

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРАХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 622.245.54

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ04	Вендина Дарья Александровна		

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
Профессор	Шарф Ирина Валерьевна	д.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н.		

Результаты освоения образовательной программы

Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное и критическое мышление	УК(У)-1. Способность осуществлять поиск, критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий	И.УК(У)-1.1. Анализирует проблемную ситуацию как систему, выявляя ее составляющие и связи между ними
		И. УК(У)-1.2. Определяет пробелы в информации, необходимой для решения проблемной ситуации, и проектирует процессы по их устранению
		И.УК(У)-1.3. Разрабатывает стратегию решения проблемной ситуации на основе системного и других современных междисциплинарных подходов; обосновывает выбор темы исследований на основе анализа явлений и процессов в конкретной области научного знания
		И.УК(У)-1.4. Использует логико-методологический инструментарий для критической оценки современных концепций в своей предметной области
Разработка и реализация проектов	УК(У)-2. Способность управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла	И.УК(У)-2.1. Определяет проблему и способ ее решения через реализацию проектного управления
		И.УК(У)-2.2. Разрабатывает концепцию проекта в рамках обозначенной проблемы: формулирует цель, задачи, обосновывает актуальность, значимость, ожидаемые результаты и возможные сферы их применения
		И.УК(У)-2.3. Осуществляет мониторинг за ходом реализации проекта, корректирует отклонения, вносит дополнительные изменения в план реализации проекта
Командная работа и лидерство	УК(У)-3. Способность организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели	И. УК(У)-3.1. Планирует и корректирует свою социальную и профессиональную деятельность с учетом интересов, особенностей поведения и мнений людей, с которыми работает и взаимодействует
		И.УК(У)-3.2. Организует дискуссии по заданной теме и обсуждение результатов работы команды
		И.УК(У)-3.3. Планирует командную работу, распределяет поручения и делегирует полномочия членам команды
Коммуникация	УК(У)-4. Способность применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия	И.УК(У)-4.1. Решает конкретные задачи профессиональной деятельности на основе академического и профессионального взаимодействия с учетом анализа мнений, предложений, идей отечественных и зарубежных коллег
		И.УК(У)-4.2. Составляет, переводит и редактирует различные академические тексты (рефераты, эссе, обзоры, статьи и т.д.)

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		И.УК(У)-4.3. Представляет результаты академической и профессиональной деятельности на различных научных мероприятиях, включая международные
		И.УК(У)-4.4. Планирует и организывает совещания, деловые беседы, дискуссии по заданной теме; аргументированно и конструктивно отстаивает свою точку зрения, позицию, идею в академических и профессиональных дискуссиях на государственном и иностранном языках
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способность анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия	И.УК(У)-5.1. Осуществляет профессиональную и социальную деятельность с учетом особенностей поведения и мотивации людей различного социального и культурного происхождения, в том числе особенностей деловой и общей культуры представителей других этносов и конфессий
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-6. Способность определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки	И.УК(У)-6.1. Анализирует использование рабочего времени в широком спектре деятельности: планирование, распределение, постановка целей, делегирование полномочий, анализ временных затрат, мониторинг, организация, составление списков и расстановка приоритетов
		И.УК(У)-6.2. Сочетает выполнение текущих производственных задач с повышением квалификации; корректирует планы в соответствии с имеющимися ресурсами
		И.УК(У)-6.3. Планирует профессиональную траекторию с учетом особенностей как профессиональной, так и других видов деятельности и требований рынка труда

Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Применение фундаментальных знаний	ОПК(У)-1. Способность решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области	И.ОПК(У)-1.1. Демонстрирует навыки физического и программного моделирования отдельных фрагментов процесса выбора оптимального варианта для конкретных условий И.ОПК(У)-1.2. Использует фундаментальные знания профессиональной деятельности для решения конкретных задач нефтегазового производства И.ОПК(У)-1.3. Анализирует причины снижения качества технологических процессов и предлагает эффективные способы повышения качества производства работ при выполнении различных технологических операций
Техническое проектирование	ОПК(У)-2. Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства	И.ОПК(У)-2.1. Использует знание алгоритма организации выполнения работ в процессе проектирования объектов нефтегазовой отрасли И.ОПК(У)-2.2. Формулирует цели выполнения работ и предлагает пути их достижения И.ОПК(У)-2.3. Выбирает соответствующие программные продукты или их части для решения конкретных профессиональных задач

	ОПК(У)-3. Способность разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии	И.ОПК(У)-3.1. Анализирует информацию и составляет обзоры, отчеты И.ОПК(У)-3.2. Владеет навыками аналитического обзора при подготовке рефератов, публикаций и не менее 50 источников при подготовке магистерской диссертации
Работа с информацией	ОПК(У)-4. Способность находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности	И.ОПК(У)-4.1. Определяет основные направления развития инновационных технологий в нефтегазовой отрасли И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно-исследовательской, практической технической деятельности, используя имеющееся оборудование, приборы и материалы
Исследование	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	И.ОПК(У)-5.1. Определяет на профессиональном уровне особенности работы различных типов оборудования и выявление недостатков в его работе И.ОПК(У)-5.3. Интерпретирует результаты лабораторных и технологических исследований применительно к конкретным условиям
Интеграция науки и образования	ОПК(У)-6. Способность участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания	И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания основ педагогики и психологии И.ОПК(У)-6.2. Демонстрирует умение общаться с аудиторией, заинтересовать слушателей

Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Тип задач профессиональной деятельности: педагогический				
1 «Образование и наука» (в сфере научных исследований)	1. Разработка методических материалов, для обеспечения подготовки и аттестации специалистов	01.004 Профессиональный стандарт «Педагог профессионального образования и дополнительного профессионального образования», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 8 сентября 2015 г. № 608н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 24 сентября 2015 г., регистрационный № 38993)	ПК(У) -1. Способен разрабатывать методическое обеспечение для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области добычи углеводородного сырья	И.ПК(У) -1. Участвует в разработке методических документов по вопросам проведения геолого-промысловых работ, проектирования, отчетности, подготовки и аттестации в области промышленной безопасности на опасных производственных объектах в процессах добычи углеводородного сырья

		ОТФ G Научно-методическое и учебно-методическое обеспечение реализации программ профессионального обучения		
Тип задач профессиональной деятельности: технологический				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Организация и руководство работ по добыче углеводородного сырья. 2. Обеспечение оперативного и инженерного руководства технологическим процессом добычи нефти, газа и газового конденсата. 3. Контроль и сопровождение выполнения работ по техническому	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ D «Организация работ по добыче углеводородного сырья» ОТФ E «Руководство работами по добыче 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	И.ПК(У) -2.1. Руководит организационно-техническим сопровождением работ по восстановлению работоспособности нефтегазопромыслового оборудования при эксплуатации объектов добычи нефти и газа

	<p>обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования по добыче углеводородного сырья.</p> <p>4. Организация и контроль за проведением геолого-промысловых работ</p>	<p>19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» (Утвержден приказом Минтруда России от 10.03. 2015 № 151н);</p> <p>ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»</p>	<p>ПК(У) -3. Способен оценивать эффективность инновационных технологических решений в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья</p>	<p>И.ПК(У) -3.1. Оценивает повышение эффективности добычи углеводородного сырья и проведения геолого-промысловых работ в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений</p>
			<p>ПК(У)-4. Способен обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли</p>	<p>И.ПК(У) -4.1. Обеспечивает эффективную эксплуатацию технологического оборудования, конструкций, объектов, агрегатов, механизмов в процессе добычи углеводородного сырья в соответствии с требованиями нормативной документации</p>
			<p>ПК(У)-5. Способен участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности</p>	<p>И.ПК(У) - 5.1. Руководит персоналом подразделений по добыче углеводородного сырья и геолого-промысловых работ в процессе разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений</p>
<p>Тип задач профессиональной деятельности: научно-исследовательский</p>				

<p>19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа</p>	<p>1. Составление текущих и перспективных планов по проведению геолого-промысловых работ</p> <p>2. Разработка и контроль выполнения производственных планов и программ научно-исследовательских работ (НИР)</p> <p>3. Разработка плановой, проектной и методической документации для геолого-промысловых работ</p>	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);</p> <p>ОТФ Е «Руководство работами по добыче углеводородного сырья»</p> <p>19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» (Утвержден приказом Минтруда России от 10.03. 2015 № 151н);</p>	<p>ПК(У)-6. 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</p>	<p>И.ПК(У) -6.1. Разрабатывает текущее и перспективные планы по эффективному проведению геолого-промысловых работ и добыче углеводородного сырья на основе методик и требований проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов</p>
		<p>ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»</p> <p>ОТФ С «Разработка и контроль выполнения производственных планов и программ научно-исследовательских работ»</p>	<p>ПК(У)-7. 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</p>	<p>И.ПК(У)-7.1. Разрабатывает плановую, проектную, научно-исследовательскую и методическую документацию для геолого-промысловых работ и работ по добыче углеводородного сырья с применением современных программных комплексов для проектирования технологических процессов, перевооружений, технических устройств, аппаратов и механизмов в процессе разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений</p>

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ04	Вендина Дарья Александровна

Тема работы:

Анализ результатов проведения гидродинамических исследований в низкопроницаемых коллекторах нефтяных месторождений	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№64-40/с от 05.03.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	23.06.2022
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	История развития гидродинамических исследований. Влияние свойств пласта, призабойной зоны пласта и скважины. Влияние физико-химического состава пластового флюида. Нелинейная фильтрация в низкопроницаемом коллекторе. Режим течений в горизонтальных скважинах. Гидродинамические исследования на неустановившихся режимах течения. Роль исследований на установившихся режимах течения. Сравнительная характеристика методов кривой восстановления и анализа добычи. Интерпретация гидродинамических исследований.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и	Профессор, д.э.н., Шарф Ирина Валерьевна

ресурсосбережение	
Социальная ответственность	Доцент, к.т.н., Сечин Андрей Александрович
Английская часть	Профессор, д.ф.н., Матвеевко Ирина Алексеевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Обобщение геолого-физических характеристик месторождений, влияющих на особенности проведения гидродинамических исследований	
Применение методов кривой восстановления давления и анализа добычи для нефтяных скважин месторождения «Х»	
Комплексный подход к проведению гидродинамических исследований в горизонтальных скважинах	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	09.03.2022
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			09.03.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ04	Вендина Дарья Александровна		09.03.2022

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 134 страницы, в том числе 66 рисунков, 17 таблиц. Список литературы включает 44 источника. Работа содержит 3 приложения.

