №2 менее 1000 часов. Несмотря на то, что остановка также достаточно длительная, выход на радиальный режим течения еще не достигается.

Результаты обработки КВД представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты обработки КВД

Параметр	Единица измерения	Значение
Проницаемость	мД	1,72
Гидропроводность	Д*см/сП	214,14
Пьезопроводность	см <sup>2</sup> /с	28,63
Коэффициент продуктивности	м <sup>3</sup> *см <sup>2</sup> /кгс*сут	3,75
Полный скин-фактор	-	-5,77
Полудлина крыла трещины	м	28,64
Длина горизонтального ствола	м	223,87
Радиус исследования	м	288,00
Анизотропия	-	0,10

Пластовое давление получено по  $P_i$  и составляет 97 кгс/см<sup>2</sup>.

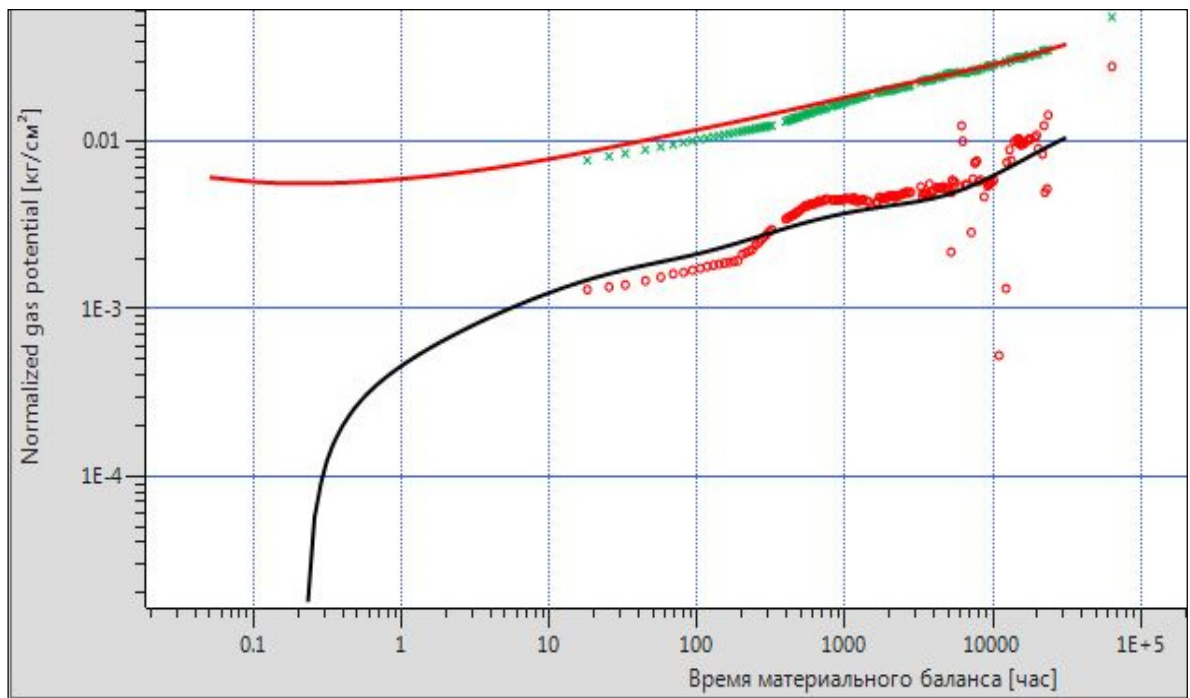
Исследование можно считать средней степени достоверности, погрешность результатов составляет не более 20%. Фактором, снижающим степень достоверности, в данном случае является нестабильный режим работы скважины перед КВД.

Для интерпретации АД использовалась программа KAPPA Workstation (модуль Toraz). Адаптация модели осуществлялась по накопленной добыче и забойному давлению, для этого были построены зависимости забойного давления, дебита жидкости и накопленной добычи от времени (рисунок 39). На диагностическом графике прослеживается рост производной давления, соответствующий линейному режиму течения. Далее выделяется период, соответствующий позднему радиальному режиму течения, по которому определяется параметр  $kh/\mu$  для последующего определения проницаемости  $k$ . При этом эффект ВСС на диагностическом графике АД, как правило, выражен неявно и поэтому не учитывается при интерпретации (рисунок 40).



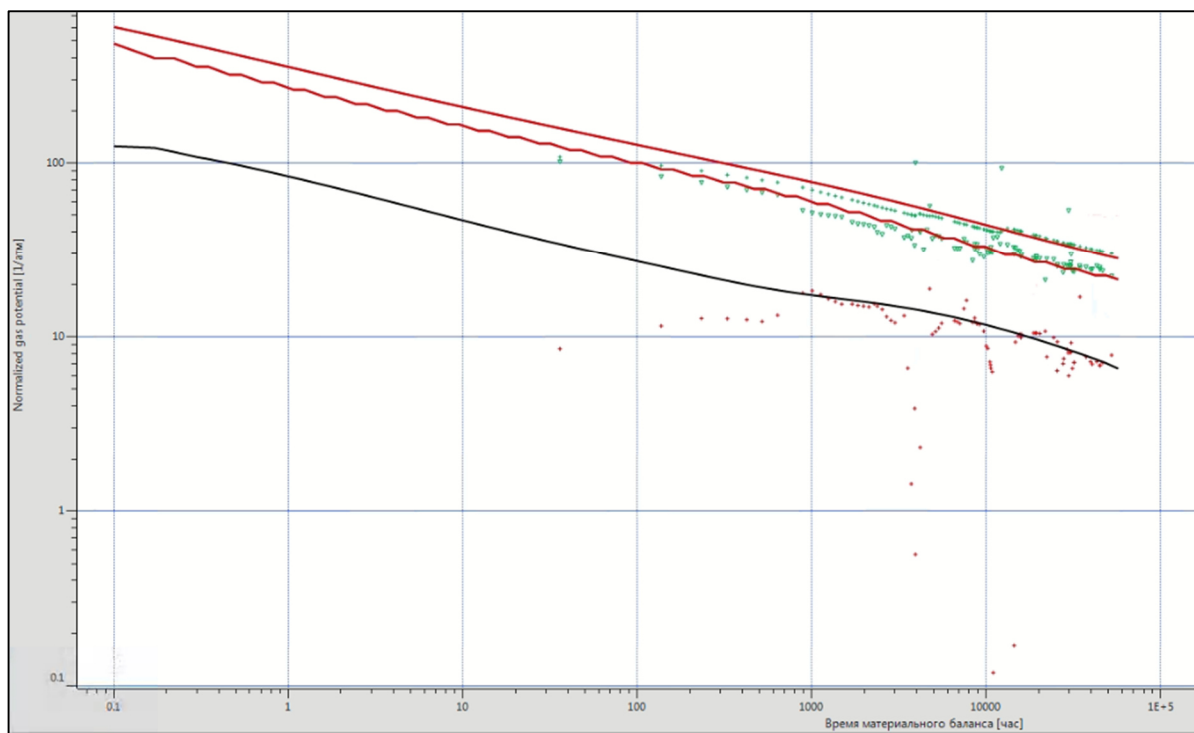
—, ●●● - фактические данные по давлению и дебиту;  
 —, — - смоделированные кривые.

Рисунок 39 – График моделирования дебита газа, накопленной добычи и забойного давления по скважине №XXX



×××, ○○○○ - фактические данные по давлению;  
 —, — - смоделированные кривые.

Рисунок 40 – Диагностический график кривой анализа добычи по скважине №XXX



x , • - фактические данные по давлению;  
— , — - смоделированные кривые.

Рисунок 41 – График Блэйсингейма по скважине №XXX

Для интерпретации также была использована модель горизонтальной скважины с МГРП в однородном бесконечном пласте. В ходе проведенного аналитического моделирования была получена оценка проницаемости, гидропроводности, пьезопроводности, скин-фактора и ряда других параметров.

Результаты обработки АД представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты обработки АД

Параметр	Единица измерения	Значение
Проницаемость	мД	1,76
Гидропроводность	Д*см/сП	215,39
Пьезопроводность	см <sup>2</sup> /с	28,24
Коэффициент продуктивности	м <sup>3</sup> *см <sup>2</sup> /кгс*сут	3,25
Полный скин-фактор	-	-5,86
Полудлина крыла трещины	м	24,05
Длина горизонтального ствола	м	243,87
Анизотропия	-	0,13

Достоверность исследования методом АД можно принять средней степени, погрешность результатов не более 20%. Факторами, снижающими степень достоверности, в данном случае являются низкая разрешающая способность прибора, а также нестабильный режим работы скважины.

Сравнения основных параметров, полученных разными методами представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Параметры, полученные в результате проведения КВД и АД

Параметр	Единица измерения	КВД	АД
Проницаемость	мД	1,72	1,76
Гидропроводность	Д*см/сП	214,14	215,39
Пьезопроводность	см <sup>2</sup> /с	28,63	28,24
Коэффициент продуктивности	м <sup>3</sup> *см <sup>2</sup> /кгс*сут	3,75	3,25
Полный скин-фактор	-	-5,77	-5,86
Полудлина крыла трещины	м	28,64	24,05
Длина горизонтального ствола	м	223,87	243,87
Радиус исследования	м	288,00	-
Анизотропия	-	0,10	0,13

Расхождения параметров, определенных методами КВД и АД, весьма незначительны, что является косвенным подтверждением достоверности полученных результатов и говорит о возможности применения метода АД в качестве дополнения к существующим ГДИ.

После получения оценки параметров пласта и скважины в процессе создания аналитической модели, было выполнено создание численной модели, учитывающей влияние соседних скважин и окружения.

Для этого была создана карта с учетом расположения соседних скважин относительно исследуемой (рисунок 42).

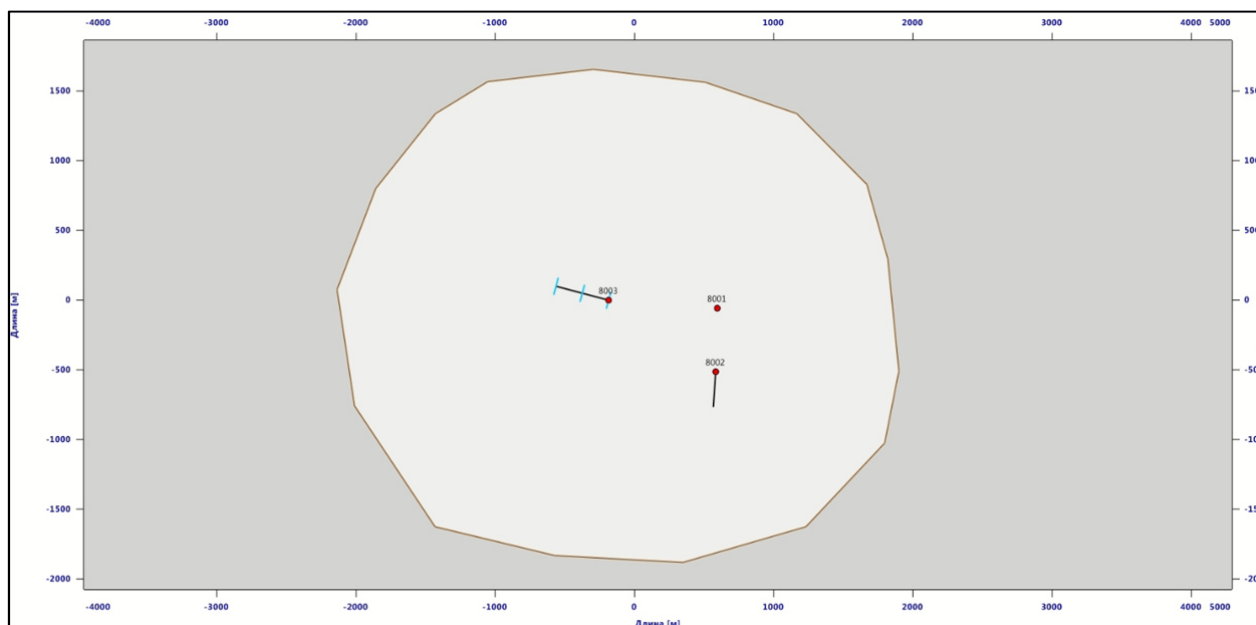


Рисунок 42 – Карта исследуемого участка

История по соседним скважинам была задана с момента задания истории по исследуемой скважине. Учитывались конфигурации скважин, соответствующие им эффективные мощности пласта, ГРП на скважинах окружения, исходя из данных о проведении ГРП, а также наличия или отсутствия характерных течений на предыдущих ГДИ скважин. В результате был получен фрагмент модели анализируемого участка (рисунок 43).

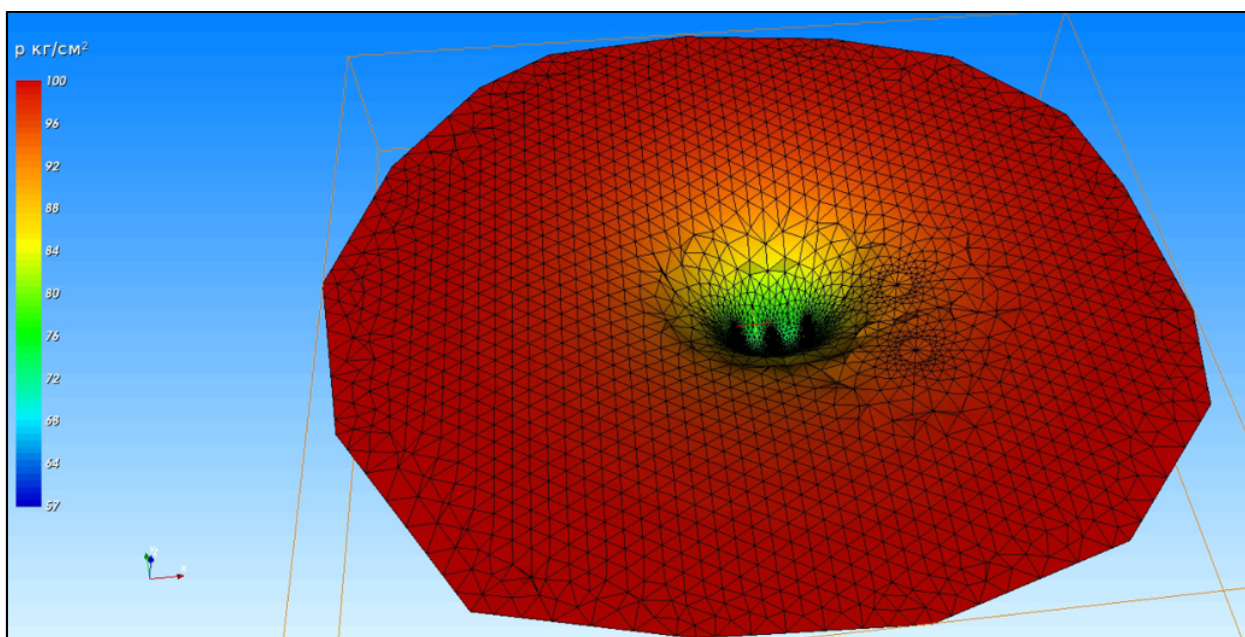


Рисунок 43– Фрагмент модели анализируемого участка

В ходе проведенного численного моделирования получено удовлетворительное качество совмещения смоделированной кривой и дебита, что является косвенным подтверждением достоверности полученных в ходе интерпретации оценок параметров. Диагностические графики и график истории после подключения соседних скважин в данном случае не изменились в сравнении с аналитической моделью. Воссозданная моделью система приближенно отображает реальную картину работы данных участков.

Проведение численного моделирования может приводить к получению нескольких вариантов решения. Важно отметить, что оценка параметров скважин и пласта при моделировании с учетом влияния контура и скважин окружения всегда связана с неопределенностью.

По результатам численного моделирования построен тренд изменения пластового давления (рисунок 39). К концу исследования пластовое давление составляет 101 кгс/см<sup>2</sup>.

Также в процессе проведения численного моделирования был получен график изменения давления соседних скважин, что также является весьма полезной информацией при планировании разработки месторождения (рисунок 44).

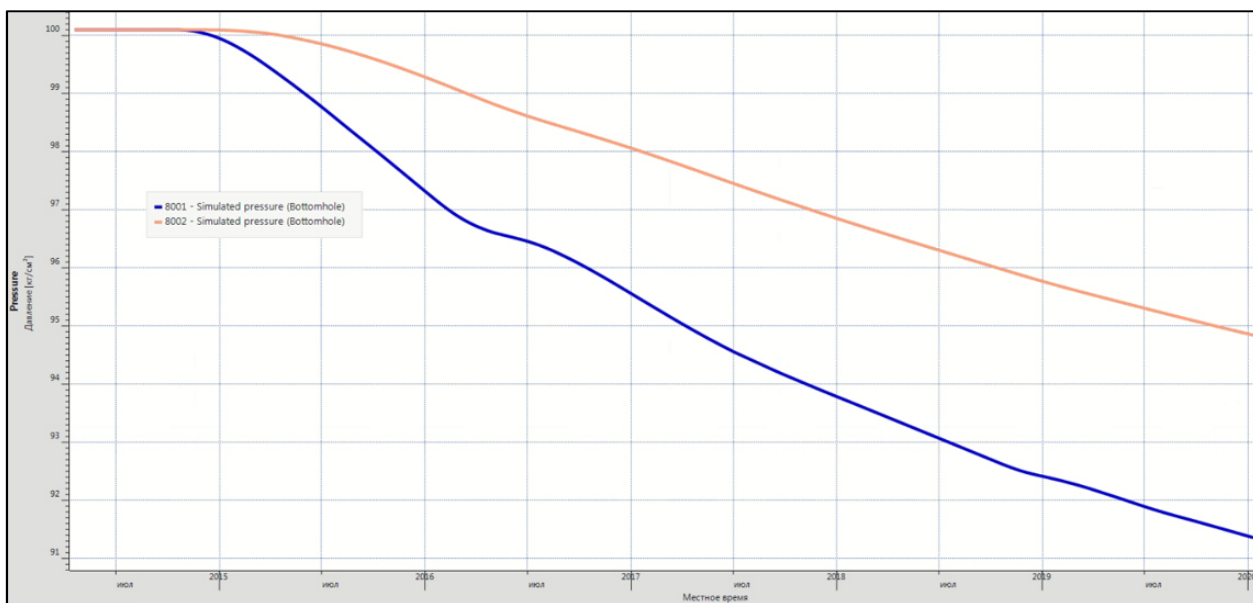


Рисунок 44 – График изменения давления соседних скважин

Прогноз работы скважины №XXX не проводился по причине того, что в конце временного периода, взятого для проведения АД, скважина была остановлена на КВД.

### 3 КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ПРОВЕДЕНИЮ ГАЗОГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Теоретические основы анализа добычи и традиционных ГДИС очень близки: используются одни и те же начальные допущения в отношении применения уравнения пьезопроводности и ограничивающих условий, большая часть аналитических и численных моделей, лежащих в основе ГДИС, можно использовать и в анализе добычи с незначительными корректировками, например, использование давления в качестве исходных данных [26].

Методики данных методов тоже идентичны. После загрузки, синхронизации и извлечения данных интерпретатор производит диагностику с помощью специализированных графиков и прямых, затем рассчитываются аналитические и/или численные модели. В процессе оптимизации параметры настраиваются так, чтобы разница между откликов модели и наблюдаемыми данными была минимальна.

Однако, у каждого метода есть и свои особенности. Если в анализе ГДИС основным является радиальный режим течения, т.е. стабилизация производной Бурде, то в анализе добыче делается упор на псевдоустановившийся режим течения, т.е. единичный наклон на графике в билогарифмическом масштабе или графике Блэйсингейма. С помощью специализированного анализа можно определить размер области дренирования скважины.

В интерпретации ГДИС важнейшей ступенью является диагностика и принятие решения об выборе модели на основе поведения производной при условии наличия нешумных данных и постоянной нулевой добыче.

Однако, динамика изменения добычи может быть очень разбросанной, что может привести к влиянию неустановившихся режимов фильтрации на отклик. В таких случаях невозможно идентифицировать псевдоустановившийся режим течения. Это может произойти даже в ситуации, когда скважина продолжает работать и давление значительно



падает. Тем не менее, возможно выполнить совмещение модельных и реальных данных на графике истории и получить достоверную оценку зоны дренирования.

ГДИС может дать четкое представление о текущем состоянии системы скважина-коллектор. Анализ динамики добычи охватывает гораздо более широкие временные рамки. Три основных отличия этих методов связаны с продуктивностью скважины, зоной дренирования и многофазной добычей.

Модели ГДИС учитывают скин-фактор, зависящий от дебита. Также известно о возможности самоочищения скважины на начальном этапе эксплуатации. Поэтому продуктивность скважины не может быть постоянной в течение всего времени исследования. Это приемлемое допущение при анализе КВД, и тогда возможна оптимизация с простой моделью одного значения механического скин-фактора. В анализе добычи - это маловероятно, продуктивность скважины изменяется со временем, и никакой приемлемый процесс оптимизации невозможен за длительный промежуток времени без учета скин-фактора, зависящего от времени.

При анализе ГДИС, в большинстве случаев, границы материальные, даже если интерферирующие скважины могут оказывать такое же влияние, что и границы. В анализе добычи рассматривается зона дренирования скважины. За исключением тех случаев, когда есть всего одна добывающая скважина, часть или все границы области дренирования нематериальны в зависимости от состояния равновесия потока между соседними скважинами. Площадь дренирования изменяется во времени, когда начинается добыча из новых скважин или даже когда происходит асимметричное изменение дебитов. Для возможности учета этих изменений необходимо аналитическое или численное моделирование на несколько скважин.

В ГДИС решение многофазных задач происходит с помощью аппроксимации с использованием псевдодавления или принятием постоянного насыщения, тогда течение можно моделировать с эквивалентным однофазным флюидом, как в методе Перрина. В анализе добычи



существующие решения подразумевают, что индивидуальные флюиды самостоятельно приходят к псевдоустановившемуся режиму. Эти решения делают глобальную поправку на многофазную добычу, однако они не могут прогнозировать прорывы. Существует точка, в которой учет многофазной добычи может быть сделан только за счет совмещения истории с численной моделью.

На основании проведенного исследования можно сделать вывод, что исследования скважин методом АД целесообразно проводить в случаях, когда КВД невосстановлена и соответственно невозможно достоверно определить параметры пласта.

Стоит отметить, что данный метод охватывает более широкие временные диапазоны (обычно месяцы и годы), за счет чего на диагностическом графике можно проследить течения, которые невозможно достичь при КВД. Например, в некоторых случаях это позволяет определить границы пласта, влияние соседних скважин или других факторов.

Другая особенность метода АД заключается в том, что исследование проводится на работающей скважине, что помогает избежать потерь в добыче и является большим преимуществом данного метода. Тем не менее, метод КВД является более информативным, метод АД характеризуется меньшей точностью результатов. Однако, в условиях невозможности диагностирования необходимых течений при проведении КВД и, как следствие, достоверного определения требуемых параметров, вариант проведения исследования методом АД будет хорошей альтернативой.

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ,  
РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Обучающемуся:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ14	Нурмаганбетова Карина Ануаровна

<b>Школа</b>	Инженерная школа природных ресурсов	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	Отделение нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Магистратура	<b>Направление/ ООП</b>	21.04.01 Нефтегазовое дело/Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов на проведение газогидродинамических исследований на газоконденсатном месторождении «Х».
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	РД 153-39-007-96 Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений.
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс Российской Федерации 2. ФЗ №67 от 24.07.2009 в ред. от 18.03.2023

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

<i>1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Обоснование перспективности проведения газогидродинамических исследований на месторождении «Х» с целью повышения газоотдачи
<i>2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Расчет доходов и затрат при проведении газогидродинамических исследований
<i>3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Оценка экономической эффективности газогидродинамических исследований с учетом применяемого оборудования и прогнозных объемов добычи газа

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

1. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности.
--

**Дата выдачи задания к разделу в соответствии с календарным учебным графиком**

**Задание выдал консультант по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Цибулькикова Маргарита Радиевна	К.Г.Н.		

**Задание принял к исполнению обучающийся:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2БМ14	Нурмаганбетова Карина Ануаровна		



скважин, проведение капитального ремонта в рассматриваемый период не планировалось.

Время на исследование методом КВД заложено равным 81 суткам, таким образом скважина работает 284 дня в году, а в 2025 и 2026 годах в связи с текущим ремонтом на 30 дней меньше, т.е. по 254 дня.

Скважина эксплуатируется с 2023 года. Средний стартовый дебит скважины составляет 220 тыс. м<sup>3</sup> в сутки, далее постепенно снижается. К 2027 году согласно прогнозу по проектному документу средний дебит будет составлять 155 тыс. м<sup>3</sup> в сутки.

Для расчета экономической эффективности необходима цена на газ по годам и среднегодовой курс доллара (таблица 4). Данные показатели были взяты на основе базового варианта прогноза социально-экономического развития Российской Федерации.

Таблица 4 – Цена на газ и среднегодовой курс доллара

Параметр	2023	2024	2025	2026	2027
Цены на газ, долл./тыс. куб. м	592,	477,1	400,1	400,1	400,1
Курс доллара среднегодовой, руб. за долл. США	68,3	70,9	72,2	72,2	72,2
Стоимость тыс. куб. м газа в руб.	40447,3	33826,4	28887,2	28887,2	28887,2

В таблице 5 приведены среднегодовая добыча газа при проведении исследования методом КВД с учетом потерь в добыче газа при простое скважины и выручка при проведении исследования данным методом.

Таблица 5 – Исходные данные и расчет выручки при проведении исследований методом КВД

Параметр	2023	2024	2025	2026	2027
Среднегодовая добыча газа, тыс. куб. м	62480,0	58220,0	55948,0	49700,0	44020,0
Выручка, млн руб.	2527,1	1969,4	1616,2	1435,7	1271,6

К капитальным затратам в данном случае относится покупка лицензии на ПО и прочие капитальные вложения (таблица 6).

Таблица 6 – Капитальные затраты при проведении исследования методом КВД

Параметр	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027
Стоимость лицензии для ПО (модуль Saphir)	млн руб.	1,20	1,25	1,27	1,27	1,27
Прочие капитальные вложения	млн руб.	0,12	0,12	0,13	0,13	0,13

В приложении Б представлена таблица 7, в которой отражены эксплуатационные затраты при исследовании методом КВД. Эксплуатационные затраты включают в себя текущие затраты и налоги, входящие в себестоимость. Текущие затраты складываются из материальных затрат (вспомогательные материалы и электроэнергия), расходов на содержание и эксплуатацию скважин и оборудования (капитальный ремонт скважин, содержание и ремонт основных фондов), расходов на оплату труда производственного персонала, расходов на отчисления на социальное страхование производственного персонала, общехозяйственных и общепроизводственных расходов, расходов на проведение ГТМ, амортизационных отчислений. Затраты на капитальный ремонт приняты в процентах от первоначальной стоимости. К прочим расходам отнесены затраты по договорам страхования и услуги по таким направлениям, как услуги транспорта, диагностика, пуско-наладочные работы. Техническое обслуживание и текущий ремонт, обеспечение пожарной безопасности и охрана, водоснабжение и водоотведение и т.д.

При расчете заработной платы учитывалось, что необходимо 2 оператора ДНГ для обслуживания скважины и 1 специалист по интерпретации ГДИ для обработки результатов исследований (таблица 8). Районный коэффициент принят равным 1,3.

Таблица 8 – Расчет заработной платы сотрудников

Должность	Количество сотрудников	Оклад, тыс. руб.	Районный коэффициент, тыс. руб.	Итого заработная плата за месяц, тыс. руб.	Итого заработная плата за год, тыс. руб.
Оператор ДНГ	2	52,30	15,69	135,98	1631,76
Специалист по интерпретации	1	37,41	11,23	48,62	583,44

К налогам, входящим в себестоимость относятся НДС, налог на имущество и прочие налоги. Расчет НДС осуществляется на основании Налогового кодекса РФ [27] и официальных данных Федеральной антимонопольной службы [28]. Налоговая ставка НДС на газ горючий природный составляет 35 рублей на 1000 м<sup>3</sup> газа. Расчет НДС на газ производится по формуле:

$$\text{Ставка НДС на газ} = \text{Налоговая ставка} \cdot E_{\text{ут}} \cdot K_c + T_{\text{г}} \quad (25)$$

где  $E_{\text{ут}}$  – базовое значение единицы условного топлива, руб./еут;

$K_c$  – коэффициент, характеризующий степень сложности добычи газа из залежи углеводородного сырья, д.е.;

$T_{\text{г}}$  – показатель, характеризующий расходы на транспортировку газа горючего природного, руб./тыс. м<sup>3</sup>.

В таблице 9 представлены данные для расчета эксплуатационных затрат.

Таблица 9 – Данные для расчета эксплуатационных затрат при проведении исследований методом КВД

Года	2023	2024	2025	2026	2027
Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования, млн руб.	13,12	12,23	11,75	10,44	9,24
Общепроизводственные расходы, млн руб./тыс. куб. м	6,74	6,28	6,04	5,36	4,75
Прочие затраты, млн руб./тыс. куб. м	30,13	28,08	26,98	23,97	21,23
Среднегодовая ЗП, млн руб.	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90
Стоимость интерпретации КВД, тыс. руб.	14,07	14,07	14,07	14,07	14,07

В соответствии со ст.425 гл.34 НК РФ применяются следующие тарифы страховых взносов: в Пенсионный Фонд РФ - 22%, в Фонд социального страхования РФ - 2,9%, в Фонд обязательного медицинского страхования РФ – 5,1%. Совокупная величина страховых взносов составляет 30%.

Налог на имущество рассчитывается как 2,2% от среднегодовой стоимости основных производственных фондов. Прочие налоги (земельный и водный), а также транспортный налог рассчитываются как 1,5% от годовой стоимости товарной продукции (таблица 10).

Таблица 10 – Сумма налогов к уплате при проведении исследований методом КВД, млн руб.

Годы	НДПИ	Налог на имущество	Прочие налоги	Итого
2023	37,82	0,02	0,00	37,84
2024	35,05	0,02	0,00	35,06
2025	33,48	0,01	0,00	33,49
2026	29,67	0,01	0,00	29,67
2027	26,30	0,00	0,00	26,30

В таблице 11 представлены финансовые показатели первого варианта.