Ключевые слова: гидродинамические исследования, низкопроницаемый коллектор, горизонтальная скважина, кривая восстановления давления, анализ добычи.

Объектом исследования являются горизонтальный участок скважины, низкопроницаемый коллектор нефтяного месторождения «Х».

Цель работы – повышение эффективности проведения гидродинамических исследований в низкопроницаемом коллекторе нефтяных месторождений.

В процессе исследования проводилась интерпретация исследования методом кривой восстановления давления. Интерпретация исследования методом анализа добычи. Сравнение результатов исследований методами кривой восстановления давления и анализа добычи.

В результате исследования рекомендуется увеличить длительность исследования методом кривой восстановления давления в 1,5-2 раза в низкопроницаемом коллекторе.

Основные геологические, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: пластовое давление, проницаемость, гидропроводность, скин-фактор, коэффициент продуктивности, плотность флюида, вязкость флюида, дебит скважины, длительность исследования, диагностический график изменения давления во времени в логарифмических координатах.

Степень внедрения: применение анализа добычи в случае, если кривая восстановления давления недовосстановлена и невозможно определить параметры с помощью исследования методом кривой восстановления давления.

Область применения: горизонтальный участок скважины, низкопроницаемый коллектор нефтяного месторождения «Х».

Экономическая эффективность/значимость работы: рентабельность добывающей скважины во время проведения исследования методом анализа добычи.

В будущем планируется увеличить длительность исследования методом кривой восстановления давления в низкопроницаемом коллекторе.

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- ГДИС** – гидродинамические исследования скважин;
- ПО** – программное обеспечение;
- ПЗП** – призабойная зона пласта;
- ИД** – индикаторная диаграмма;
- АД** – анализ добычи;
- КВД** – кривая восстановления давления;
- КПД** – кривая падения давления;
- КВУ** – кривая восстановления уровня;
- ЭЦН** – установка электроцентробежного насоса;
- ГДИ** – гидродинамические исследования;
- ВСС** – влияние ствола скважины;
- ГРП** – гидроразрыв пласта;
- ТМС** – телеметрическая система;
- ВДП** – верхние дыры перфорации;
- АГЗУ** – автоматическая групповая замерная установка;
- АРД** – аномальный рост давления;
- ВКН** – водонефтяной контакт;
- IARF** – радиальное течение в бесконечном пласте;
- PSS** – псевдоустановившийся режим;
- КРС** – капитальный ремонт скважины;
- СИЗ** – средства индивидуальной защиты;
- ЧС** – чрезвычайные ситуации.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	15
1 ОБОБЩЕНИЕ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК МЕСТОРОЖДЕНИЙ, ВЛИЯЮЩИХ НА ОСОБЕННОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ	17
1.1 История развития гидродинамических исследований	17
1.2 Влияние свойств пласта, призабойной зоны пласта и скважины	23
1.2.1 Влияние ствола скважины	26
1.2.2 Скин-фактор	27
1.2.3 Проницаемость пласта	29
1.2.4 Размер залежи	31
1.2.5 Радиус ствола скважины.....	32
1.2.6 Пористость пласта	32
1.2.7 Мощность пласта.....	34
1.2.8 Общая сжимаемость (флюида и коллектора)	35
1.2.9 Дебит скважины.....	36
1.3 Влияние физико-химического состава пластового флюида.....	37
1.4 Нелинейная фильтрация в низкопроницаемом коллекторе	40
1.5 Режимы течений в горизонтальных скважинах.....	42
2 ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ КРИВОЙ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ И АНАЛИЗА ДОБЫЧИ ДЛЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН МЕСТОРОЖДЕНИЯ X	43
2.1 Гидродинамические исследования на неустановившихся режимах течения	43
2.2 Роль исследований на установившихся режимах течения	53
2.3 Сравнительная характеристика методов кривой восстановления давления и анализа добычи	58

2.4 Интерпретация гидродинамических исследований	59
2.4.1 Анализ исходных данных	59
2.4.2 Анализ результатов гидродинамических исследований	60
2.4.2 Сравнение результатов исследований методами кривой восстановления давления и анализа добычи	75
3 КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ПРОВЕДЕНИЮ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ.....	77
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	82
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	92
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	92
5.2 Производственная безопасность.....	93
5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия.....	95
5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия.....	97
5.2.3 Расчет системы воздухообмена	98
5.3 Экологическая безопасность	100
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	102
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	104
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	105
Приложение А	110
Приложение Б.....	111
Приложение В.....	112

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время разработчики сталкиваются с проблемами при эксплуатации низкопроницаемых пластов. К таким проблемам можно отнести большие коэффициенты падения добычи, слабая приемистость, а также низкая эффективность системы поддержания пластового давления. Получение достоверной информации о продуктивном пласте позволяет точно определить запасы в коллекторе, а также оценить возможность вовлечения в разработку и обеспечить контроль за разработкой месторождения. Гидродинамические исследования позволяют получить информацию о пласте и призабойной зоне пласта. С помощью исследований возможно определить скин-фактор, проницаемость пласта и проанализировать динамику изменения пластового давления.

Одним из эффективных методов вовлечения запасов является бурение горизонтальной скважины. За счет этого можно увеличить охват пласта воздействием. Отличие в проведении исследования в горизонтальных скважинах от исследований в вертикальных скважинах заключается в сложности течений. Объясняется это тем, что приток в данном типе скважин иной в виду геометрических характеристик. Геометрические особенности ствола скважины влияют на процесс перераспределения давления в самом пласте. В случае исследований на скважинах с горизонтальным окончанием, возможно определить работающую длину горизонтального ствола, полудлину крыла трещины, а также безразмерную проводимость трещины, если провели геолого-технические мероприятия (гидроразрыв пласта или обработку призабойной зоны пласта). Также проведение гидродинамических исследований осложнено в низкопроницаемом коллекторе за счет нелинейной фильтрации.

При составлении проектных документов, анализе состояния разработки месторождения, а также при планировании геолого-технологических мероприятий используются результаты гидродинамических исследований. Отметим, что проведение исследования методом кривой восстановления

давления связано с остановкой скважины, что сопровождается потерей нефти помимо затрат на проведение исследования. Исследование методом анализа добычи является альтернативным методом исследования кривой восстановления давления в случае неуспешного проведения исследования кривой восстановления давления.

Таким образом, с целью оценки состояния околоскважинной зоны и параметров удаленной части пласта проводят гидродинамические исследования. С помощью исследований можно осуществлять контроль за разработкой месторождения. Исследования позволяют проводить регулярный мониторинг изменения фильтрационных параметров пласта, а также отслеживать динамику пластового давления.

Актуальность данной работы: применение гидродинамических исследований с целью получения параметров пласта и призабойной зоны пласта.

Целью выпускной квалификационной работы является повышение эффективности проведения гидродинамических исследований в низкопроницаемом коллекторе нефтяных месторождений.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

1. Обобщить геолого-физические характеристики месторождений, влияющих на особенности проведения гидродинамических исследований;
2. Проанализировать условия для применения методов кривой восстановления давления и анализа добычи для добывающих скважин;
3. Обосновать комплексный подход к проведению гидродинамических исследований в горизонтальных скважинах.

Защищаемые положения:

1) Увеличение длительности исследования кривой восстановления давления в 1,5-2 раза в низкопроницаемом коллекторе. Алгоритм изменения графика кривой восстановления давления из-за дебита скважины.

2) Погрешность между результатами исследований методами кривой восстановления давления и анализа добычи составляет не более 20%.

1 ОБОБЩЕНИЕ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК МЕСТОРОЖДЕНИЙ, ВЛИЯЮЩИХ НА ОСОБЕННОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Гидродинамические исследования скважин (ГДИС) представляют собой комплекс исследований, который проводится как на остановленных, так и на работающих скважинах с целью измерения параметров (давление, температура, уровень жидкости и дебит) и дальнейшей интерпретации полученных данных. При проведении ГДИС можно оценить свойства пласта и призабойной зоны пласта (ПЗП) и пластовое давление. К данным свойствам можно отнести такие параметры, как проницаемость, коэффициент продуктивности, гидропроводность, пьезопроводность, скин-фактор и другие. Также можно определить особенности околоскважинной и удаленной зон пласта.

Исследования, проводимые на скважинах, можно разделить на две категории:

- Исследования на установившихся режимах течения – метод индикаторной диаграммы (ИД) и анализа добычи (АД);
- Исследования не установившихся режимах течения – методы кривой восстановления давления (КВД) для нефтяных скважин, кривой падения давления (КПД) для нагнетательных скважин и кривой восстановления уровня (КВУ) для нефтяных скважин [1].

1.1 История развития гидродинамических исследований

Анализ методом КВД стал толчком к совершенствованию и использованию программ, которые используются в настоящее время. В начале это считалось интерпретацией результатов гидродинамических исследований скважин. Анализ проводился на данных, которые получены в ходе проведения исследования. Временное оборудование (рисунок 1), с помощью которого производится запись данных, устанавливается на забое и устье скважины. После этого проводят запуск скважины на заданный режим. Далее после стабилизации добычи во время остановки проводят диагностику [2].

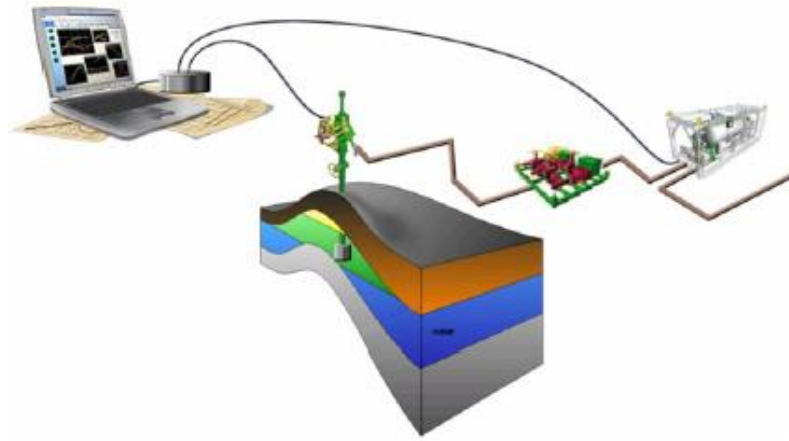


Рисунок 1 – Типовая схема гидродинамического исследования [19]

Для проведения интерпретации необходимы дебиты с анализируемой скважины и с соседних скважин. Также необходимо регистрировать время реагирования изменения забойного давления в период восстановления давления. Однако рекомендуется записывать время реагирования в течение всей истории добычи. Также дополнительно к давлению и дебиту необходимо иметь информацию о физических свойствах пластового флюида, соотношении давления, дебита и объёма, а также геологию и каротажи.