Таблица 11 – Финансовые показатели проекта проведения исследований скважины методом КВД

Параметр	Единица измерения	Годы					Итого
		2023	2024	2025	2026	2027	
Среднегодовая добыча газа	тыс. куб. м	62480	58220	55948	49700	44020	270368
Накопленная добыча газа	тыс. куб. м	62480	120700	176648	226348	270368	270368
Капитальные вложения	млн руб.	1,32	1,37	1,40	1,40	1,40	6,89
Выручка	млн руб.	2527	1969	1616	1436	1272	8820
Эксплуатационные затраты (без НДПИ)	млн руб.	157	138	126	109	98	623
НДПИ	млн руб.	38	35	33	30	26	162
Валовая прибыль	млн руб.	2332	1796	1456	1297	1148	8029
Налог на прибыль	млн руб.	466	359	291	259	230	1606
Итого налоги	млн руб.	466	359	291	259	230	1606
Чистая прибыль	млн руб.	1866	1437	1165	1037	918	6423
Денежный поток	млн руб.	1865	1436	1164	1036	917	917
Накопленный денежный поток	млн руб.	1865	3300	4464	5501	6417	6417
Чистый дисконтированный доход (i=15%)	млн руб.	1730	1158	817	632	486	4824

Далее был рассмотрен второй вариант. Стоимость интерпретации исследования методом АД составляет 70105 руб. Информация о записи давления в режиме реального времени также поступает со стационарных глубинных датчиков, находящихся в скважине на постоянной основе, поэтому дополнительные затраты на проведение исследования отсутствуют. Для проведения исследования методом АД необходим модуль Тораз, стоимость лицензии составляет 33400 \$ или 2,3 млн руб. при курсе доллара 68,3 руб. за долл. США.

Для расчета принято, что на скважине проводят 1 исследование методом АД в год. Средний стартовый дебит скважины соответственно остается таким же, как и при расчете первого варианта.

При исследовании методом АД остановка скважины не требуется, ее рабочий период составит 365 дней. В 2025 и 2026 годах в связи с текущим ремонтом время работы скважины сократится, следовательно, скважина проработает по 335 дней.

Исходные данные и расчет выручки при реализации метода АД приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Исходные данные и расчет выручки при реализации метода АД

Параметр	2023	2024	2025	2026	2027
Среднегодовая добыча газа при проведении исследований методом АД, тыс. куб. м	80300,0	74825,0	71905,0	63875,0	56575,0
Выручка при проведении исследований методом АД, млн руб.	3247,9	2531,1	2077,1	1845,2	1634,3

К капитальным затратам в данном случае также относится покупка лицензии на ПО и прочие капитальные вложения (таблица 13).



Таблица 13 – Капитальные затраты при проведении исследования методом АД

Параметр	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027
Стоимость лицензии для ПО (модуль Toraz)	млн руб.	2,28	2,37	2,41	2,41	2,41
Прочие капитальные вложения	млн руб.	0,23	0,24	0,24	0,24	0,24

В приложении В представлена таблица 14, в которой отражены эксплуатационные затраты при исследовании методом АД. Эксплуатационные затраты включают в себя текущие затраты и налоги, которые включают в себестоимость. В таблице 15 представлены данные для расчета эксплуатационных затрат.

Таблица 15 – Данные для расчета эксплуатационных затрат при проведении исследований методом АД

Года	2023	2024	2025	2026	2027
Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования при АД, млн руб.	16,86	15,71	15,10	13,41	11,88
Общепроизводственные расходы при АД, млн руб./тыс. куб. м	8,66	8,07	7,76	6,89	6,10
Прочие затраты при АД, руб./тыс. куб. м	38,72	36,08	34,68	30,80	27,28
Среднегодовая ЗП при АД, млн руб.	2,22	2,22	2,22	2,22	2,22
Стоимость интерпретации АД, тыс. руб.	70,11	70,11	70,11	70,11	70,11

Сумма налогов к уплате для второго варианта приведена в таблице 16.

Таблица 16 – Сумма налогов к уплате при проведении исследований методом АД, млн руб.

Годы	НДПИ	Налог на имущество	Прочие налоги	Итого
2023	48,60	0,04	0,00	48,64
2024	45,04	0,03	0,00	45,07
2025	43,03	0,02	0,00	43,05
2026	38,13	0,01	0,00	38,14
2027	33,80	0,00	0,00	33,80

В таблице 17 представлены финансовые показатели для второго варианта.

Таблица 17 – Финансовые показатели проекта проведения гидродинамического исследования скважины методом АД

Параметр	Единица измерения	Годы					Итого
		2023	2024	2025	2026	2027	
Среднегодовая добыча газа	тыс. куб. м	80300	74825	71905	63875	56575	347480
Накопленная добыча газа	тыс. куб. м	80300	155125	227030	290905	347480	347480
Капитальные вложения	млн руб.	2,51	2,60	2,65	2,65	2,65	13,07
Выручка	млн руб.	3248	2531	2077	1845	1634	11336
Эксплуатационные затраты (без НДС)	млн руб.	155	137	125	108	97	621
НДС	млн руб.	49	45	43	38	34	209
Валовая прибыль	млн руб.	3044	2349	1910	1699	1504	10506
Налог на прибыль	млн руб.	609	470	382	340	301	2101
Итого налоги	млн руб.	609	470	382	340	301	2101
Чистая прибыль	млн руб.	2435	1880	1528	1359	1203	8405
Денежный поток	млн руб.	2433	1877	1525	1357	1201	1201
Накопленный денежный поток	млн руб.	2433	4311	5836	7193	8394	8394
Чистый дисконтированный доход (i=15%)	млн руб.	2258	1515	1070	828	637	6308

Сравнение показателей экономической эффективности двух вариантов представлено в таблице 18.

Таблица 18 – Сравнение показателей экономической эффективности предлагаемых решений

Параметр	Единица измерения	Метод КВД	Метод АД
Накопленная добыча газа	тыс. куб. м	270368	347480
Выручка	млн руб.	8820	11336
Налоги	млн руб.	1606	2101
Чистая прибыль	млн руб.	6423	8405
Денежный поток	млн руб.	917	1201
Чистый дисконтированный доход	млн руб.	4824	6308

Как видно из таблицы 18, проведение исследований скважин методом АД экономически эффективнее, несмотря на большую стоимость реализации данного метода. Это обусловлено отсутствием потерь в добыче газа,

поскольку для проведения данного вида исследования не требуется остановка скважин.

Также был проведен анализ чувствительности ЧДД для наиболее выгодного варианта (рисунок 45).

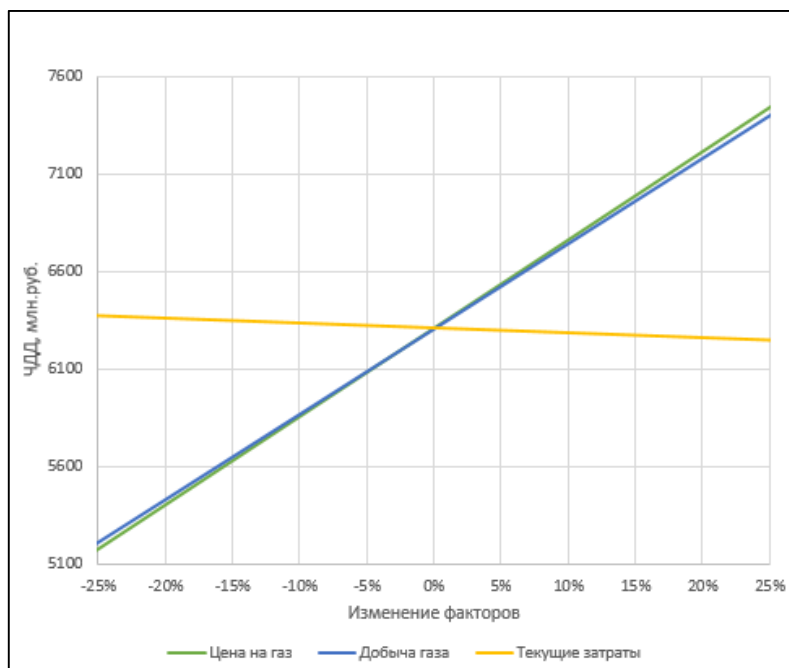


Рисунок 45 – Зависимость чистого дисконтированного дохода второго варианта от уровней цены на газ, добычи газа и текущих затрат

Анализ чувствительности показателя экономической эффективности показал, что проект устойчив к негативному влиянию внешних и внутренних факторов.

Положительные значения ЧДД свидетельствуют о рентабельности данного проекта даже в случае варьирования добычи газа, цены на газ и текущих затрат в пределах от -20% до 20%. На основании произведенных расчетов можно сказать, что влияние цены на газ и добычи газа на ЧДД и ВНД практически одинаковое. Наименьшее влияние на ЧДД оказывают текущие затраты.

Таким образом, проект обладает запасом прочности к негативному изменению влияющих факторов в пределах  $\pm 20\%$ .

### **Выводы по разделу**

В данном разделе было проведена оценка экономической эффективности проведения газогидродинамических исследований методами КВД и АД. Согласно расчетам, второй вариант оказался наиболее выгодным. Это главным образом связано с отсутствием потерь в добыче газа, поскольку для проведения данного вида исследования не требуется остановка скважины. Эффективность данного варианта подтверждается ЧДД.

Проведенный анализ чувствительности также показал, что изменение анализируемых факторов (главным образом, рост цены на газ, увеличение добычи) может привести к существенному улучшению показателей экономической эффективности проекта.

## ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Обучающемуся:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ14	Нурмаганбетова Карина Ануаровна

<b>Школа</b>	Инженерная школа природных ресурсов	<b>Отделение (НОЦ)</b>	Отделение нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Магистратура	<b>Направление/ ООП</b>	21.04.01 Нефтегазовое дело/Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p><b>Введение</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.</li> <li>– Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации</li> </ul>	<p><b>Объект исследования:</b> газогидродинамические исследования скважин.</p> <p><b>Область применения:</b> горизонтальные скважины.</p> <p><b>Рабочая зона:</b> офис.</p> <p><b>Размеры помещения:</b> 8*10 м.</p> <p><b>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</b> персональный компьютер, принтер, доска.</p> <p><b>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</b> выполнение интерпретации газогидродинамических исследований скважин с использованием персонального компьютера.</p>
--	--

### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (с изменениями на 19 декабря 2022) (редакция, действующая с 1 марта 2023 года)</p> <p>ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация</p> <p>ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны</p> <p>ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования</p> <p>ГОСТ 12.1.050-86 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Методы измерения шума на рабочих местах</p>
<p><b>2. Производственная безопасность при эксплуатации проектного решения:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов;</li> <li>– Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора.</li> </ul>	<p><b>Опасные факторы:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Электрический ток;</li> <li>2. Пожаровзрывоопасность.</li> </ol> <p><b>Вредные факторы:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Температура воздуха рабочей зоны;</li> <li>2. Запыленность и загазованность рабочей зоны;</li> <li>3. Освещенность рабочей зоны;</li> <li>4. Электромагнитное излучение;</li> <li>5. Уровень шума на рабочем месте.</li> </ol> <p><b>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</b></p>

	Средства индивидуальной защиты (очки, средства защиты органов дыхания, наушники), световые и отопительные приборы. <b>Расчет:</b> Расчет искусственного освещения
<b>3. Экологическая безопасность <u>при эксплуатации</u></b>	<b>Воздействие на селитебную зону:</b> шумовое загрязнение, обусловленное работой машин. <b>Воздействие на литосферу:</b> удаление бытовых и пищевых отходов. <b>Воздействие на гидросферу:</b> потребление воды и удаление отходов через канализационную систему. <b>Воздействие на атмосферу:</b> выбросы при выработке электроэнергии, необходимой для работы компьютера и другого оборудования.
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях <u>при эксплуатации проектного решения</u></b>	<b>Возможные ЧС:</b> отключение электроэнергии, пожар, наводнение, землетрясение. <b>Наиболее типичная ЧС:</b> пожар.

Дата выдачи задания к разделу в соответствии в календарным учебным графиком

Задание выдал консультант по разделу «Социальная ответственность»:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ14	Нурмаганбетова Карина Ануаровна		

## **5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

Выпускная квалификационная работа посвящена интерпретации газогидродинамических исследований скважин, которые проводятся с целью определения основных характеристик продуктивного пласта и призабойной зоны. Знание данных параметров позволяет осуществлять качественный контроль за разработкой месторождения.

Обработка ГДИС проводится специалистом по интерпретации. Рабочее место интерпретатора, как правило, расположено в закрытом офисном помещении за компьютером. Условия труда работника характеризуются воздействием комплекса вредных и опасных производственных факторов: недостаточная освещенность рабочей зоны, повышенный уровень шума, повышенный уровень электромагнитных излучений, повышенная или пониженная влажность воздуха и температура рабочей зоны, электрический ток.

Основной целью данного раздела является рассмотрение оптимальных норм, способствующих улучшению условий труда, обеспечению производственной безопасности человека, повышению его производительности, сохранению работоспособности в процессе деятельности, а также охране окружающей среды.

### **5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Для начала работы требуется достижения 18 лет, также необходимо медицинское заключение, подтверждающее отсутствие проблем со здоровьем. Далее в обязательном порядке все сотрудники проходят обучение мерам безопасности и предосторожности, а по окончании обучения – проверку знаний, подтверждающую владение стандартами безопасности компании. Только по истечении данного периода, который наступает в течение первых 14 дней с момента начала работы в компании, разрешается работа и деятельность на местах.

Вышеупомянутое обучение безопасным методам и приемам работы включает в себя:

- Вводный инструктаж: проводится для разъяснения работнику правил внутреннего трудового распорядка, опасных и вредных факторов производства, основных указаний по охране труда, правил пожарной безопасности.

- Первичный инструктаж: каждый сотрудник должен индивидуально ознакомиться со всем, что касается оборудования, то есть ознакомиться с комплектующими, конструктивными особенностями, возможными опасностями, также важно знать процедуру, которая необходима для подготовки места работы, необходимо пройти обучение правильному использованию средств индивидуальной защиты и правилам оказания медицинской помощи.

- Проводится производственное обучение безопасным методам и приемам труда: после первичного инструктажа на рабочем месте не менее 20 часов по утвержденным программам. Производственное обучение осуществляется под руководством высококвалифицированного рабочего.

- Стажировка: она начинается на работе и должна быть от первых 2 до 14 дней работы после прохождения информативных инструкций.

- Проверка знаний - это завершающий этап, и именно он определяет допуск к работе: экзамен оценивает комиссия в составе не менее трех человек с регистрацией в протоколе и личной карточке, и проверка знаний проводится не реже одного раза в год.

Режим рабочего времени регламентируется ТК РФ. Нормальная продолжительность рабочего времени составляет 40 часов в неделю. В то же время продолжительность рабочего времени может быть сокращена для отдельных категорий работников [29].

Правила защиты персональных данных работника, общие требования при обработке персональных данных и гарантии их защиты, хранение,



использование и передача персональных данных работника, оплата и нормирование труда также отражены в ТК РФ.

Рабочее место и взаимное расположение всех его элементов должно соответствовать антропометрическим, физическим и психологическим требованиям. Большое значение имеет также характер работы.

При организации рабочего места должны быть соблюдены следующие основные условия: оптимальное размещение оборудования, входящего в состав рабочего места и достаточное рабочее пространство, позволяющее осуществлять все необходимые движения и перемещения.

Эргономическими аспектами проектирования рабочих мест в данном случае, в частности, являются: высота рабочей поверхности стола и характер его поверхности, размеры пространства для ног, требования к расположению документов на рабочем месте (наличие и размеры подставки для документов, электронных дисков, возможность различного размещения документов, расстояние от глаз пользователя до экрана, документа, клавиатуры и т.д.), характеристики рабочего кресла, регулируемость элементов рабочего места [30].

Главными элементами рабочего места специалиста по интерпретации являются стол и кресло. Основным рабочим положением является положение сидя.

Высота стола должна быть выбрана с учетом возможности сидеть свободно, в удобной позе. Нижняя часть стола конструируется так, чтобы работник не поджимал ноги. Конструкция стола должна предусматривать наличие выдвижных ящичков (не менее трех) и выдвижной доски для клавиатуры. Высота стола рекомендуется в пределах 680-760 мм, высота поверхности выдвижной доски для клавиатуры 650 мм. Поверхность стола должна быть матовой, исключающей появление бликов, спокойного оттенка, соответствующего цвету оборудования, размещенного на столе.

Рабочая поза сидя вызывает минимальное утомление. Рациональная планировка рабочего места предусматривает четкий порядок и постоянство размещения предметов, средств труда и документации.

Положение экрана определяется следующими параметрами:

- расстоянием считывания 400-700 мм в зависимости от размера экрана;
- углом считывания, направлением взгляда на  $20^\circ$  ниже горизонтали к центру экрана, причем экран перпендикулярен этому направлению.

Должна также предусматриваться возможность регулирования экрана по высоте на 30 мм; по наклону от  $-10^\circ$  до  $+20^\circ$  относительно вертикали в левом и правом направлениях.

При правильной рабочей позе голова не должна быть наклонена более чем на  $20^\circ$ , плечи должны быть расслаблены, локти - под углом  $80^\circ$ - $100^\circ$ , предплечья и кисти рук – в горизонтальном положении. Иногда следует предусмотреть специальную подставку для рук [33].

## **5.2 Производственная безопасность**

Условия рабочей среды обусловлены различными факторами на рабочем месте. Если они соответствуют нормативам, то они не только не оказывают вредного воздействия на людей, но и обуславливают проявление способностей и стимулируют желание выполнять рабочие задачи.

Рабочий процесс специалиста по интерпретации ГДИ проходит в офисном помещении. Кабинет имеет естественное (окна) и искусственное освещение (система общего равномерного освещения). Площадь офиса составляет  $80 \text{ м}^2$ , а объем  $320 \text{ м}^3$ .

Согласно СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 площадь на одно рабочее место пользователей ПК составляет  $6,5 \text{ м}^2$  и  $20 \text{ м}^3$  объема на одного человека [34]. В помещении работают 10 человек, следовательно, нормы по площади и объему выполняются.

При работе с ПК человек может столкнуться с рядом вредных и опасных факторов (таблица 19).

Таблица 19 – Возможные опасные и вредные факторы на рабочем месте специалиста по интерпретации

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
<p>Вредные:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Температура воздуха рабочей зоны;</li> <li>2. Запыленность и загазованность рабочей зоны;</li> <li>3. Освещенность рабочей зоны;</li> <li>4. Электромагнитное излучение;</li> <li>5. Уровень шума на рабочем месте.</li> </ol>	<p>ГОСТ 12.1.005-88. Межгосударственный стандарт. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [32]; СанПиН 2.2.4.548–96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» [33]; СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение» [34]; СанПиН 2.2.4.3359-16 «Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах» [35]; ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда. Шум [36].</p>
<p>Опасные:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Электрический ток;</li> <li>2. Пожаровзрывоопасность.</li> </ol>	<p>ГОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [37]; ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ Оборудование производственное. Общие требования безопасности [38].</p>

### 5.2.1 Анализ опасных и вредных факторов и обоснование мероприятий по снижению их уровня воздействия

#### Температура воздуха рабочей зоны

Рабочее место пользователя ПК относится к категории работ 1. Нормы производственного микроклимата и подачи свежего воздуха для данной категории работ установлены ГОСТ 12.1.005-88 (таблица 20 и 21).

Таблица 20 – Требования микроклимата

Значения параметров	Период года	Температура, °С	Относительная влажность, %	Скорость движения воздуха, м/с
Оптимальные	Холодный и переходный	21-23	40-60	не более 0,1
Оптимальные	Теплый	22-24	40-60	не более 0,2

Таблица 21 – Нормы подачи свежего воздуха

Характеристика помещения	Объемный расход подаваемого в помещение свежего воздуха, м <sup>3</sup> /на одного человека в час
Объем до 20 м <sup>3</sup> на человека	не менее 30
20-40 м <sup>3</sup> на человека	не менее 20
Более 40 м <sup>3</sup> на человека	естественная вентиляция

На рабочем месте пользователя ПК температура воздуха в течение всего года должен держаться в допустимых пределах. Относительная влажность воздуха в теплый период находится в пределах 45-50%, в холодный - 55-60%. Объем помещения составляет 32 м<sup>3</sup>/человека. Действует естественная вентиляция, обеспечивающая более 30 м<sup>3</sup> воздуха на человека в час [32].

#### **Запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны**

Согласно ГОСТ 12.0.003-2015 повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны относится к опасным производственным факторам [39].

Действие этого фактора оказывает вредное влияние на дыхательные пути, кожный покров, органы зрения, на пищеварительный тракт. Поражение пылью верхних дыхательных путей в начальной стадии сопровождается раздражением, а при длительном воздействии появляется кашель, отхаркивание грязной мокроты.

Пыль размерами менее 5 – 10 мкм, проникающая в легкие, приводит к развитию патологического процесса, который получил название пневмокониозы. Наиболее тяжелым заболеванием является силикоз, вызванный воздействием пыли с большим содержанием диоксида кремния. Железосодержащая пыль вызывает сидероз. Вредность пыли определяется в основном содержанием в ней диоксида кремния, концентрацией пыли в производственной атмосфере, временем вдыхания пыли. При небольшой концентрации пыли, пневмокониозы могут быть обнаружены через 5-15 лет, а при высокой концентрации - через 2-3 года. Силикоз, может развиваться и дальше, и после прекращения работ в пыльной атмосфере.

При работе в запыленной атмосфере наблюдаются случаи поражения органов зрения, которые приводят к воспалению слизистой оболочки – конъюнктивит. Попавшая в глаз металлическая пыль может вызвать травму роговой оболочки. Некоторые виды пыли, воздействуют на кожный покров, вызывая заболевания кожи – дерматиты.

Токсичные пыли (хромовая, свинцовая и др.) попадая в органы пищеварения даже в небольших количествах, вызывают интоксикацию – отравление.

Согласно ГОСТ 12.4.011-89 к средствам защиты от повышенной запыленности и загазованности воздуха рабочей зоны относятся:

- устройство вытяжной местной вентиляции;
- специальные противопылевые респираторы;
- очки;
- противопылевая спецодежда [40].

### **Освещенность рабочей зоны**

Недостаточная освещенность рабочей зоны является вредным производственным фактором, который может вызвать ослепленность или привести к быстрому утомлению и снижению работоспособности.

Свет влияет на физиологическое состояние человека, правильно организованное освещение стимулирует протекание процессов высшей нервной деятельности и повышает работоспособность. При недостаточном освещении человек работает менее продуктивно, быстро устает, растет вероятность ошибочных действий, что может привести к травматизму. В зависимости от длины волны, свет может оказывать возбуждающее (оранжево-красный) или успокаивающее (желто-зеленый) действие.

Освещение вычислительного центра должно быть смешанным и сочетать естественное освещение (ЕО) и искусственное (ИО), а также общее и местное. Уровень общей освещенности не должен быть ниже 200 лк. Самым эффективным является динамическое освещение, яркость которого

меняется в течение дня в зависимости от ЕО. Одновременно в оборудовании помещения должны использоваться матовые поверхности, препятствующие бликам и движению резких теней, а также поверхности, поглощающие мерцание мониторов компьютеров.

Согласно ГОСТ 12.4.011-89 к средствам нормализации освещенности производственных помещений рабочих мест относятся:

- источники света;
- осветительные приборы;
- световые проемы;
- светозащитные устройства;
- светофильтры;
- защитные очки [40].

### **Электромагнитное излучение**

Электромагнитные поля, характеризующиеся напряженностями электрических и магнитных полей, наиболее вредны для организма оператора ЭВМ. Основным источником этих проблем являются дисплеи (мониторы), особенно дисплеи с электронно-лучевыми трубками. Они представляют собой источники наиболее вредных излучений, неблагоприятно влияющих на здоровье работника.

ПЭВМ являются источниками многих видов излучений, например, рентгеновского; ультрафиолетового 200 – 400 нм; видимого 400 – 700 нм, ближнего инфракрасного 700 – 1050 нм; радиочастотного 3 кГц – 30 МГц; а также являются источниками электростатических полей.

Уровни напряженности электростатических полей должны составлять не более 20 кВ/м. Поверхностный электростатический потенциал не должен превышать 500 В. При повышенном уровне напряженности полей следует сократить время работы за компьютером, делать пятнадцатиминутные перерывы в течение полутора часов работы и применять защитные экраны. Защитный экран, изготовляемый из мелкой сетки или стекла, собирает на себе электростатический заряд. Для снятия заряда экран монитора заземляют.

Предельно допустимые значения характеристик ЭМП приведены в таблице 22.

Таблица 22 – Предельно допустимые значения характеристик ЭМП [36]

Наименование параметров	Допустимое значение
Напряженность электромагнитного поля по электрической составляющей на расстоянии 50 см от поверхности видеомонитора	10 В/м
Напряженность электромагнитного поля по магнитной составляющей на расстоянии 50 см от поверхности видеомонитора	0,3 А/м
Напряженность электростатического поля не должно превышать для взрослых пользователей	20 кВ/м
Напряженность электромагнитного поля на расстоянии 50 см вокруг ВДТ по электрической составляющей должна быть не более:	
в диапазоне частот 5 Гц – 2 кГц;	25 В/м
в диапазоне частот 2 – 400 кГц	2,5 В/м
Плотность магнитного потока должна быть не более:	
в диапазоне частот 5 Гц – 2 кГц;	250 нТл
в диапазоне частот 2 – 400 кГц	25 нТл
Поверхностный электростатический потенциал не должен превышать	500 В

### Уровень шума на рабочем месте

Источниками шума в помещениях с низким уровнем общего шума, каким является офис, где работает специалист, могут стать вентиляционные установки, кондиционеры или периферийное оборудование для ЭВМ (плоттеры, принтеры и др.).

Снижение шума, создаваемого на рабочих местах внутренними источниками, а также шума проникающего извне, является очень важной задачей.

Снижение шума в источнике излучения можно обеспечить применением упругих прокладок между основанием машины, прибора и опорной поверхностью. В качестве прокладок используются резина, войлок, пробка, различной конструкции амортизаторы.

Под настольные шумящие аппараты можно подкладывать мягкие коврики из синтетических материалов, а под ножки столов, - прокладки из мягкой резины, войлока, толщиной 6 - 8 мм.

Не менее важным для снижения шума в процессе эксплуатации является вопрос правильной и своевременной регулировки, смазывания и замены механических узлов шумящего оборудования.

Рациональная планировка помещения, размещения оборудования является важным фактором, позволяющим снизить шум при существующем оборудовании ЭВМ.

Эквивалентный уровень звука не должен превышать 50 дБА. Для того, чтобы добиться этого уровня шума рекомендуется применять звукопоглощающее покрытие стен [37].

В качестве мер по снижению шума можно предложить:

- облицовку потолка и стен звукопоглощающим материалом (снижает шум на 6 – 8 дБ);
- экранирование рабочего места (постановкой перегородок, диафрагм);
- установку в компьютерных помещениях оборудования, производящего минимальный шум;
- использование лазерных принтеров вместо матричных.

### **Электрический ток**

Электрический ток относится к опасным производственным факторам, который при действии на человека может привести к электротравмам.

Условно, электротравмы делят на местные и общие. При местных электротравмах возникает местное повреждение организма, выражающиеся в появлении электрических ожогов, электрических знаков, в металлизации кожи, механических повреждениях и электроофтальмии (воспаление наружных оболочек глаз).

Общие электротравмы, или электрические удары, приводят к поражению всего организма, выражающемуся в нарушении или полном



прекращении деятельности наиболее жизненно важных органов и систем – легких (дыхания), сердца (кровообращения).

Электрический ток, проходя через тело человека, может оказывать биологическое, тепловое, механическое и химическое действия. Биологическое действие заключается в способности электрического тока раздражать и возбуждать живые ткани организма, тепловое – в способности вызывать ожоги тела, механическое – приводить к разрыву тканей, а химическое – к электролизу крови.

Характер воздействия электрического тока на человека и тяжесть поражения пострадавшего зависит от многих факторов.

Согласно ГОСТ 12.4.011-89 к средствам защиты от поражения электрическим током относятся:

- устройство автоматического контроля и сигнализации;
- изолирующие устройства и покрытия;
- устройства защитного заземления и зануления;
- устройства автоматического отключения;
- устройства выравнивания потенциалов и понижения напряжения;
- предохранительные устройства;
- молниеотводы и разрядники [41].

### **Пожаровзрывоопасность**

Пожар может быть вызван несоблюдением порядка хранения легковоспламеняющихся материалов, небрежным отношением к технике безопасности, которую необходимо соблюдать при эксплуатации электрооборудования, использованием неисправных устройств, таких как электрические кабели.

Для профилактики пожаров работники должны быть проинструктированы и готовы быстро реагировать в случае аварии, а также обучить специализированную бригаду надзору за пожарной ситуацией. Важно всегда учитывать ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ Оборудование производственное. Общие требования безопасности [39].

## 5.2.2 Расчёт искусственного освещения

Кабинет в офисе с размерами: длина  $A = 8$  м, ширина  $B = 10$  м, высота  $H = 4$  м.

Что касается осветительного устройства, то двухламповый светильник типа ОД подходит для обычных помещений с хорошим отражением от потолка и стен, может использоваться в помещениях с умеренной влажностью и запыленностью.

Определение необходимого светового потока лампы  $\Phi$  осуществляется путем расчета:

$$\Phi = \frac{E_H \cdot S \cdot K_3 \cdot Z}{N_L \cdot \eta} \quad (26)$$

где  $E_H$  – нормируемая минимальная освещённость, офисы общего назначения с использованием компьютеров, по СНиП 23-05-95 ( $E_H = 300$  лк) или по международным нормам (МКО) ( $E_H = 500$  лк);

$S$  – площадь освещаемого помещения,  $80 \text{ м}^2$ ;

$K_3$  – коэффициент запаса, принимая во внимание среду с небольшим количеством пыли,  $K_3 = 1,5$ ;

$Z$  – коэффициент неравномерности освещения, с учетом люминесцентных ламп,  $Z=1,1$ ;

$N$  – число ламп в помещении;

$\eta$  – коэффициент использования светового потока [41].

Коэффициент использования светового потока показывает, какая часть светового потока ламп попадает на рабочую поверхность. Он зависит от индекса помещения  $i$ , типа светильника, высоты светильников над рабочей поверхностью  $h$  и коэффициентов отражения стен  $\rho_c$  и потолка  $\rho_{\text{п}}$ .

Коэффициентов отражения потолка, для побеленных потолков и стен, для побеленных стен с окнами без штор,  $\rho_{\text{п}} = 70\%$  и  $\rho_c = 50\%$ , соответственно.

Индекс помещения определяется по формуле:

$$i = \frac{S}{h(A+B)} = \frac{A \cdot B}{h(A+B)} \quad (27)$$

где  $h$  – высоты светильников над рабочей поверхностью, м;

$A, B$  – длина и ширина, соответственно, м.

Размещение светильников в помещении определяется набором параметров (рисунок 46).