Внедрение гидродинамических исследований было начато в 1950-е годы. Сначала использовалось 2 специальных графика. К данным графикам относят график в полулогарифмическом масштабе, а также графики Миллера-Дайса-Хатчинсона (рисунок 2) и Хорнера (рисунок 3). Недостатком данного метода является то, что на данном графике можно диагностировать только один режим. Данным режимом являлся бесконечный радиальный режим течения. С помощью выбранного режима возможно было определить основные характеристики пласта. Однако позже были внедрены и другие графики. Данные графики позволяли диагностировать следующие режимы течений: линейный, билинейный, псевдоустановившийся и пр. [2].

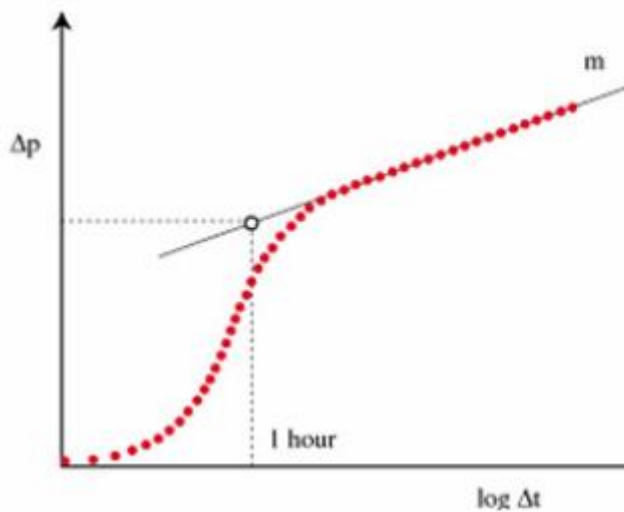


Рисунок 2 – Полулогарифмический график Миллера-Дайса-Хатчинсона [19]

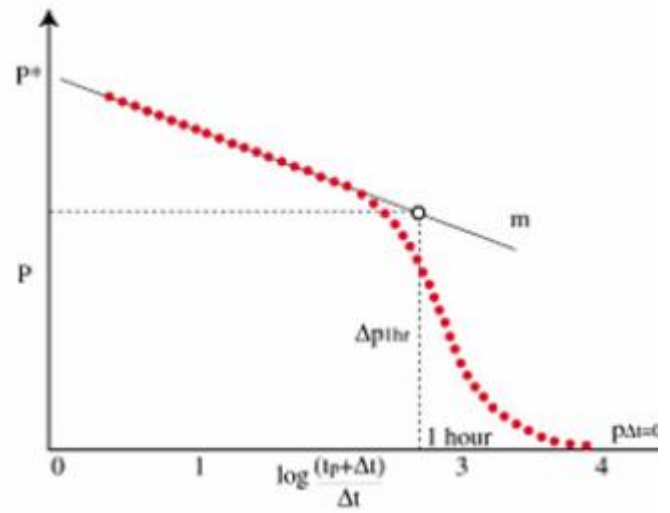


Рисунок 3 –График Хонера [19]

Метод типовых кривых был внедрен в 1970-х гг (рисунок 4). Суть данного метода сводится к построению отклика давления на двойной логарифмической шкале с последующим передвижением графика до совмещения с одной из отпечатанных типовых кривых. Метод типовых кривых характеризуется плохой разрешающей способностью. Производная Бурде позволила более качественно делать интерпретацию данных [3].

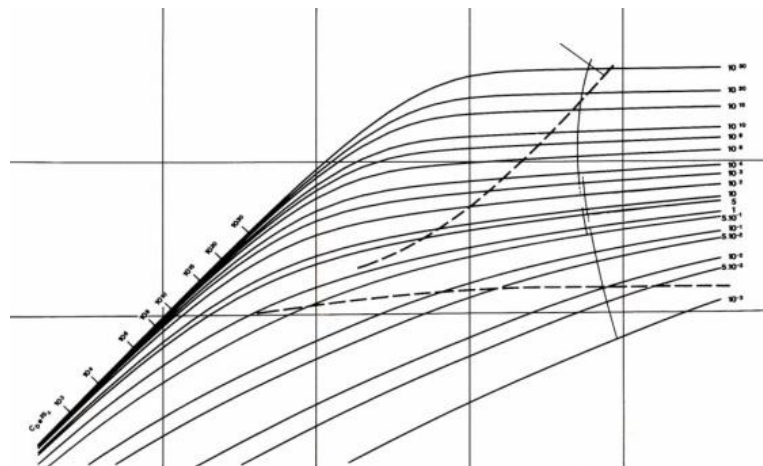


Рисунок 4 – Типовые кривые [19]

Производная Бурде (рисунок 5) разработана в 1983 году. Производная Бурде представляет собой логарифмическую производную давления. Данная производная нанесена на билогарифмический график и является производной

наклона графика в полулогарифмических координатах. Благодаря данной разработке удалось повысить разрешающую способность, а также в целом возможности интерпретации данных.

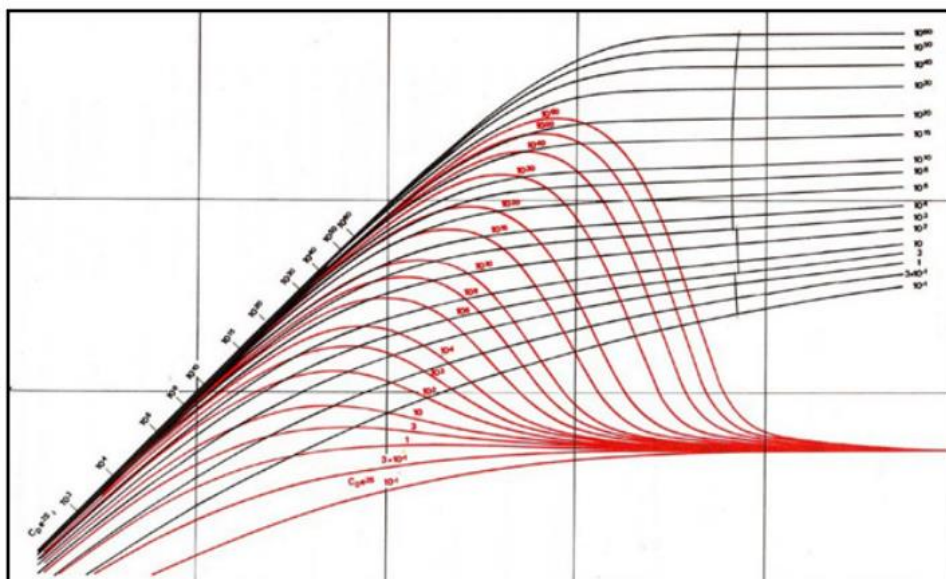


Рисунок 5 – График производной Бурде [19]

Как уже говорилось ранее анализ КВД послужил толчком к созданию программ, которые появились в середине 1980-х гг. Усовершенствованные математические модели, используемые в программах, позволили достичь лучшего совмещения кривых отклика давления при любом изменении среды. Теперь модели стали учитывать полную историю давлений и дебитов. Соответственно, все это позволит создать более точную модель исследования [3].

Диагностика моделей происходит за счет распознавания образов, которые присутствуют в характеристиках чувствительности разных режимов течения, и с помощью производной Бурде. Все эти факторы позволяют более легко определять режимы потока. Инженер принимает решение, какая модель больше подходит для интерпретации.

Однако у данного метода есть свой минус. Недостаток заключается в том, что решения не всегда уникальны. Это означает, что инженеру необходимо искать ответ путем учета всех доступных ему данных со всех источников, не

только результатов гидродинамических исследований (ГДИ). Соответственно, графики Миллера-Дайса-Хатчинсона, Хорнера и другие специальные графики стали лишними, поскольку достоверность исследования обуславливалась моделью и совместимостью с реальными данными. С целью улучшения достоверности результатов нелинейная регрессия привела к современному состоянию интерпретации в ПО Saphir (рисунок 6 и 7).

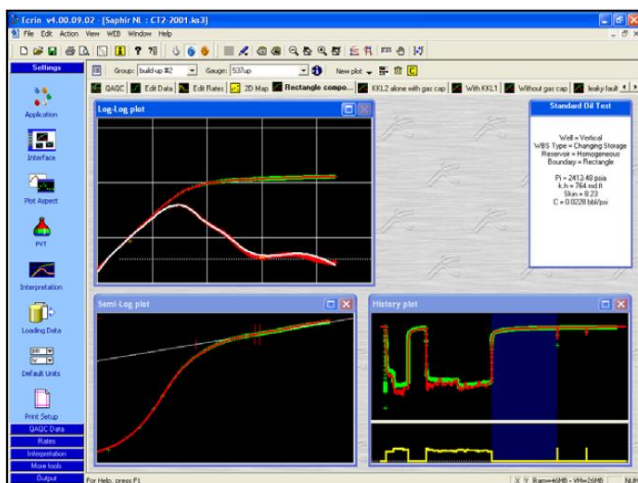


Рисунок 6 – Современный вид гидродинамического исследования на базе персонального компьютера [19]

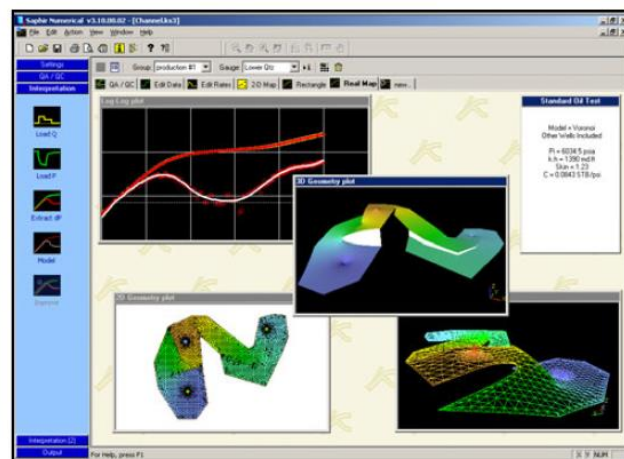


Рисунок 7 – Окно в программном комплексе Saphir [19]

Таким образом, в настоящее время от названия «Интерпретация результатов гидродинамических исследований» перешли к названию «Интерпретация кривых восстановления давления». Изменение названия можно объяснить тем, что суть базового процесса сводится к интерпретации сигнала давления после поправки, при этом учитывается динамика добычи. В программном комплексе Saphir можно построить график в двойном логарифмическом масштабе (рисунок 8). На рисунке 9 представлен график адаптации модели, созданном в ПО Saphir.

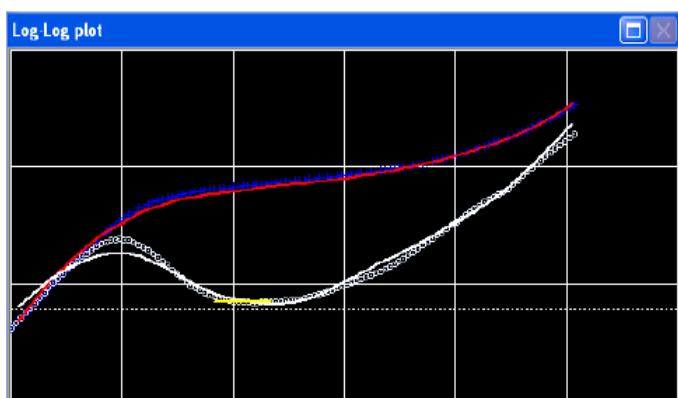


Рисунок 8 – График в двойном логарифмическом масштабе в программном комплексе Saphir [19]

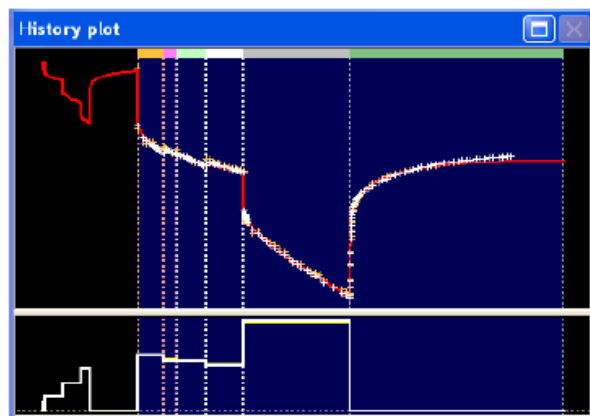


Рисунок 9 – Адаптация модели в программном комплексе Saphir [19]

Интерпретация КВД касалась диагностики полученной кривой, поскольку в последующем использовали полученные данные для принятия решений. Данные решения заключались в корректирующих мерах по скважине. Полученную модель использовали для воспроизводства поведения скважины в будущем.

Анализ добычи проводят, когда известны давления и дебиты и необходима определённая интерпретация или анализ. В данном случае используются результаты стационарных глубинных манометров.

В 1920-х гг. начали применять АД в качестве финансового инструмента на эмпирической основе без какой-либо связи с технологией разработки месторождения. Целью метода являлось определение функции падения, соответствующей прошлой динамике разработки и способствующей прогнозу и оценке будущей прибыли.

Определение экспоненциала постоянного давления, гиперболической и частотной характеристик падения были опубликованы Арпсом в 1940-х гг. Некоторые параметры могли получать количественное выражение с помощью специального анализа.

Далее появились палеточные кривые в 1960-х гг. Данные кривые были также с допущением постоянного динамического давления. Палетка Фетковича соединяла 2 вида кривых. К первому виду относятся кривые для

неустановившегося режима, а для второго вида – отклики, вызванные граничными условиями на позднем этапе времени.

Производная Бурде и персональный компьютер значительно повлияли на развитие ГДИС в 1980-х и 1990-х гг. Прогресс был медленней по анализу добычи. Интерпретации выполнялись с помощью кривых Арпса и Фетковича. Они применялись в качестве приложений, так как они связаны с данными дебитов [4].

Объединение отклика модели и разветвлений падения от Арпса получается за счет обобщения традиционных методов кривых падений и их обобщения с помощью кривых Фетковича. Использование данных методов имеет несколько ограничений:

- Поведение скважины постоянно, что означает скин-фактор не меняется со временем;

- Зона дренирования постоянна. Это означает, что эксплуатационные характеристики соседних скважин также постоянны во времени;

- Забойное давление практически постоянно. По предположению Фетковича: при сглаживании линии давления и равномерном снижении давления можно использовать при интерпретации приведенный дебит.

В настоящее время все чаще применяются новые способы интерпретации, при этом рассмотренные выше методики отходят на второй план.

1.2 Влияние свойств пласта, призабойной зоны пласта и скважины

Все параметры, участвующие в ГДИС можно разделить на 2 группы: известные и неизвестные параметры. «Известные» параметры берутся по исходным данным, «неизвестные» параметры – определяются в ходе интерпретации. К первой группе параметров можно отнести радиус скважины, пористость, сжимаемость системы, вязкость флюида, мощность пласта. Ко второй группе относятся влияние ствола скважины, скин-фактор, проницаемость пласта, размер коллектора.

В данном разделе будет рассмотрено влияние каждого параметра на кривую на диагностическом графике, на полулогарифмическом графике и на графике данных. Одно из значений каждого параметра будет считаться эталонным. Т.е. при данном значении на диагностическом графике будут наблюдаться все 3 режима течения, характерных для горизонтальной скважины: раннее радиальное, линейное и позднее радиальное.

Оценку изменения проницаемости в теории подземной гидромеханики можно сделать с помощью следующих зависимостей (формула 1 и 2) [2]:

- при малых изменениях давления (формула 1):

$$k = k_0 \cdot [1 + a \cdot (p - p_0)], \quad (1)$$

где

k_0 – начальная проницаемость, мкм²;

a – коэффициент сжимаемости, 1/МПа;

p – давление в скважине, МПа;

p_0 – начальное давление, МПа.

- при больших изменениях давления (формула 2):

$$k = k_0 \cdot e^{a \cdot (p - p_0)}. \quad (2)$$

Влияние объема ствола скважины заключается в неравенстве дебитов на устье и забое скважины. Влияние ствола скважины (ВСС) оказывает влияние на перераспределение забойного давления. Причинами ВСС могут служить меняющийся уровень флюида в скважине или расширение / сжатие флюида в скважине. ВСС характеризуется коэффициентом влияния объема ствола скважины (формула 3 и 4).

$$C_s = - \frac{\Delta V}{\Delta P}, \quad (3)$$

где

ΔV – изменение объема флюида в стволе скважины, м³;

ΔP – изменение забойного давления, атм.

$$C_s = c \cdot V_w, \quad (4)$$

где

V_w – объем флюида в стволе скважины, м³;

c – сжимаемость флюида в стволе скважины, атм^{-1} .

Скин-эффект (формулы 5 и 6) заключается в дополнительном перепаде давления помимо перепада, вызванного радиальным притоком к скважине. В случае если проницаемость ПЗП стала выше общей проницаемости пласта по причине интенсификации притока к скважине, то скин-фактор принимает отрицательные значения. Однако если скин-фактор положительный, то это говорит о загрязнении призабойной зоны. При положительном скин-факторе перепад давления больше, чем при отрицательном скин-факторе.

$$S = \frac{\Delta p_s}{18,41 \cdot \frac{q \cdot \mu}{k \cdot h}} = \frac{p_{wf} - p_w}{18,41 \cdot \frac{q \cdot \mu'}{k \cdot h}} \quad (5)$$

где

k – однородная проницаемость по всему пласту, мД;

p_{wf} – реальное забойное давление, атм;

p_w – забойное давление для однородной ($k = \text{const}$) радиальной модели пласта, атм;

Δp_s – скачок давления по сравнению с идеальным профилем давления, атм;

h – продуктивная толщина пласта, м;

μ – вязкость флюида, спз;

q – дебит скважины, $\text{м}^3/\text{сут}$.

$$S = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \cdot \ln \frac{r_s}{r_w}, \quad (6)$$

где

k_s – проницаемость в загрязненной ПЗП, мД;

r_s – радиус зоны с ухудшенными фильтрационными характеристиками вокруг скважины, м;

r_w – радиус скважины, м.

Существует эквивалентность между радиусом ствола и скин-фактором. Относительно эквивалентного радиуса можно определить такой параметр, как скин-фактор (формула 7):

$$r_{we} = r_w \cdot e^{-S}, \quad (7)$$

где

r_{we} – эквивалентный радиус, м;

r_w – радиус ствола скважины, м;

S – скин-фактор.

На пористость оказывают значительное влияние деформационные процессы (формула 8) [2]:

$$m = m_0 \cdot e^{-\beta_c \frac{p_0 - p}{m_0}}, \quad (8)$$

где

m_0 – начальная пористость, %;

β_c – сжимаемость системы, МПа⁻¹.

Под общей сжимаемостью понимается совокупность сжимаемостей породы и флюида (формула 9).

$$c_t = c_f + S_o \cdot c_o + S_w \cdot c_w, \quad (9)$$

где

c_f, c_o, c_w – сжимаемость породы, нефти и воды соответственно, атм⁻¹;

S_o, S_w – нефте- и водонасыщенность соответственно.

Гидропроводность можно определить по формуле 10.

$$\varepsilon = \frac{k \cdot h}{\mu}. \quad (10)$$

1.2.1 Влияние ствола скважины

ВСС может серьезно отразиться на качестве ГДИС. Гуд и Тамбинаягам [5] отмечали, что влияние объема в горизонтальной скважине длится дольше, чем в вертикальной скважине в таком же пласте, поскольку объем ствола скважины в первом случае больше и поскольку анизотропия снижает эффективную проницаемость для горизонтальной скважины. Отсутствие начального радиального режима течения при малых временах, вызванное влиянием объема ствола скважины, не позволяет определять истинные значения механического скин-фактора и вертикальной проницаемости, которые могут быть определены лишь в этот период времени [6].

Во время раннего радиального течения коэффициент ВСС оказывает значительное влияние (рисунок 10). Влияние увеличивается в логарифмическом временном масштабе. В период линейного течения влияние ствола скважины исчезает. Также в данный период происходит объединение всех откликов в позднее время, в плане как давления, так и производной. Влияние объема ствола скважины скрывает бесконечно действующее радиальное течение по времени, которое пропорционально значению ВСС. Во время позднего радиального течения коэффициент ВСС не влияет на отклик.