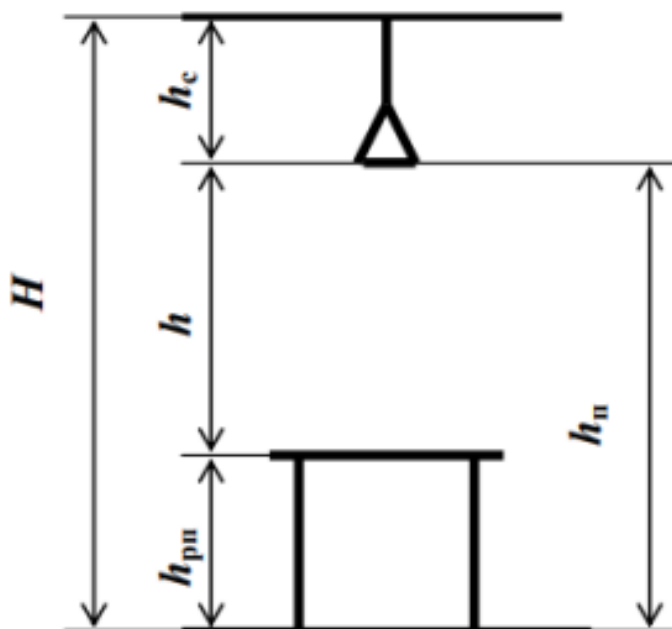


Рисунок 46 – Основные расчетные параметры, где  $H$  – высота помещения;  $h_c$  – расстояние светильников от потолка (выступ);  $h_n = H - h_c$  – высота светильника над полом, высота подвеса; ( $h_{n\text{мин}} = 3,5$ , для двухламповых светильников ОД при одиночной установке или при сплошных рядах отдельные светильники);  $h_{рп}$  – высота рабочей поверхности над полом,  $h_{рп} = 0,8$  м;  $h = h_n - h_{рп}$  – расчетная высота, высота светильника над рабочей поверхностью

Следовательно,

$$h_n = H - h_c \quad (28)$$

$$3,5 = 4 - h_c$$

$$h_c = 0,5 \text{ м}$$

$$h = h_n - h_{рп} \quad (29)$$

$$h = 3,5 - 0,8 = 2,7 \text{ м.}$$

Следовательно,

$$i = \frac{80}{2,7(10 + 8)} = 1,65 \approx 1,75$$

Таким образом,  $\eta = 58\%$ .

Интегральным критерием оптимальности расположения светильников является величина  $\lambda = L/h$ , уменьшение которой удорожает устройство и обслуживание освещения, а чрезмерное увеличение ведёт к резкой неравномерности освещённости. Для светильников типа ОД,  $\lambda = 1,39$ . Поэтому, расстояние между светильниками:

$$L = \lambda \cdot h \quad (30)$$

$$L = 1,39 \cdot 2,7 = 3,75 \text{ м}$$

Расстояние от крайнего ряда светильников до стены:

$$\frac{L}{3} = \frac{3,75}{3} = 1,25 \text{ м}$$

При равномерном размещении люминесцентных ламп их обычно располагают рядами - параллельно рядам светильников. При высоких уровнях нормируемого освещения люминесцентные светильники обычно располагаются непрерывными рядами, для чего светильники сочленяются друг с другом торцами.

Количество рядов светильников с люминесцентными лампами определяется:

$$n_{\text{ряд}} = \frac{(B - \frac{2}{3}L)}{L} + 1 \quad (31)$$

$$n_{\text{ряд}} = \frac{(8 - \frac{2}{3} \cdot 3,75)}{3,75} + 1 = 2,47 \approx 3$$

Количество светильников с люминесцентными лампами в ряду определяется:

$$n_{\text{св}} = \frac{(A - \frac{2}{3}L)}{l + 0,5} \quad (32)$$

где  $l$  – длина светильника,  $l = 1,23$  м.

$$n_{\text{св}} = \frac{(A - \frac{2}{3}L)}{l + 0,5} = \frac{(10 - \frac{2}{3} \cdot 3,75)}{1,23 + 0,5} = 4,34 \approx 4$$

Светильники необходимо размещать в 3 ряда. В каждом ряду устанавливают 4 светильников типа ОД мощностью 65 Вт (с длиной  $l = 1,23$

м), при этом разрывы между светильниками в ряду составят (25 – 50) см. Изображение в масштабе план помещения и размещения на нем светильников отображается на рисунке 47. Учитывая, что в каждом светильнике установлено две лампы, общее число ламп в помещении  $N = 24$ .

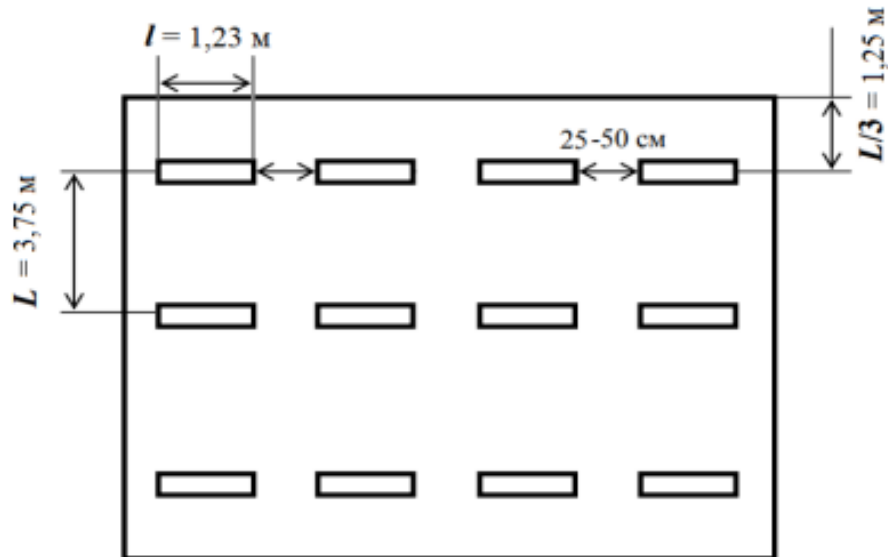


Рисунок 47 – Основные расчетные параметры

Определяем потребный световой поток ламп в каждом из рядов:

$$\Phi = \frac{500 \cdot 80 \cdot 1,5 \cdot 1,1}{24 \cdot 0,58} = 4741,38 \approx 4742 \text{ лм}$$

Ближайшая стандартная лампа – ЛТБ 65 Вт с потоком 4600 лм.

Проверка выполнения условия:

$$-10\% \leq \frac{\Phi_{\text{л.станд}} - \Phi_{\text{л.расч}}}{\Phi_{\text{л.станд}}} \cdot 100\% \leq +20\%$$

$$-10\% \leq -3,07\% \leq +20\%$$

Определение электрической мощности осветительной установки:

$$P = 24 \cdot 65 = 1560 \text{ Вт}$$

### 5.3 Экологическая безопасность

#### Воздействие на селитебную зону

Селитебные зоны считаются районы, где сосредоточены жилые, административные, образовательные, культурные здания и т.д. Существование нефтяных компаний вблизи жилых объектов может привести к негативному влиянию людей, повышая шум окружающей среды.

### **Воздействие на литосферу**

Из-за офисной работы может образоваться много отходов, таких как бытовой мусор (канцелярские товары, пищевые отходы и отходы из искусственных источников освещения), а также компьютеры после истечения их срока службы. Эти отходы, если их не утилизировать должным образом, могут оказать огромное негативное влияние на литосферу, загрязняя ее. Наиболее рациональным способом защиты литосферы является освоение специальных технологий по сбору и переработке отходов.

### **Воздействие на гидросферу**

Выбросы отходов и различных жидкостей в источники воды также наносят огромный вред гидросфере. Во избежание этого существуют запреты на сброс загрязняющих веществ в водоносные горизонты или системы сбора воды. Рекомендуется выполнять вторичное использование и переработку отходов с целью минимизации уровня загрязнения.

### **Воздействие на атмосферу**

Поскольку само исследование не оказывает прямого влияния на атмосферу, рассмотрим, какое воздействие оказывает на атмосферу выработка электроэнергии, необходимая для работы компьютера.

Основными проблемами являются выбросы оксидов серы и азота, зольной пыли, твердых загрязнителей, продуктов сгорания. Решением данной проблемы может быть использование различных улавливающих установок и фильтров.

## **5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

При работе в офисных помещениях возможны такие ЧС, как отключение электроэнергии, пожар, наводнение, землетрясение и др.

Наиболее типичной ЧС является пожар. Для устранения причин возникновения пожара в офисе проводится комплекс профилактических противопожарных мероприятий:

- работы с исправным оборудованием;

- регулярные инструктажи по технике безопасности;
- определение ответственного за ПБ помещений;
- издание приказов по вопросам усиления ПБ;
- отключение оборудования от питания по завершению рабочей смены;
- наличие схемы для эвакуации сотрудников в случае ЧП.

К возможным факторам, приводящим к пожарам, относятся: перегрузки на линиях электросети, замыкания, деизоляция проводника. Локализовать или ликвидировать загорание можно используя следующие средства пожаротушения:

- вещества (вода, песок, земля);
- материалы (кошмы, асбестовые полотна);
- пожарный инвентарь (бочки и чаны с водой, пожарные ведра, ящики и песочницы с песком);
- пожарные краны с пожарными стволами и рукавами;
- огнетушители.

Данные средства применяют до приезда пожарной бригады. Согласно ТБ в здании обязательно должна соблюдаться ПБ: наличие плана эвакуации, средств от возгорания и направляющих к эвакуационному выходу обязательно.

Количество необходимых переносных средств от возгорания – не менее двух на этаже, находящихся в поле зрения, доступные к быстрому изъятию, не мешающие в случае эвакуации.

### **Выводы по разделу**

При разборе и анализе стандартов, которые должны выполняться в различные аспекты социальной ответственности, можно сделать вывод, что в целом любая деятельность, должна быть всегда отрегулирована. Обязательным для каждого работника является соблюдение общих правил техники безопасности, а также правил, отведенных для каждого вида деятельности, действующих на предприятии.

В данном разделе были рассмотрены опасные и вредные факторы, влияющие на здоровье и состояние работников офиса, приведены меры и мероприятия по устранению или снижению их негативного влияния. Выполнение всех требований по охране труда и соблюдения правил безопасности позволяет предотвратить возникновение чрезвычайных ситуаций.



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе были проанализированы особенности газоконденсатных месторождений и их влияние на проведение исследования скважин, оценены современные методы газогидродинамических исследований, проводимых на газовых скважинах с горизонтальным окончанием в условиях низкопроницаемого коллектора. ГДИ позволяют определить свойства пласта и призабойной зоны, оценить пластовое давление. Результаты исследований используются при планировании геолого-технологических мероприятий, анализе текущего состояния разработки месторождений, составлении проектных документов.

При исследовании коллектора с низкой проницаемостью в пределах от 0,1 до 2 мД зачастую за продолжительное время работы скважины на режиме не происходит установления псевдостационарной фильтрации, что в свою очередь приводит к невозможной оценке ее истинной продуктивности и некорректному определению фильтрационных параметров пласта. Решением данной проблемы может быть использование метода анализа добычи в качестве дополнения к традиционным ГДИ или увеличение длительности кривой восстановления давления в 2 раза при исследовании низкопроницаемых коллекторов.

АД охватывает более широкие временные диапазоны, за счет чего на диагностическом графике можно проследить течения, которые невозможно увидеть при КВД. Существенным достоинством данного метода являются отсутствие потерь в добыче, поскольку исследование проводится на работающей скважине, и отсутствие дополнительных затрат на проведение исследования.

С точки зрения экономической эффективности проведение исследований методом АД является более выгодным по сравнению с КВД. Это главным образом связано с тем, что для проведения данного вида исследования не требуется остановки скважины, что позволяет получить

дополнительную добычу газа и соответственно дополнительную прибыль от его реализации.

В рамках данной работы были выявлены меры производственной безопасности при интерпретации исследований, которые позволяют избежать наступления вредных и опасных производственных факторов, а также рекомендованы мероприятия по их устранению.

## СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ

1. Нурмаганбетова, К. А. Обоснование методики обработки результатов газогидродинамических исследований горизонтальных скважин при разработке низкопроницаемых коллекторов / К. А. Нурмаганбетова, Д. Э. Хагай ; науч. рук. Ю. А. Максимова // Проблемы геологии и освоения недр : труды XXVI Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых учёных, посвященный 90-летию со дня рождения Н. М. Рассказова, 120-летию со дня рождения Л. Л. Халфина, 50-летию научных молодежных конференций имени академика М. А. Усова, Томск, 4-8 апреля 2022 г. : в 2 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2022. — Т. 2. — [С. 47-49].

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Рамазанов, И.Д. Горизонтальное бурение как способ повышения продуктивности скважин / Лапердин А.Н. // Сборник научных трудов НПП «Тюменгазтехнология». Проблемы повышения газоконденсато- и нефтеотдачи на месторождениях Севера Западной Сибири. – 1991. – С. 44-48.
2. Кременецкий, М.И. Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых залежей / М.И. Кременецкий. – Ижевск: Ижевский институт компьютерных исследований, 2012. – 896 с.
3. Ипатов, А.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов / А.И. Ипатов, М.И. Кременецкий. – М.: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика»; Институт компьютерных исследований, 2006. – 780 с.
4. Кременецкий, М.И. Гидродинамические и промыслово-технологические исследования скважин : учебное пособие / М. И. Кременецкий, А. И. Ипатов. - Москва : МАКС Пресс, 2008. - (Инновационная образовательная программа РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина "Развитие инновационных профессиональных компетенций в новой среде обучения - виртуальной среде профессиональной деятельности") (Приоритетные национальные проекты. Образование). - Библиогр. в конце гл. - ISBN 978-5-317-02630-1 (в пер.) : Б. ц. - Текст : электронный.
5. Гидродинамические исследования скважин. Мангазеев П.В., Панков М.В., Кулагина Т.Е., Камартдинов М.Р., ЦППСНД, 2003. – 181 с.
6. Зотов, Г.А. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин / Г.А. Зотов, З.С. Алиев. – М.: Недра, 1981. – 248 с.
7. Мангазеев, П.В. Гидродинамические исследования скважин / П.В. Мангазеев, М.В. Панков, Т.Е. Кулагина, М.Р. Камартдинов, Т.А. Деева. – Томск: ТПУ, 2004. – 340с.

8. Алиев, З.С., Самуйлова, Л.В. Газогидродинамические исследования газовых и газоконденсатных пластов и скважин: Учебное пособие для вузов. - М.: МАКС Пресс, 2011. – 340 с.

9. Узе, О. Анализ динамических потоков / О. Узе, Д. Витура, О. Фьярэ. – Карра, 2017. – Выпуск 5.12.01. – 743 с.

10. Узе, О. Анализ динамических потоков / О. Узе, Д. Витура, О. Фьярэ. – Карра, 2008. – Выпуск 4.10.01. – 358 с.

11. Айбатова, А. П. Особенности интерпретации гидродинамических исследований скважин с горизонтальным окончанием : магистерская диссертация / А. П. Айбатова ; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР), Отделение нефтегазового дела (ОНД) ; науч. рук. П. Н. Зятиков. – Томск, 2018.

12. Зотов, Г.А. Газогидродинамические методы исследований газовых скважин / Г.А. Зотов, С.М. Тверковкин. – М.: Недра, 1970. – 192 с.

13. Gringarten, AC, Al-Lamki, A, Daungkaew, S, Mott R, Whittle, T (2000) Well test analysis in gas-condensate reservoirs. In: SPE 62920, SPE annual technical conference and exhibition, Dallas, 1–4 October. doi:10.2118/62920-MS.