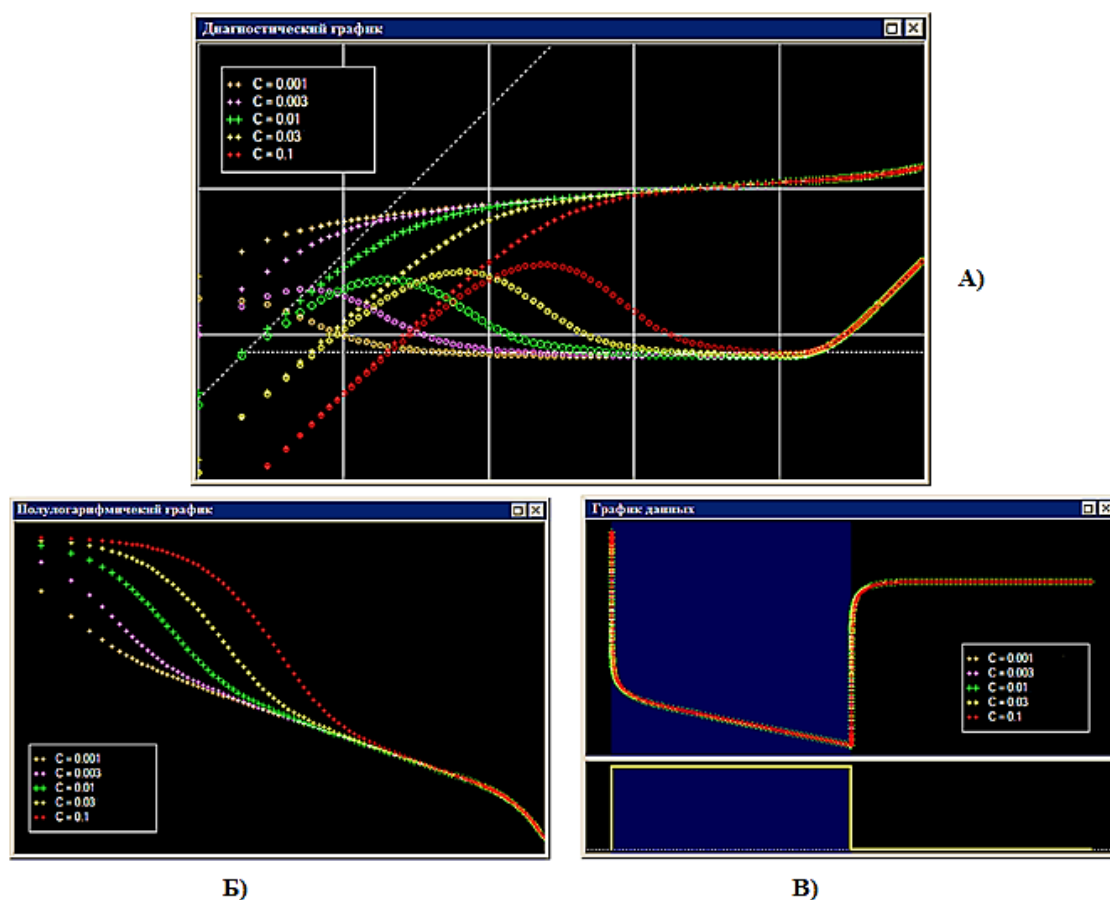


Рисунок 10 – Влияние ствола скважины на диагностическом графике (А), на полулогарифмическом графике (Б) и на графике данных (В)
 $C = 0,001; 0,003; 0,01$ (эталон); $0,03; 0,1 \text{ м}^3/(\text{кг}/\text{см}^2)$ [19]

1.2.2 Скин-фактор

Изменение свойств коллектора и пластовой жидкости позволяет определить неоднородности в пласте. В случае неизменности характеристик коллектора и изменения характеристик жидкости за счет влияния вытеснения

водой нефти с помощью сопоставления кривых можно определить характер вытеснения. Данные кривые регистрируются в разные периоды времени. Исследования методом КВД дают значительную информацию о пласте и ПЗП. Определение скин-фактора является оценкой состояния ПЗП [7].

В период раннего радиального течения (рисунок 11) скин-фактор не влияет на положение единичного уклона. В этот период происходит чистое накопление ствола. Однако скин-фактор оказывает влияние на амплитуду подъема (горба) на кривой. Чем выше рассматриваемый параметр, тем выше подъем. Таким образом, задерживается время наступления радиального течения.

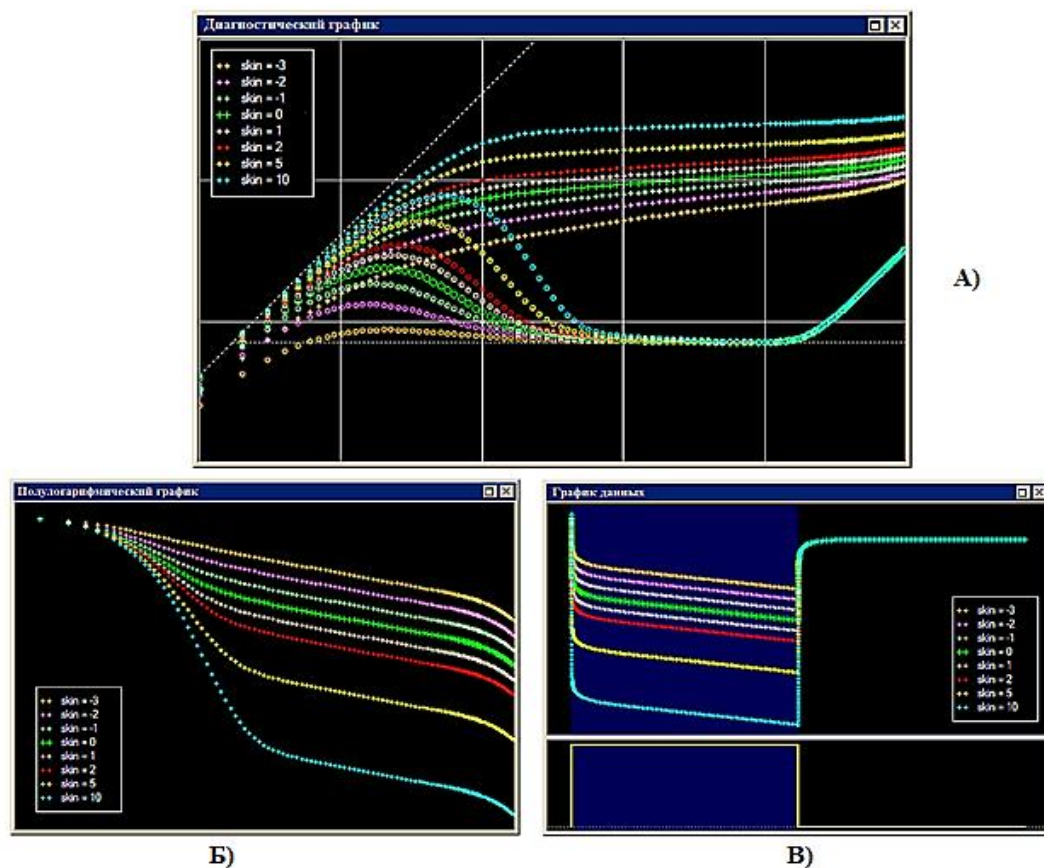


Рисунок 11 – Влияние скин-фактора на диагностическом графике (А), на полулогарифмическом графике (Б) и на графике данных (В)
 $S = -3; -2; -1; 0$ (эталон); 1; 2; 5; 10 [19]

Когда достигнуто время линейного течения, скин-фактор не оказывает влияния на вертикальное положение производной. Тем не менее, данный параметр имеет кумулятивное действие на амплитуду давления. На графике в

полулогарифмическом масштабе отклики будут параллельные. Скин-фактор не оказывает влияния на время достижения позднего радиального течения и на отклик производной в позднее время. Однако кумулятивное влияние фактора на давление остается. В свою очередь, отклики «изгибаются» и по достижении позднего времени остаются параллельными.

1.2.3 Проницаемость пласта

В период эксплуатации месторождения происходит изменение свойств коллектора. Стоит отметить, что происходит перераспределение напряжения вышележащих горных пород в результате чего отмечается падение давления в пласте. Система блоков и трещин составляет структуру трещиноватого коллектора. Это объясняет то, что в период эксплуатации возможно значительное изменение такого параметра, как раскрытость трещин.

В период раннего радиального и линейного течений (рисунок 12) производные отклики имеют ту же форму. Тем не менее отклики движутся параллельно вдоль линии влияния объема ствола единичного уклона. Если коллектор реагирует быстрее и раньше происходит отклонение от чистого накопления ствола, то это говорит о высокой проницаемости. Уровнем стабилизации производной считается наклон на графике в полулогарифмическом масштабе. Уровень стабилизации обратно пропорционален проницаемости. Из-за этого на графике в полулогарифмическом масштабе отклики расходятся. Однако при этом проницаемость обратно пропорциональна разным углам наклона.