14. Повышение эффективности освоения газовых месторождений Крайнего Севера//Под ред. Р.И. Вяхирева. - М.: Наука, 1997. – 655 с.

15. Зейн Аль-Абидин, М.Д. Особенности интерпретации гидродинамических исследований горизонтальных скважин в нефтегазоконденсатных коллекторах [Электронный ресурс] / М.Д. Зейн АльАбиди [и др.] // Электронный научный журнал «Современные проблемы науки и образования». – 2015. – № 2-2. – С. 176.

16. Daviau, F. Pressure analysis for horizontal well // SPE 14251, presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition – Las Vegas, 1985.

17. Odeh, A.S. Transient Flow Behavior of Horizontal wells, Pressure Drawdown and Buildup Analysis / A.S. Odeh, D.K. Babu // Society of Petroleum Engineers, SPE Formation Evaluation, SPE-18802-PA. – Vol. 5. – 1990. – P. 7-15.

18. 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.

19. Дударева, О.В. Особенности фильтрации в низкопроницаемых коллекторах: автореф. дис. канд. физ.-мат. наук. – Уфа, 2016. – 10 с.

20. РД 153-39.0-109-01. Руководящий документ. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293790/4293790923.pdf>

21. Lee, John. Pressure Transient Testing / John Lee, John B. Rollins, John P. Spivey // Society of Petroleum Engineers, SPE Textbook Series. – Vol.9. – 2003. – p. 372.

22. Вендина, Д. А. Анализ результатов проведения гидродинамических исследований в низкопроницаемых коллекторах нефтяных месторождений : магистерская диссертация / Д. А. Вендина ; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР), Отделение нефтегазового дела (ОНД) ; науч. рук. Ю. А. Максимова. — Томск, 2022.

23. Афанаскин, И. В., Крыганов, П. В., Вольпин, С. Г., Егоров, А. А. Анализ добычи. Комплексирование исследований скважин и численного моделирования разработки нефтяных месторождений в рамках учебного проекта «Цифровое месторождение» / Сургут. гос. ун-т; Научно-исслед. ин-т системных исслед. Рос. Акад. Наук; Рос. Фед. Ядерный центр // Северный регион: наука, образование, культура. 2015. № 2. С. 8-18.

24. Опытнo-промышленная разработка туронской газовой залежи Харампурского месторождения / А.Н. Киселев, С.В. Бучинский, А.Ю. Юшков [и др.] // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2015. – Вып. 3. – С. 46–49.

25. Нурмаганбетова, К. А. Обоснование методики обработки результатов газогидродинамических исследований горизонтальных скважин при разработке низкопроницаемых коллекторов / К. А. Нурмаганбетова, Д. Э. Хагай ; науч. рук. Ю. А. Максимова // Проблемы геологии и освоения недр : труды XXVI Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых учёных, посвященный 90-летию со дня рождения Н. М. Расказова, 120-летию со дня рождения Л. Л. Халфина, 50-летию научных молодежных конференций имени академика М. А. Усова, Томск, 4-8 апреля 2022 г. : в 2 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2022. — Т. 2. — [С. 47-49].

26. Баженов, Д.Ю. Комплексирование результатов гидродинамических и промыслово-геофизических исследований на примере нефтегазоконденсатного месторождения ПАО «Газпром нефть» / Д.Ю. Баженов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2016. – №12. – С.52-55.

27. Налоговый кодекс Российской Федерации (часть вторая) от 19.07.2000 № 118-ФЗ (ред. от 26.03.2022) / [Электронный ресурс] URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_28165/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28165/).

28. Федеральная антимонопольная служба. Режим доступа - <https://fas.gov.ru/>.

29. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (с изменениями на 19 декабря 2022) (редакция, действующая с 1 марта 2023 года

30. ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования

31. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 «Гигиенические требования к персональным электронно–вычислительным машинам и организации работ»

32. ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

33. СанПиН 2.2.4.548–96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений»

34. СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение»

35. СанПиН 2.2.4.3359-16 «Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах»;
36. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда. Шум
37. ГОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты
38. ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности
39. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
40. ГОСТ 12.4.011-89. Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация
41. ГОСТ 7721-89 Источники света для измерений цвета. Типы. Технические требования. Маркировка.



## ПРИЛОЖЕНИЕ А

(справочное)

### Раздел 1

## RATIONALE FOR CARRYING OUT GAS HYDRODYNAMIC STUDIES ON GAS CONDENSATE FIELDS IN WESTERN SIBERIA

Обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ14	Нурмаганбетова Карина Ануаровна		

Консультант школы отделения (НОЦ) ИШПР, ОНД:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Консультант-лингвист отделения (НОЦ) школы ШБИП:

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

## Introduction

Gas-hydrodynamic studies of wells are a set of studies that are conducted on both shut-in and operating wells in order to measure parameters (pressure, temperature, liquid level and flow rate) and further interpretation of data. During hydrodynamic studies, the properties of the formation zone, the bottomhole formation zone and the formation pressure can be assessed. These properties include permeability, productivity factor, hydraulic conductivity, piezo-conductivity coefficient, skin factor and other parameters. It is also possible to determine the characteristics of the borehole and remote zones of the formation.

Well studies can be divided into two categories:

- Steady-state flow studies – indicator and production analysis method;
- Non-steady-state flow studies – pressure recovery curve methods for oil wells, pressure drop curve for injection wells, and level recovery curve.

## History of the development of gas-hydrodynamic studies of wells and analysis of production

The first PTA methods were specialized plots (MDH, Horner) introduced in the 1950's to identify and quantify infinite acting radial flow (figure 1, 2). Other specialized plots dedicated to other flow regimes followed through.

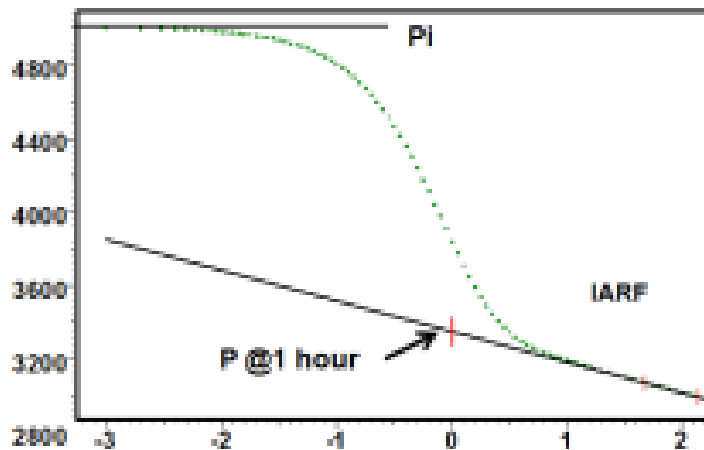


Figure 1 – MDH plot

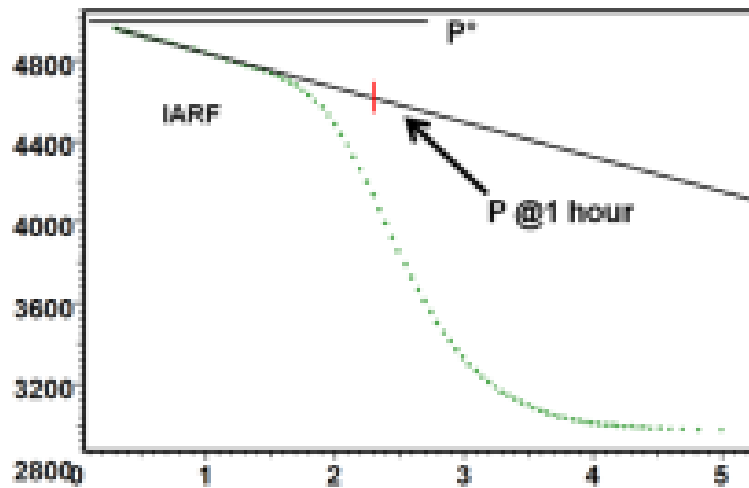


Figure 2 – Horner plot

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 (figure 3). 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 [1].

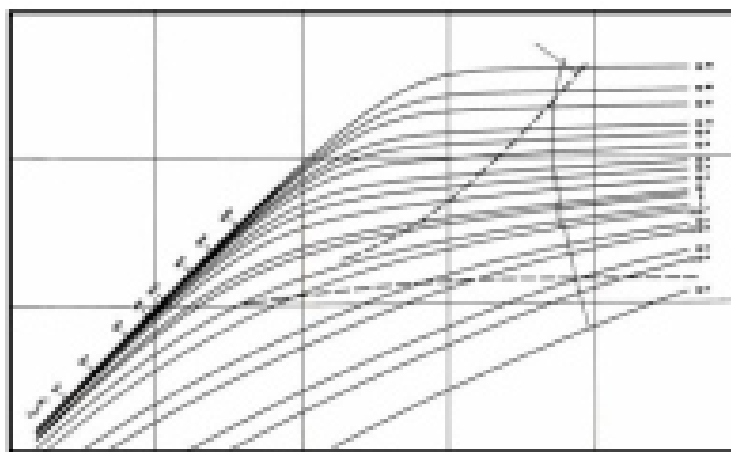


Figure 3 – Drawdown type curve

Until 1983, PTA methodology was a manual process alternating type-curve matching and specialized analyses. Type-curves without derivative had poor diagnostic capabilities.

The shortcomings of this methodology were numerous:

- Type-curves with pressure only had very poor resolution on a loglog scale;

- Type-curves were generally printed for drawdown responses, and ruined by superposition;
- Type-curves were set for a discrete number of parameter values;
- Specialized plots required a pure flow regime that may never have been established;
- Skin calculation on the Horner plot required that IARF was reached during the drawdown;
- Drawing a straight line through the two last pressure points was a common practice;
- The process required moving back and forth between at least two or more different plots.

In 1983, the Bourdet derivative, i.e. the slope of the semilog plot displayed on the loglog plot, increased the resolution and reliability of a new generation of type-curves (figure 4).

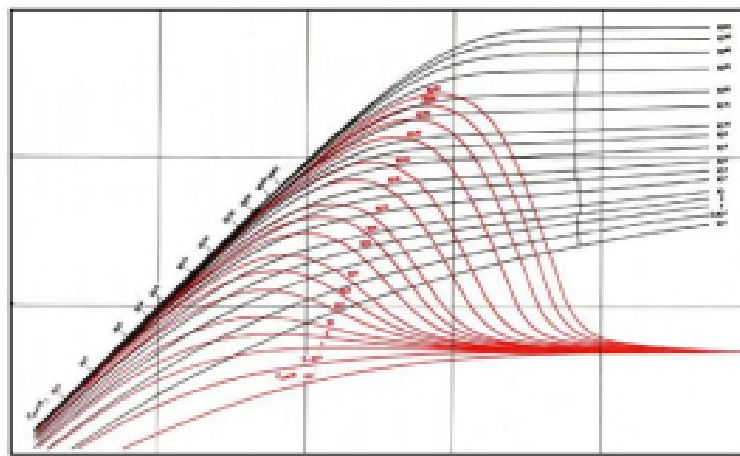


Figure 4 – Bourdet derivative type curve

Type-curve techniques turned obsolete in the mid-1980s with the development of PC based software and the direct generation of 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 (figure 5).

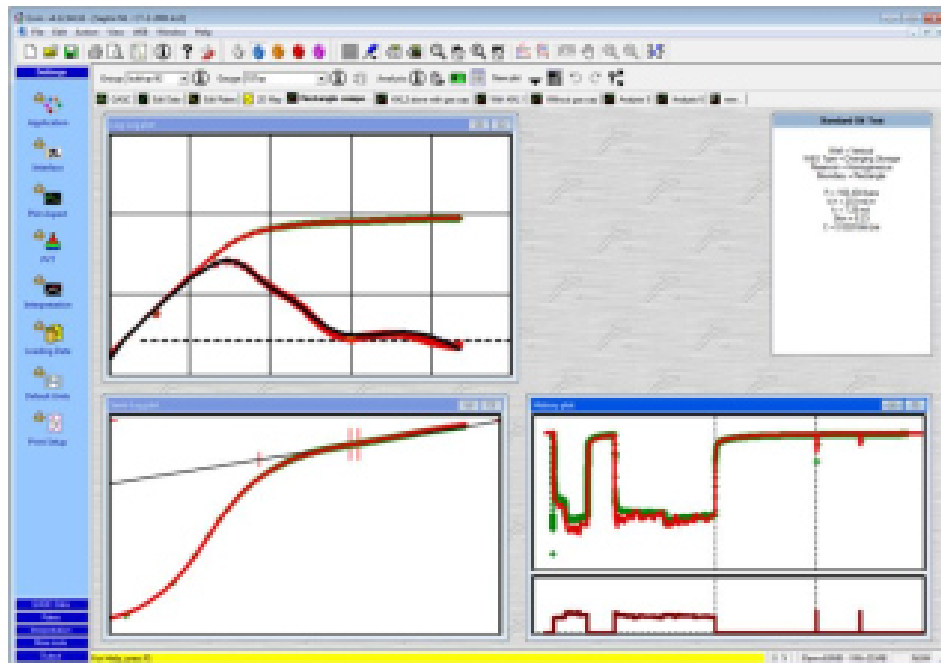


Figure 5 – PC based PTA

Rate Transient Analysis (RTA) started with the empirical observation of rate decline. In 1919 Arnold tried to establish a relation between the first year production and ultimate recovery (figure 6). In 1924 Cutler published production decline responses on a linear plot (figure 7).

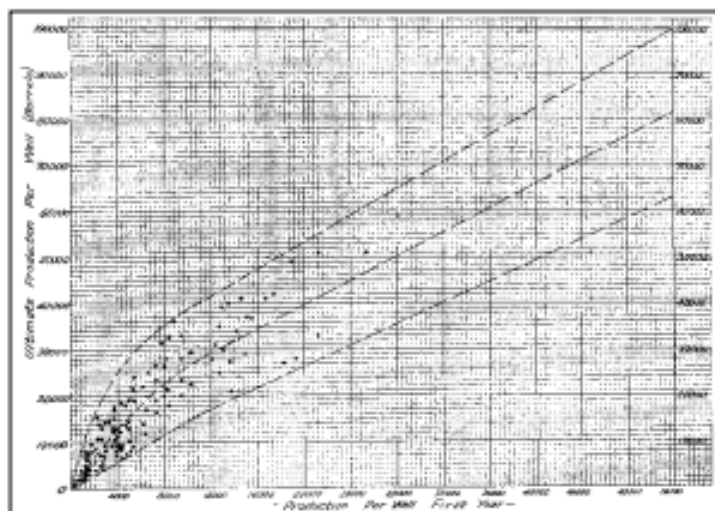


Figure 6 – Arnold plot

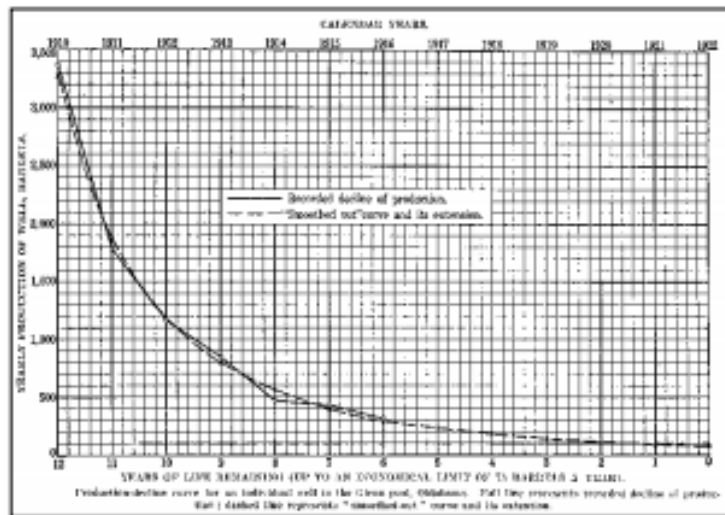


Figure 7 – Cutler plot

In the 1940's Arps published a formulation of constant pressure production including exponential, hyperbolic and harmonic decline responses. The first loglog, well test style type-curves came with Fetkovich in the 1970's, still assuming constant flowing pressure at a time where PTA was already about superposition and convolution (figure 8).

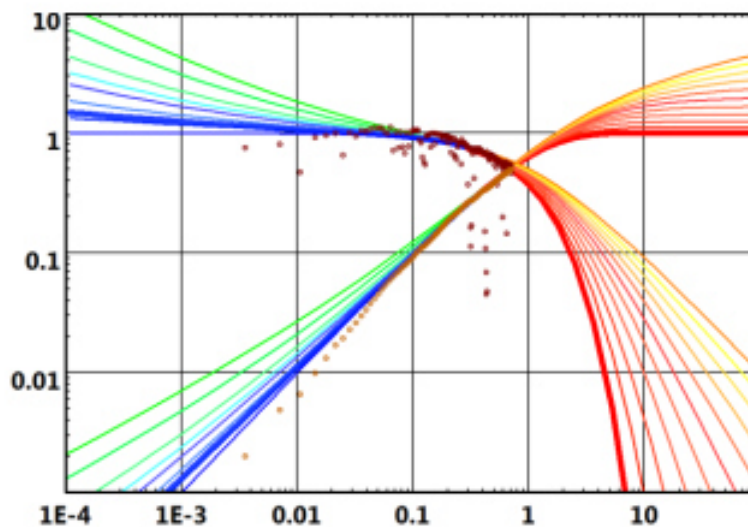


Figure 8 – Fetkovich type curve

Superposition and derivative came ten years later, shortly after the publication of the Bourdet PTA derivative. Two formulations of a loglog plot were made available. The Blasingame plot showed productivity index and derivative on the time scale, while the loglog plot showed rate normalized pressure, providing a response similar to its PTA counterpart. In both cases, on the time axis, the logarithm of elapsed shut-in time

was replaced by the logarithm of the material balance time, in order to align long term Pseudo-Steady State responses (figure 9).

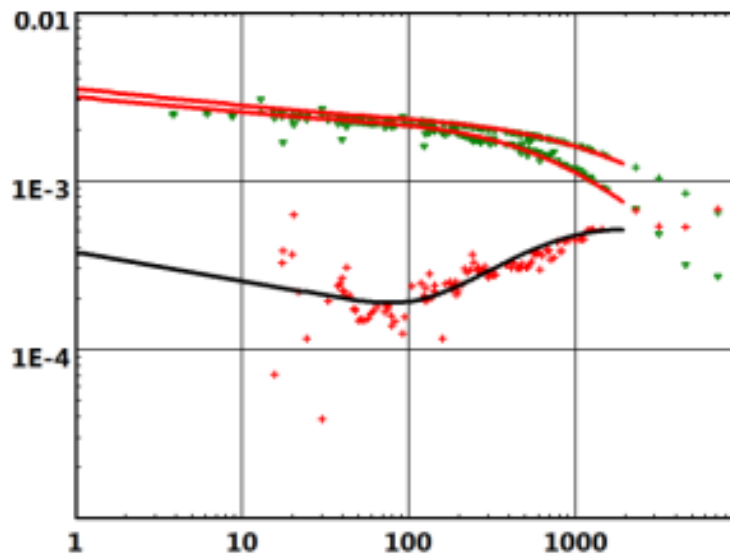


Figure 9 – Blasingame plot: Normalized rate Pressure

The use of modern RTA methods and modern software only developed early 2000s, partly due to the development of permanent pressure gauges. When engineers started receiving long term continuous pressure data, the first reaction was to load this into a PTA program. However PTA methodology was not designed for this type of data. Material balance errors and over-simplifications using Perrine’s approach for multiphase flow property evaluation were among the most frequently encountered errors [1].

Another recent factor for the development of modern RTA was the recent investments in unconventional plays, where RTA, because of the very slow and long transient responses, somehow replaced PTA as an analysis tool.

### **Geological and physical characteristics affecting the features of research**

The piezoconductivity equation shows how the pressure in an elementary volume of rock will change with time as a function of the local gradient around this elementary volume.

The fundamental theory of dynamic flow analysis is based on the piezoconductivity equation with the following assumptions:

- homogeneity and isotropy of the reservoir;

- single-phase and low fluid compressibility;
- the influence of gravity is ignored;
- Darcy's law is valid;
- reservoir and fluid properties do not depend on pressure.

Under these conditions, the piezoconductivity equation is derived from the following equations:

- The law of conservation of mass or continuity;
- Darcy equations;
- Equations of state for a low-compressible medium.

Interpretation of well data and production analysis uses piezoconductivity assumptions to process measured data, analyze it using models, and make a final prediction of well and reservoir response. In this case, there are two groups of parameters: known and unknown.

Known parameters are those parameters that are usually given as input to the calculation of unknown parameters. These include the well radius, reservoir thickness, porosity, overall system compressibility, and fluid viscosity. The unknown parameters are wellbore influence, skin factor, permeability and reservoir size.

Empirically, the influence of errors of input known parameters on the results obtained during the interpretation of well test data and analysis of the production of unknown parameters was determined.

- If the well radius is overestimated by 10%, the calculated skin factor will be overestimated by 0.1. It will not affect the rest of the parameters.

- If the porosity is overestimated by 10%, the  $k$  and  $kh$  parameters will be fine, however, there will be a slight error in the skin factor, and the formation sizes will be underestimated by 10%, therefore, the distances to the boundaries will be underestimated by 5%.

- If the viscosity is overestimated by 10%, the  $k$  and  $kh$  parameters will be overestimated by 10%, the skin factor and reservoir sizes will be determined correctly.

- If you overestimate the effective thickness of the formation by 10%,  $kh$  will be determined correctly, and the value of  $k$  will be underestimated by 10%. There will



also be a non-significant error in the skin factor, the reservoir dimensions will be underestimated by 10%, therefore, the distances to the boundaries will be underestimated by 5% [1].

### **Features of gas filtration**

Features of hydrodynamic testing of gas wells compared to oil wells are due to differences in the physical properties of oil and gas, as well as different operating conditions:

- density, viscosity and compressibility of the gas depend on the pressure, temperature and composition of the gas;
- flow rates of gas wells are significantly higher than volumetric flow rates of oil wells;
- gas filtration rates in the reservoir and wellbore are higher than the corresponding oil velocities;
- wellhead pressures in gas wells differ to a lesser extent from downhole ones;
- a sharp change in pressure and temperature during the study of gas wells, the possibility of hydrate formation and destruction of the reservoir in the bottomhole zone, dangerous and harmful properties of gas impose increased requirements on well testing, technology, downhole instruments and equipment, research technology.

The main differential equation of the linear theory of the elastic regime of filtration cannot be directly applied to study the process of unsteady filtration of a real gas in a porous medium, because the density and viscosity of a real gas depend significantly on pressure. This does not satisfy the conditions and assumptions under which the piezoconductivity equation was derived.

Unsteady isothermal filtration of a non-ideal gas according to Darcy's law is described by a nonlinear differential equation. Analytical methods for solving direct and inverse problems of the nonlinear equation of unsteady gas filtration are rather cumbersome. Therefore, the theory uses an approximate method of linearization of equations with the help of pseudo-pressure functions  $\Psi$  and pseudo-time  $t_{ps}$ .

The high flow rates characteristic of gas wells are the reason for the high flow rates in the near-wellbore zone. Darcy's law does not apply at such speeds. Deviation

from laminar flow causes an additional pressure drop near the well, which is directly proportional to the volumetric flow rate. Since the additional pressure drop occurs in the immediate vicinity of the well, it is taken into account as an additional skin factor  $qD$ .

### **Horizontal well flow condition**

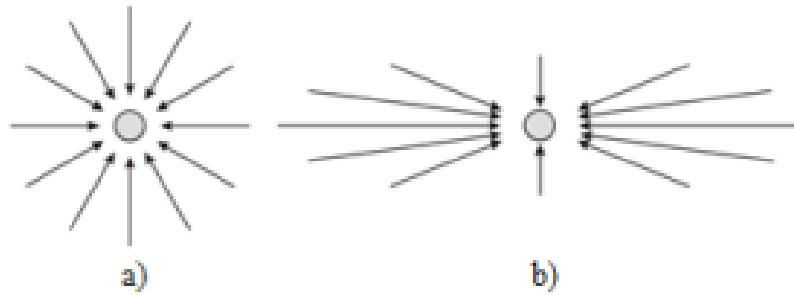
The main fundamental differences in conducting hydrodynamic studies in horizontal wells from vertical wells are unconventional complex configurations of filtration currents that are different from plane-radial flows. According to studies in underground hydromechanics, the process of liquid filtration in horizontal wells is described by several successive flow regimes, simplifying the real process taking place in the formation zone. Moreover, from this approach, it is possible to create a scheme, in accordance to which not only a solution to the problem was achieved, but the solution as well.

In his works, the author Joshi S.D. [2] identified four main types of inflow in horizontal wells:

1. Initial radial inflow in vertical plane or early radial flow;
2. Initial linear inflow or linear flow;
3. Late radial inflow in horizontal plane or pseudo-radial flow;
4. Linear inflow.

However, interpretation does not always distinguish the entire current regime. Sometimes a late linear influx is not distinguished, due to the fact that this inflow occurs only under certain geometric characteristics of the formation.

The initial radial inflow duration for reservoirs with low vertical thickness is the shortest. The initial radial inflow (figure 10) is similar to the inflow that occurs in vertical boreholes. The difference between these streams is that in the vertical shaft the inflow occurs in the horizontal plane. For this reason, in this case, the flow is characterized as radial, and the permeability varies slightly in the different directions.



a - in a homogeneous reservoir; b - in a heterogeneous reservoir  
 Figure 10 – Initial radial flow to the well with a horizontal end

However, in the case of a horizontal shaft, inflow occurs in a vertical plane, being represented as an ellipse. It should be noted that vertical and horizontal permeability for terrigenous reservoirs differs by one or several orders of magnitude.

Pressure redistribution in the vertical plane continues until the reservoir boundaries (upper and lower) are reached, followed by the transition period. Considering the features of inflow to the horizontal end, the vertical permeability can be determined from the dynamics of pressure redistribution, and also the anisotropy factor of the formation can be determined. However, there is a problem in this case, since in a short study, it is not always possible to diagnose this type of influx. This is due to the fact that this period is influenced by the wellbore; and in case of low permeability, initial radial inflow may not occur at all.

The initial linear inflow (figure 11) is considered a distinctive characteristic of filtration towards the ends of an horizontal wellbore, occurring when the wellbore length is greater than the net thickness of the formation. The linear inflow propagates in the horizontal plane. This inflow can be represented as straight lines parallel to the top and bottom. The lines are directed towards the wellbore and at the same time perpendicular to it.

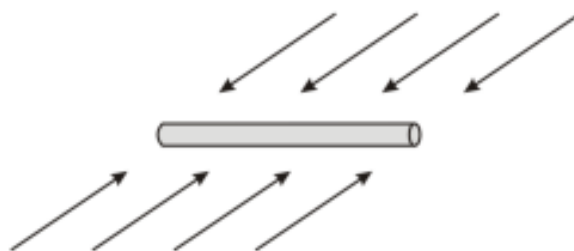


Figure 11 – Scheme of the initial linear stream to the horizontal well

Linear inflow coincides with transition stage from initial radial to late radial inflow. This explains the reason for the inflow to be not always diagnosed. In this case, the flow cannot always be represented as linear. Often, whenever diagnosing the initial linear flow is not always possible, it is not shown separately.

At the initial stage, the duration of the linear inflow is directly proportional to the square root from the length of the horizontal section of the well. It is important to notice that in real analysis, not the entire length of the horizontal well is involved in the work. As a result, the actual period duration differs from the calculated one.

Late radial inflow (figure 12) is observed as it moves away from the well. Inflow is analogous to the inflow that occurs in late stages in the vertical wells. Due to the fact that the late radial inflow pattern can be represented as an ellipse, since the inflow is not horizontal. As a result, this stream is called pseudo-radial. In the graphic of the pressure recovery curve, in the case of a transition from one flow to another, the slope in semi-logarithmic coordinates will change by 2 times. The diagnosis of this inflow allows the determination of the permeability of the formation in the horizontal plane.

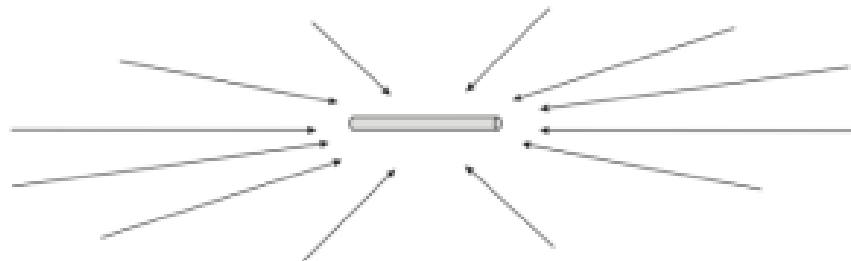


Figure 12 – Diagram of Late Radial Flow to Horizontal Wellbore

If the distance exceeds the length of the horizontal wellbore, the streamlines will be directed to the well, parallel to the top and bottom of the formation. A similar flow pattern occurs in vertical wells with long fractures.

However, for late radial inflow to occur, the observance of some conditions are necessary: a specific location of the wells in relation to one another; specific geometry of the formation. A linear type of inflow can occur if the well is located in a formation with two impermeable boundaries (figure 13).

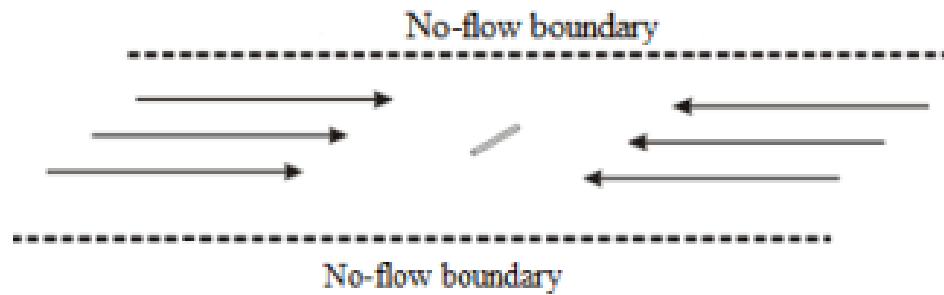


Figure 13 – Flow to the horizontal wellbore if parallel impermeable boundaries exist

Boundary conditions include the presence of impermeable boundaries, and may be expressed during the later study time, as well as earlier, depending on the distance to the influencing factor. From these conditions, complications in the interpretation are created. Therefore, additional information on the geology of the formation and the operation of the surrounding stock of neighboring wells is required. Furthermore, if boundary conditions are not diagnosed in the graphs, then the formation should be considered as infinite.