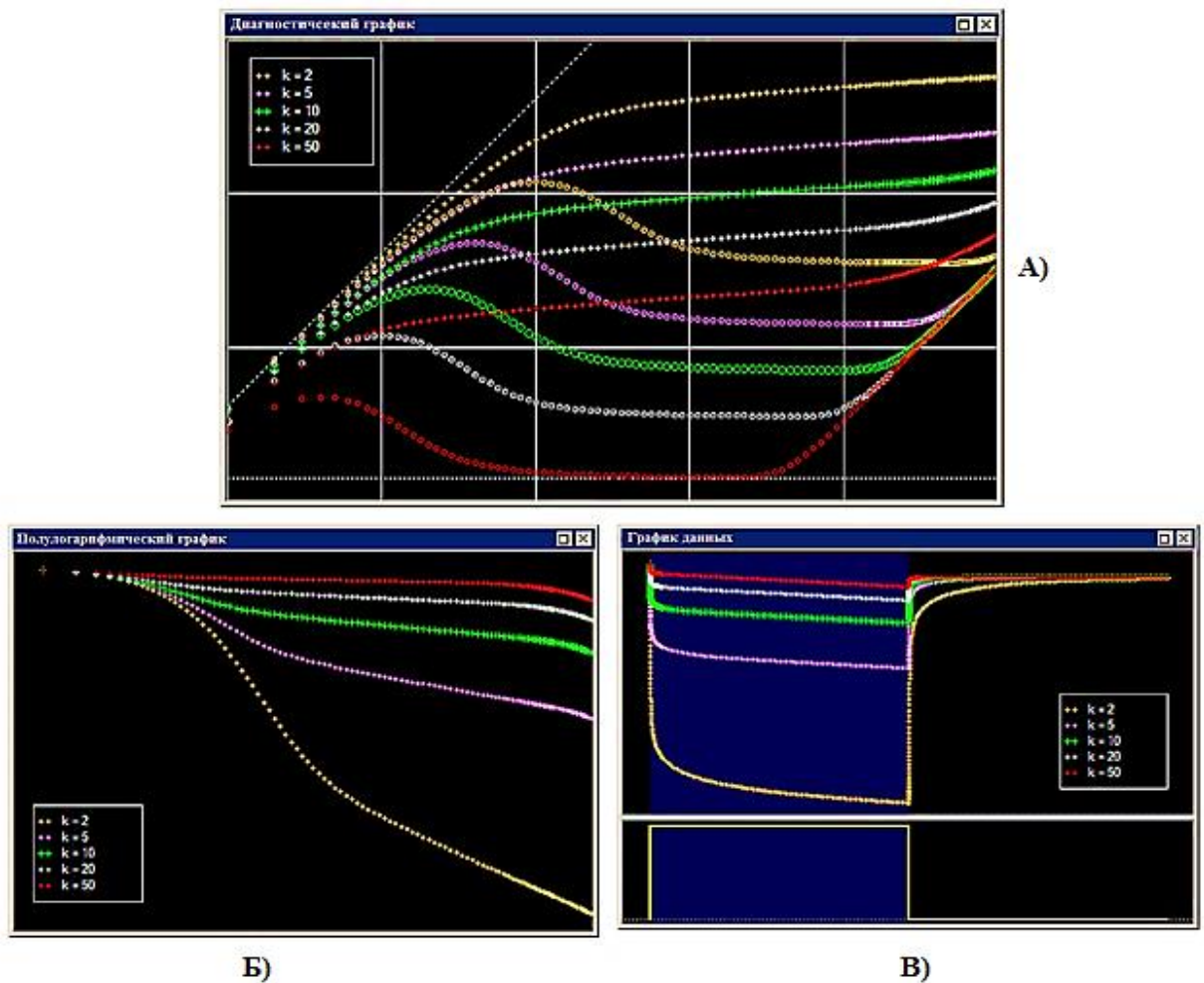


Рисунок 12 – Влияние проницаемости на диагностическом графике (А), на полулогарифмическом графике (Б) и на графике данных (В)
 $k = 2; 5; 10$ (эталон); $20; 50$ мД [19]

В период позднего радиального течения происходит объединение в единичный удельный наклон всех производных сигналов. Объясняется это тем, что проницаемость не влияет на уравнение материального баланса (формула 11). Тем не менее данный параметр характеризуется кумулятивным действием. Соответственно, отклики объединяются не на реакции изменения давления, а на производной.

$$V_{fi} \cdot (S_{oi} - S_o) + V_{fi} \cdot (S_{wi} - S_w) + (V_f - V_{fi}) = N_p \cdot B_o, \quad (11)$$

где

V_{fi}, V_f – начальный и текущий поровый объем, m^3 ;

S_{oi}, S_o – начальная и текущая нефтенасыщенность;

S_{wi}, S_w – начальная и текущая водонасыщенность;

N_p – добытый объем нефти в поверхностных условиях, m^3 ;

V_o – объемный коэффициент нефти, m^3/m^3 .

1.2.4 Размер залежи

По графикам (рисунок 13) видно, что размер залежи не влияет в период раннего радиального и линейного течений. От этого параметра зависит время, через которое в скважине будет наблюдаться позднее радиальное течение. Когда возникает позднее радиальное течение, отмечается обратная зависимость между уклоном на отклике давления, на графике динамики и объемом коллектора, и, соответственно, отмечается обратная зависимость и для квадрата радиуса залежи.

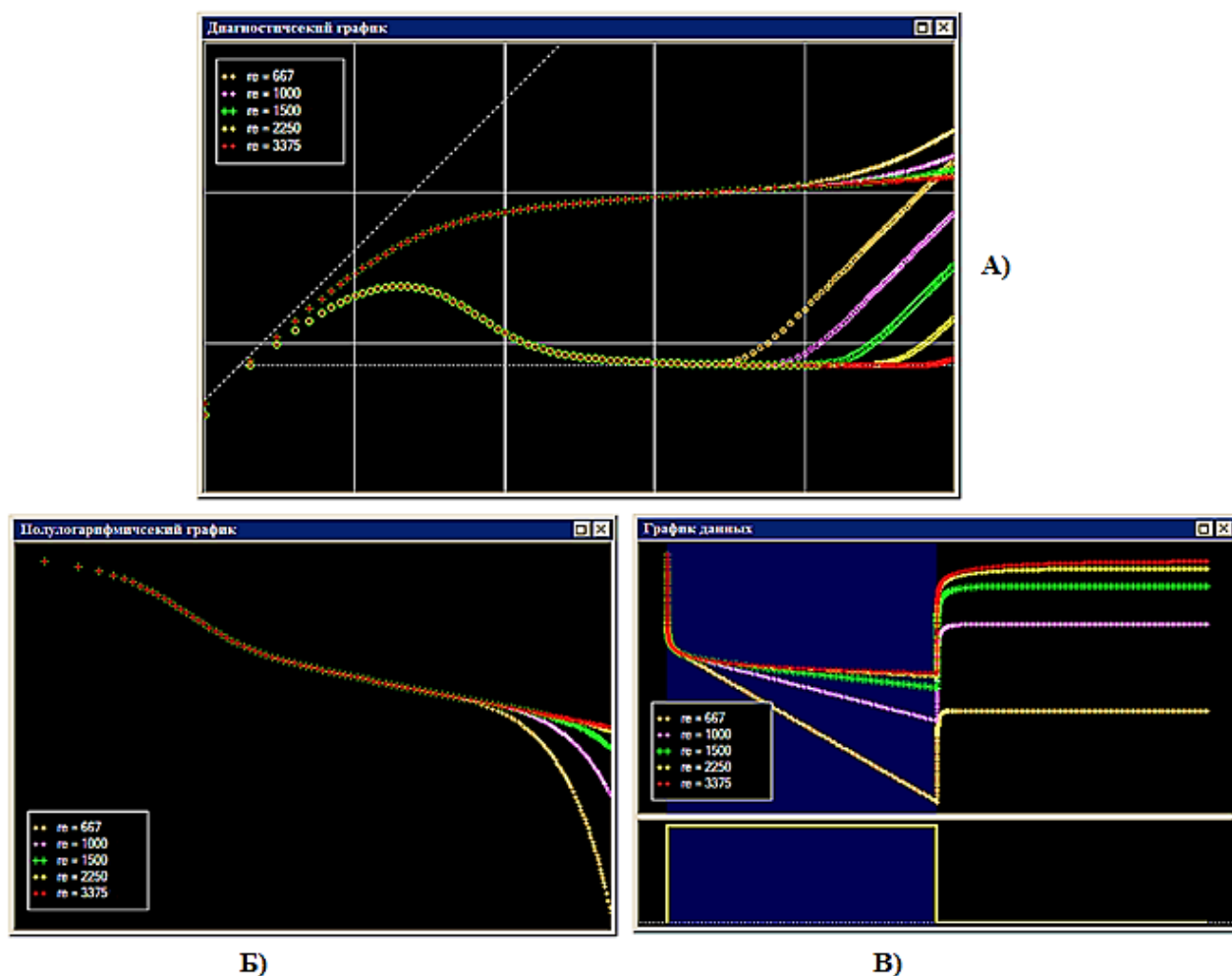


Рисунок 13 – Влияние размера залежи на диагностическом графике (А), на полулогарифмическом графике (Б) и на графике данных (В)
 $r_e = 667; 1000; 1500$ (эталон); $2250; 3375 m^2$ [19]

1.2.5 Радиус ствола скважины

Влияние скин-фактора и радиуса ствола скважин совпадают на графиках. Амплитуда горба производной (рисунок 14) в период раннего радиального течения не оказывает влияния на производную в периоды линейного и позднего радиального течений. Однако можно выделить отличие, которое заключается в изменении давления. Давление остается постоянным, когда больше нет эффектов накопления ствола.