It is important to correctly distinguish different types of inflow, since the configuration of pressure redistribution depends on them. Bourdet proposed the most convenient method for identifying modes, building a pressure curve in double logarithmic coordinates. Inflows can be diagnosed by slope angle and derivative shape, as shown in figure 14.

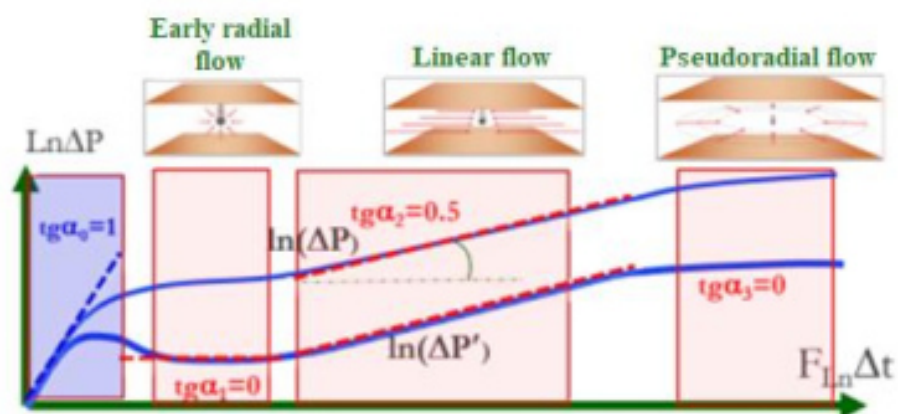


Figure 14 – Diagnostic scheme of horizontal wells hydrodynamic studies

The initial straight section is characterized by slope  $i$  equals to 1, describing the pressure redistribution in the wellbore. As long as both curves have the same unit slope, the effect of wellbore volume continues.

From the tangent of the angle of inclination to the tangent in double logarithmic coordinates, it is possible to determine the flow mode and different parameters. As previously explained, the early radial mode has a slope equals to zero. Since the tangent of inclination angle of linear flow mode is equals to 0,5, this mode is used to define the length of the horizontal well. Pseudo-radial flow is characterized by a zero slope of the curve, and according to this mode, horizontal permeability is determined [3].

Actual dynamics of pressure distribution are more complex and selection of all flow modes on the graphs is not always a possibility. Therefore, curve smoothing techniques are often employed, but its use should be employed with caution, since this could lead to information loss, resulting in an incorrect result interpretation.

### **Selection and justification of the method for studying low-permeability reservoirs**

In the conditions of development of complex deposits, the information content of standard hydrodynamic tests sharply decreases. This is due to a number of factors:

- low permeability of reservoirs;
- small flow rates of wells;
- use of horizontal wells;
- coverage of the production and injection well stock of hydraulic fracturing and multi-stage hydraulic fracturing.

All these factors significantly increase the duration of the study. As a result, the flow around the well, and in particular at right angles to the hydraulic fractures, will exist for months or years, and it may take quite a long time to fix the equivalent of the radial regime. These circumstances play a huge role in choosing a method for studying low-permeability reservoirs.

### **Pressure recovery curve method**

The key tool for diagnostics when interpreting buildup is the Bourdais derivative due to the fact that most well, reservoir and boundary models have special distinctive features on the derivative characteristic.

The study of pressure build-up methods is carried out on a stopped well when sealing the wellhead. Pressure recovery occurs due to the compression of the fluid in

the reservoir. At the same time, to determine the parameters of the remote zone of the reservoir, the shutdown of the well should be long enough to exclude the influence of the “after-inflow” effect.

When interpreting studies in transient conditions, it is necessary to take into account the history of the well operation. There is a rule of thumb that the duration of the prehistory should be at least 5 logarithmic cycles of the study itself.

The procedure for interpreting the pressure recovery curve begins with recalculation of the pressures discharged from the downhole sensor to the upper perforation holes and the water-oil contact.

Interpretation in the software begins with entering the information necessary to identify the study, after which the recalculated pressures and well flow history are loaded. If necessary, the source data is edited.

Analysis is performed only after synchronization and verification of the downloaded information. If necessary, it is possible to regulate the smoothing of the extracted derivative. Next, it is necessary to determine the position of the horizontal line characterizing the radial flow in an infinite reservoir and make a decision on the model of the well, reservoir and boundary, based on the shape of the derivative. After running the model, the process of refining the parameters begins. If at this stage there are gross errors, it is recommended to correct them manually, this will help to achieve faster convergence of the regression. When refining the model, the program allows you to fix some parameters, as well as select them in a certain range by manually entering upper and lower limits.

### **Production analysis methodology**

From a methodological point of view, the Blasingame plot and the logarithmic plot are the central tools for production analysis. However, sometimes due to the scattered nature of production data, the final diagnostic tool will be the history plot, where the convergence of the model and pressure, rate and cumulative production data will be the last diagnostic tool.

Production analysis can be conditionally divided into several stages:

1. Project preparation and data loading.

The first step is to create a new project, enter PVT data, set the geometric parameters of the well and enter known parameters about the reservoir (porosity, effective thickness, initial pressure and temperature, saturation, compressibility, etc.). Next, pressures and rates are loaded, the cumulative production is calculated automatically by integrating the production data and displayed on the time course along with the rate.

## 2. Data editing.

Pressures are measured at the bottom of the well in real time or recorded in the pressure gauge memory, or come from stationary depth gauges, while rates are measured at the surface or come from stationary depth gauges.

It should be noted the importance of the quality of the initial data. The recommended resolution of sensors for recording pressure or telemetry systems is at least 0.01 atm with an error of no more than 0.5%.

## 3. Extraction and diagnostics.

After synchronization and validation of the data, a time interval is set for data extraction, and with the help of the software, in addition to the history graph, graphs are built:

- Arps chart;
- Fetkovich's chart;
- Blasingame chart;
- logarithmic graph;
- reduced flow rate schedule - cumulative production.

## 4. Creation and refinement of the analytical model.

After diagnostics, the models are linked with real data on all important charts, including the history chart. The main task is to change the model parameters until an acceptable match between the model and the actual data is obtained.

## 5. Creation and refinement of the numerical model.

After building an analytical model, a numerical model is created based on it, taking into account the influence of wells of the environment and the external boundary.



## 6. Forecast.

The forecast can be performed both by analytical and numerical models, depending on the desired result. To do this, a scenario is set for changing the dynamic pressure for the time interval of interest. The choice of forecast interval depends on the volume and quality of the data provided.

### **Comparative analysis of pressure recovery curve methods and production analysis**

The theoretical foundations of production analysis and conventional well testing are very close: the same initial assumptions are used in relation to the application of the diffusivity equation and limiting conditions, most of the analytical and numerical models underlying well testing can be used in production analysis with minor adjustments, for example, using pressure as input.

The methods of these methods are also identical. After loading, synchronizing and extracting data, the interpreter performs diagnostics using specialized graphs and straight lines, then analytical and/or numerical models are calculated. During the optimization process, the parameters are adjusted so that the difference between the responses of the model and the observed data is minimal.

However, each method has its own characteristics. If the radial flow regime is the main one in the well test analysis, i.e. stabilization of the derivative of Bourdet, then in the analysis of production, emphasis is placed on the pseudo-steady flow regime, i.e. unit slope on a logarithmic or Blasingame plot. With the help of specialized analysis, the size of the well drainage area can be determined.

In the interpretation of well testing, one of the key steps is diagnostics, where, based on the behavior of the derivative, the interpreter decides which model is best suited for analysis. This is possible with non-noisy data and constant zero production.

The dynamics of production can be so scattered that the responses will be dominated by transient flow regimes. In this case, it is impossible to identify the pseudo-steady flow regime. This situation can occur even if the well is still in production and the pressure drops significantly.

Despite the absence of a clean response from the pseudo-steady-state flow regime, it is possible to combine the model and real data on the history plot and obtain a reliable assessment of the drainage zone.

A well test can give a clear picture of the current state of the well-reservoir system. Production analysis covers a much wider time frame. The three main differences between these methods are related to well productivity, drainage area and multi-phase production.

Well test models take into account the skin factor, which depends on the production rate. It is also known about the possibility of self-cleaning of the well at the initial stage of operation. Therefore, the productivity of the well cannot be constant during the entire time of the study. This is an acceptable assumption in the PBU analysis, and then optimization with a simple model of a single value of the mechanical skin factor is possible. In production analysis, this is unlikely, well productivity changes over time, and no acceptable optimization process is possible over a long period of time without taking into account the time-dependent skin factor.

In well test analysis, in most cases, the boundaries are material, even if interfering wells can have the same effect as the boundaries. The production analysis considers the well drainage area. Except when there is only one production well, some or all of the boundaries of the drainage area are intangible depending on the equilibrium state of the flow between adjacent wells. The area of drainage changes with time when production from new wells begins or even when there is an asymmetric change in rates. To be able to take into account these changes, analytical or numerical modeling for several wells is necessary.

In well testing, the solution of multiphase problems is carried out using an approximation using pseudopressure or assuming constant saturation, then the flow can be modeled with an equivalent single-phase fluid, as in the Perrin method. In production analysis, current solutions assume that individual fluids will spontaneously come to a pseudo-steady state. These solutions make a global adjustment for multi-phase production, however they cannot predict breakthroughs. There is a point at which

multiphase production can only be accounted for by matching history with a numerical model.

In this paper, in order to justify the choice of research methods in the development of field X, studies were carried out using the pressure recovery curve method and the method of analyzing production in a horizontal well No XXX.

The discrepancies between the parameters determined by these methods turned out to be very insignificant, which is an indirect confirmation of the reliability of the results obtained and indicates the possibility of using the production analysis method as an addition to existing gas-hydrodynamic studies.

### **Recommendations for the application of the production analysis method**

Based on the study, it can be concluded that it is advisable to conduct well surveys using the production analysis method in cases where the pressure recovery curve is not fully restored and, accordingly, it is impossible to reliably determine the reservoir parameters.

It is worth noting that this method covers wider time ranges (usually months and years), due to which it is possible to trace flows on the diagnostic graph that cannot be achieved with a pressure recovery curve. For example, in some cases, this allows you to determine the boundaries of the reservoir, the influence of offset wells, or other factors.

Another feature of the production analysis method is that the study is carried out on a working well, which helps to avoid production losses and is a great advantage of this method. However, the pressure recovery curve method is more informative, the production analysis method is characterized by less accurate results. However, in the conditions of impossibility of diagnosing the necessary flows during the pressure recovery curve and, as a result, reliable determination of the required parameters, the option of conducting a study by the production analysis method will be a good alternative.

### **Conclusion**

In the final qualifying work, gas-hydrodynamic studies of wells carried out on gas wells with a horizontal ending in a low-permeability reservoir were considered.

They allow you to determine the properties of the reservoir and the bottomhole zone, to assess the reservoir pressure. The research results are used in the planning of geological and technological activities, the analysis of the current state of field development, and the preparation of project documents.

When studying a reservoir with low permeability, pseudo-stationary filtration is often not established during a long time of well operation in the mode, which in turn leads to an impossible assessment of its true productivity and incorrect determination of reservoir filtration parameters. The solution to this problem can be the use of the production analysis method as an addition to traditional gas-hydrodynamic studies. The essential advantage of this method is the absence of losses in production, since the study is carried out on a working well, and the absence of additional costs for the study.

## Reference

1. Oliver H. Dynamic Data Analysis / H. Oliver [et al.]. – France: kappa publication, 2017. – v 5.12.01. – 743 p.
2. Joshi S.D. Horizontal Well Technology / S.D. Joshi. – 1991. – 533 p.
3. Odeh, A.S. Transient Flow Behavior of Horizontal wells, Pressure Drawdown and Buildup Analysis / A.S. Odeh, D.K. Babu // Society of Petroleum Engineers, SPE Formation Evaluation, SPE-18802-PA. – Vol. 5. – 1990. – P. 7-15.

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

(обязательное)

Таблица 7 – Эксплуатационные затраты при исследовании методом КВД (в млн руб.)

Годы	Текущие затраты											Налоги, входящие в себестоимость				Итого эксплуатационных затрат	Эксплуатационные затраты (без НДС)	
	Всего	Материальные затраты		Расходы на содержание и эксплуатацию скважин и оборудования		Расходы на оплату труда ИП	Расходы на отчисления на социальное страхование ИП	Общехозяйственные и общепроизводственные			Расходы на проведение ГТМ	Амортизационные отчисления	Всего	НДС	Налог на имущество			Прочие
		Вспомогательные материалы	Электроэнергия	Капитальный ремонт скважин	Содержание и ремонт основных фондов			Прочие	Общепроизводственные	Общехозяйственные								
2023	157,04	80,78	13,41	2,50	13,12	1,90	0,58	30,13	6,74	7,64	0,00	0,24	37,84	37,82	0,02	0,00	194,88	157,06
2024	138,35	67,67	12,09	2,50	12,23	1,90	0,58	28,08	6,28	6,78	0,00	0,25	35,06	35,05	0,02	0,00	173,42	138,37
2025	126,22	59,68	10,87	2,50	11,75	1,90	0,58	26,98	6,04	5,67	0,00	0,25	33,49	33,48	0,01	0,00	159,71	126,23
2026	109,28	50,43	8,87	2,50	10,44	1,90	0,58	23,97	5,36	4,98	0,00	0,25	29,67	29,67	0,01	0,00	138,96	109,29
2027	97,82	45,78	7,56	2,50	9,24	1,90	0,58	21,23	4,75	4,02	0,00	0,25	26,30	26,30	0,00	0,00	124,12	97,82
ИТОГО:	628,71	304,34	52,80	12,50	38,72	9,51	2,89	130,38	29,17	29,09	0,00	1,25	124,54	124,50	0,06	0,00	791,08	628,77

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

(обязательное)

Таблица 14 – Эксплуатационные затраты при исследовании методом АД (в млн руб.)

Годы	Текущие затраты												Налоги, входящие в себестоимость				Итого эксплуатационных затрат	Эксплуатационные затраты (без НДС)
	Всего	Материальные затраты		Расходы на содержание и эксплуатацию скважин и оборудования		Расходы на оплату труда ПП	Расходы на отчисления на социальное страхование ПП	Общехозяйственные и общепроизводственные			Расходы на проведение ГТМ	Амортизационные отчисления	Всего	НДС	Налог на имущество	Прочие		
		Вспомогательные материалы	Электроэнергия	Капитальный ремонт скважин	Содержание и ремонт основных фондов			Прочие	Общепроизводственные	Общехозяйственные								
2023	155,06	80,78	13,41	2,50	0,00	2,22	0,67	38,72	8,66	7,64	0,00	0,46	48,64	48,60	0,04	0,00	203,70	155,10
2024	136,56	67,67	12,09	2,50	0,00	2,22	0,67	36,08	8,07	6,78	0,00	0,47	45,07	45,04	0,03	0,00	181,63	136,59
2025	124,52	59,68	10,87	2,50	0,00	2,22	0,67	34,68	7,76	5,67	0,00	0,48	43,05	43,03	0,02	0,00	167,58	124,55
2026	107,85	50,43	8,87	2,50	0,00	2,22	0,67	30,80	6,89	4,98	0,00	0,48	38,14	38,13	0,01	0,00	145,99	107,86
2027	96,62	45,78	7,56	2,50	0,00	2,22	0,67	27,28	6,10	4,02	0,00	0,48	33,80	33,80	0,00	0,00	130,42	96,62
ИТОГО:	620,61	304,34	52,80	12,50	0,00	11,08	3,37	167,57	37,49	29,09	0,00	2,38	160,08	160,01	0,11	0,00	829,33	620,72