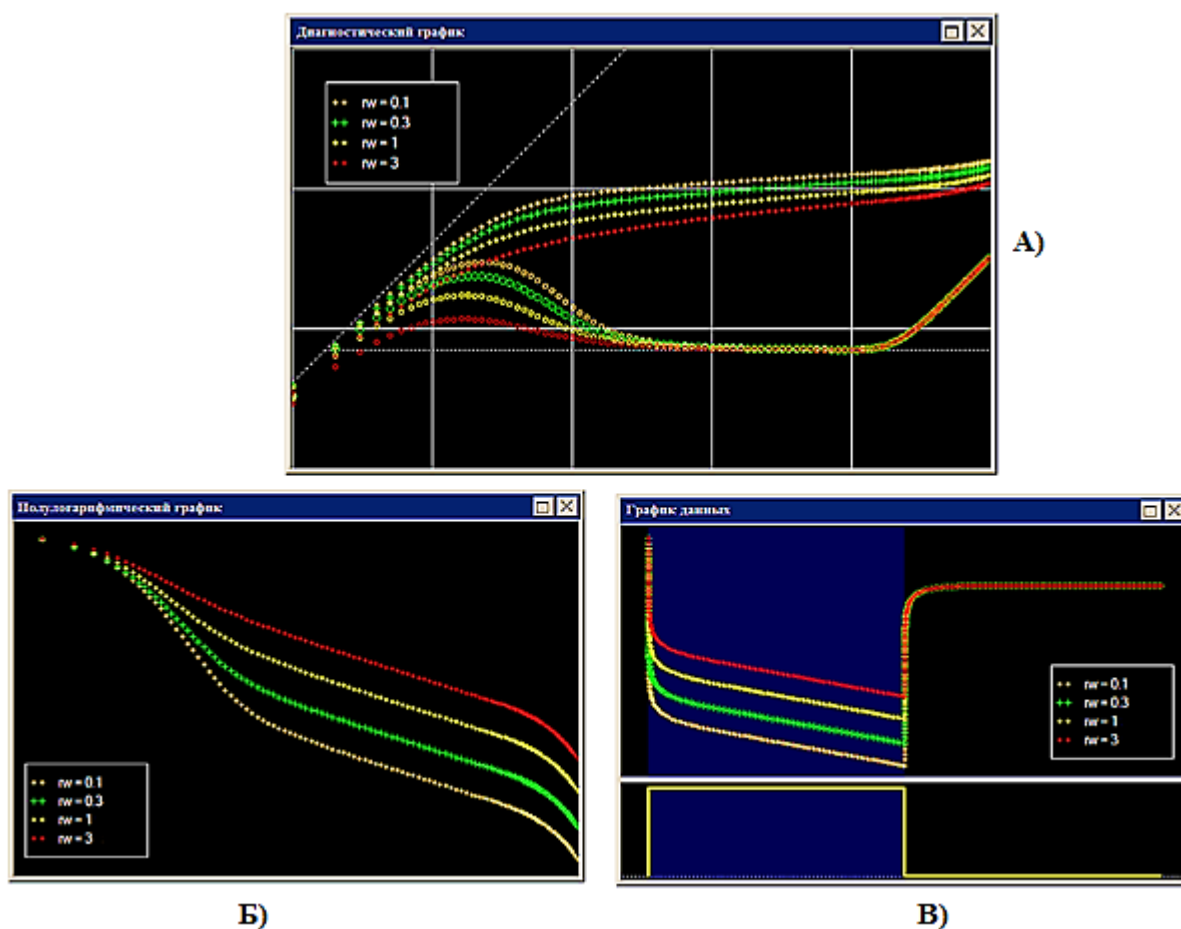


Рисунок 14 – Влияние радиуса ствола скважины на диагностическом графике (А), на полулогарифмическом графике (Б) и на графике данных (В)
 $r_w = 0,1; 0,3$ (эталон); 1; 3 м [19]

1.2.6 Пористость пласта

В периоды раннего радиального и линейного течений изменение пористости (рисунок 15) влияет также, как и скин-фактор или радиус скважины. Наиболее высокий горб на производной в период раннего времени

характерен для меньшей пористости. Однако не отмечается изменения уровня производной, когда достигается период линейного течения. Происходит поддержание кумулятивного изменения в отклике давления. Соответственно, на графике в полулогарифмическом масштабе отмечаются параллельные линии времени линейного течения.

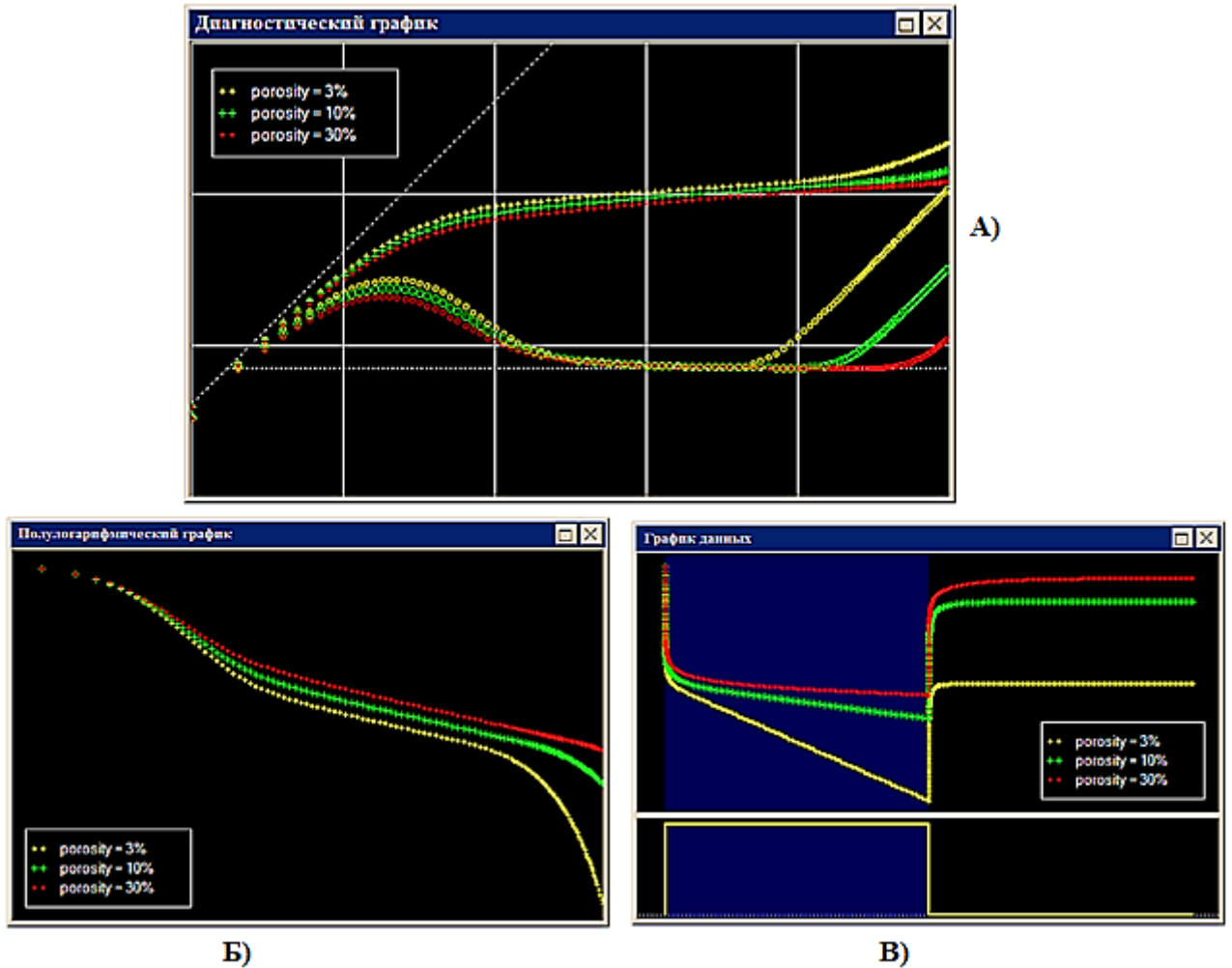


Рисунок 15 – Влияние пористости на диагностическом графике (А), на полулогарифмическом графике (Б) и на графике данных (В)
 $\phi = 3; 10$ (эталон); 30 % [19]

В период позднего радиального течения влияние пористости имеет противоположный характер. Данный параметр оказывает влияние на время обнаружения границы и на уравнение материального баланса. Время обнаружения границ и положение единичного уклона позднего радиального течения прямо пропорциональны пористости. Однако стоит отметить, что произойдёт переоценка расстояния до границы на 5% и размера коллектора на

10% при недооценке пористости на 10%. Тем не менее, правильным останется суммарный объем порового пространства.

1.2.7 Мощность пласта

Для интерпретации ГДИ следует использовать эффективную мощность пласта. В период раннего радиального и линейного течений влияние мощности (рисунок 16) аналогично влиянию проницаемости и противоположно вязкости. Соответственно, гидропроводность задает отклик на раннем этапе времени помимо скин-фактора и ВСС.

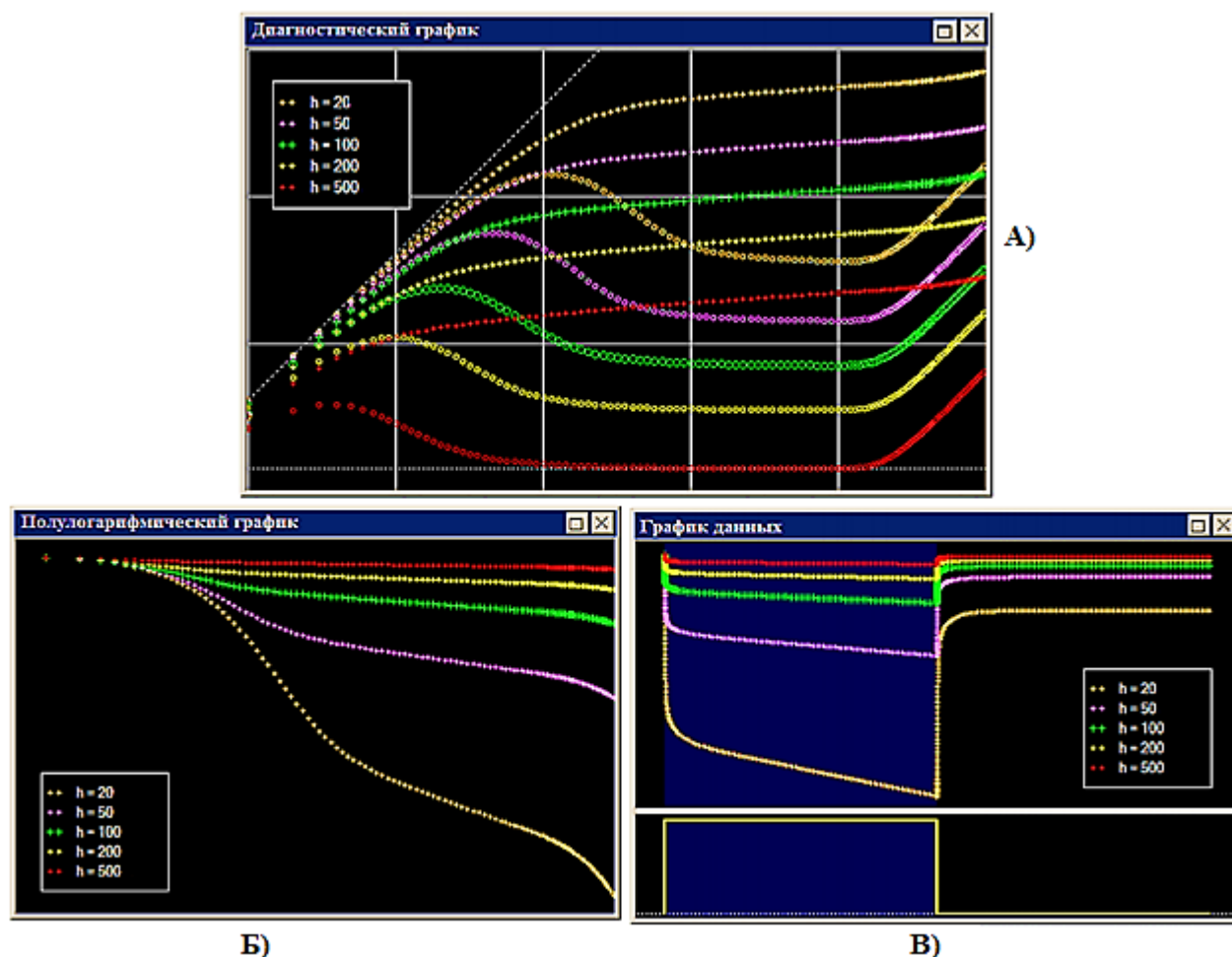


Рисунок 16 – Влияние мощности коллектора на диагностическом графике (А), на полулогарифмическом графике (Б) и на графике данных (В)
 $h = 20; 50; 100$ (эталон); $200; 500$ м [19]

В отличие от проницаемости и вязкости, в период позднего радиального течения рассматриваемый параметр влияет в период позднего времени на расчет материального баланса. Кроме того, время, в период которого

происходит ввод производной из линейного течения в направлении позднего радиального течения, не меняется. Соответственно, влияние мощности на положение прямой линии позднего радиального течения аналогично чувствительности к пористости коллектора или сжимаемости.

1.2.8 Общая сжимаемость (флюида и коллектора)

Совпадение чувствительности сжимаемости с пористостью отмечается на всех периодах. Более высокий горб производной в период раннего времени характерен для меньшей сжимаемости (рисунок 17). На уровень производной не оказывает влияние сжимаемость. Однако сжимаемость имеет кумулятивное действие на давление. Во время позднего радиального течения сжимаемость влияет на время обнаружения границы и на уравнение материального баланса.

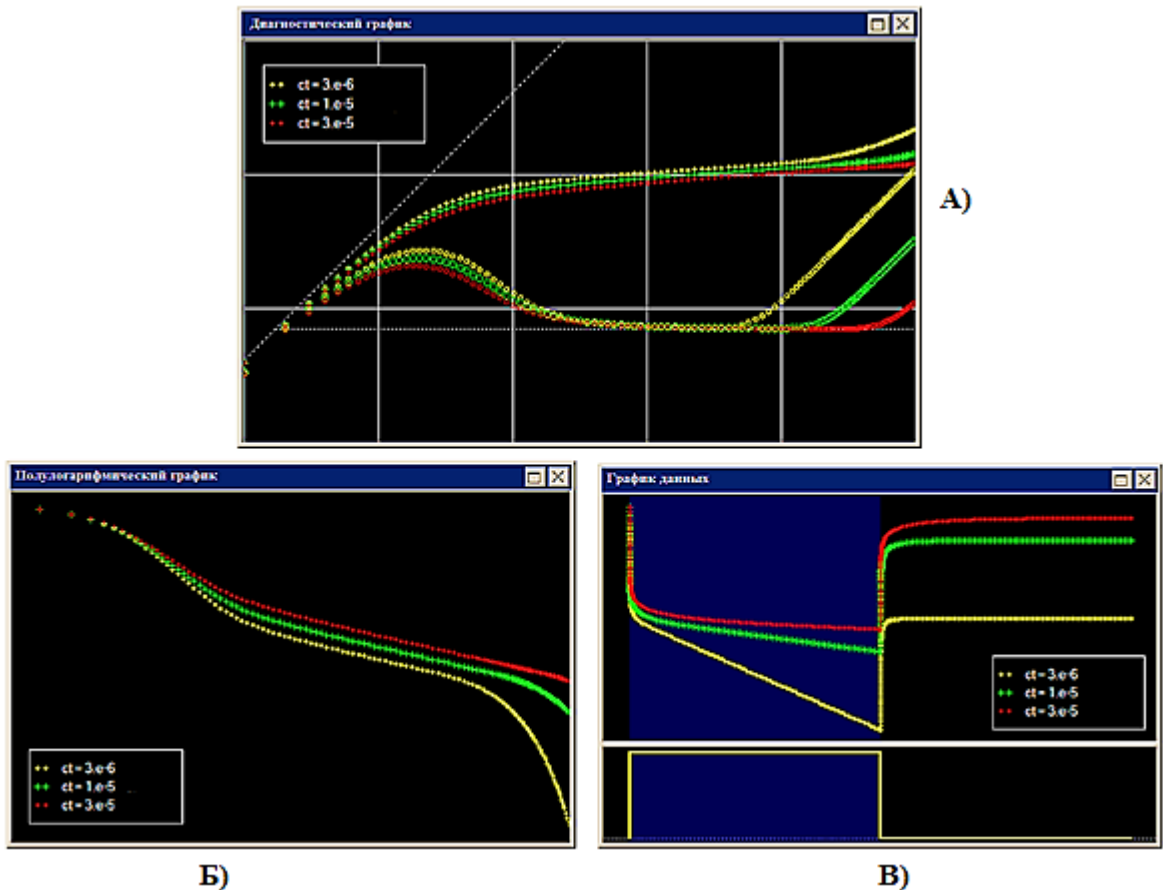


Рисунок 17 – Влияние полной сжимаемости на диагностическом графике (А), на полулогарифмическом графике (Б) и на графике данных (В)
 $c_t = 3 \cdot 10^{-6}; 1 \cdot 10^{-5}$ (эталон); $3 \cdot 10^{-5}$ атм⁻¹ [19]

1.2.9 Дебит скважины

Влияние дебита скважины заключается в смещении отклика в двойном логарифмическом масштабе по вертикали (рисунок 18). В свою очередь, происходит вертикальное сжатие или расширение графиков в полулогарифмическом масштабе. Однако начальное давление является неподвижной точкой.

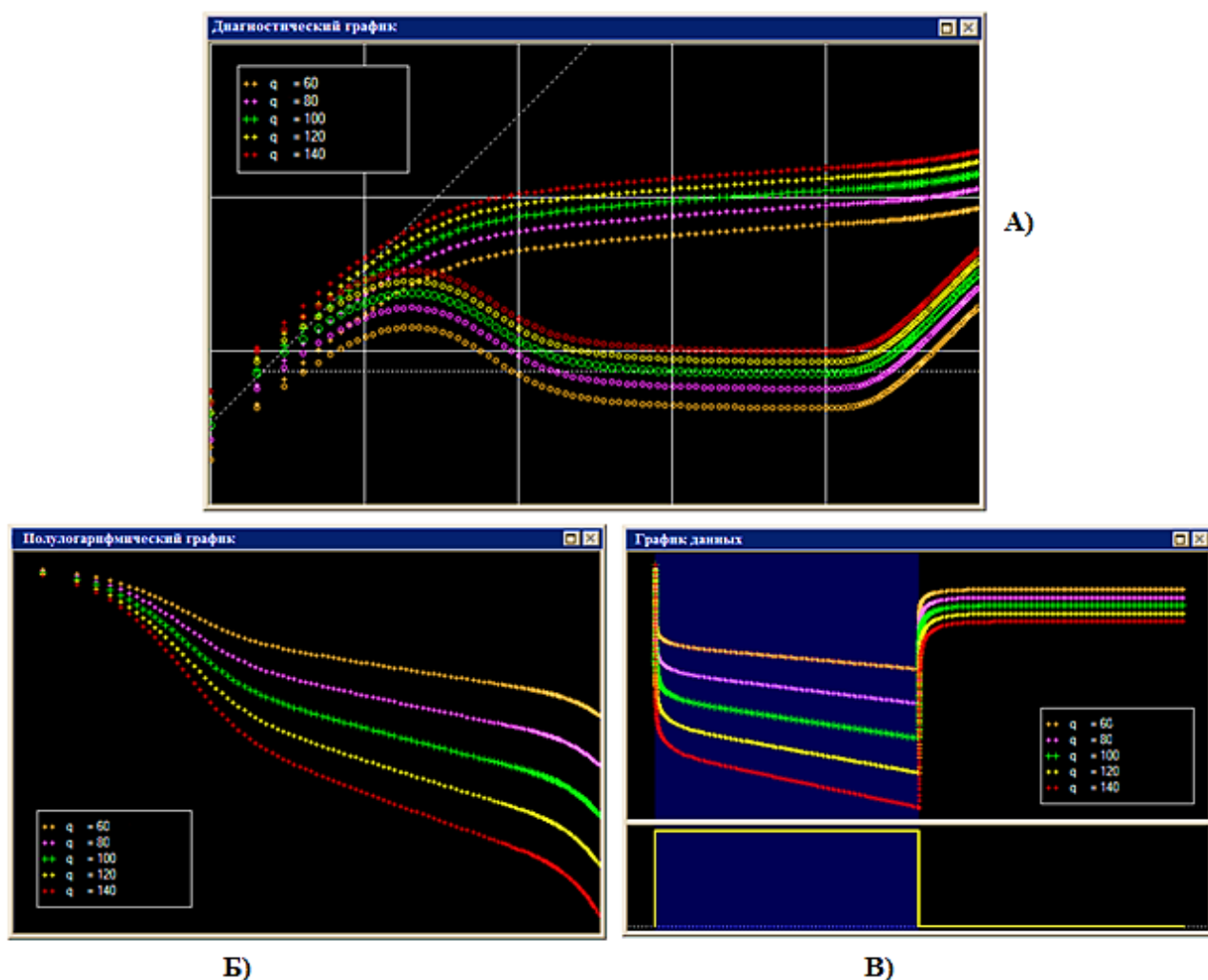


Рисунок 18 – Влияние значения дебита на диагностическом графике (А), на полулогарифмическом графике (Б) и на графике данных (В)
 $q = 60; 80; 100$ (эталон); $120; 140 \text{ м}^3/\text{сут}$ [19]

При загрузке дебита исследования, также загружаем предысторию работы скважины. Существует эмпирическое правило о том, что период предыстории должен быть минимум в 5 раз больше времени исследования [16]. При исследовании горизонтальной скважины или исследовании в

низкопроницаемых коллекторах рекомендуется увеличить длительность исследования в 1,5-2 раза.

1.3 Влияние физико-химического состава пластового флюида

На результаты гидродинамических исследований оказывают влияние не только свойства пласта, призабойной зоны пласта и свойства скважины, но и физико-химические свойства пластового флюида. Наибольшее влияние оказывает вязкость флюида.

Существует много разных формул для определения вязкости в зависимости от температуры, однако наиболее употребляемой является эмпирическая формула Вальтера (формула 12). С помощью данной формулы можно определить кинематическую вязкость. В интерпретации ГДИС применяется динамическая вязкость флюида. Существует зависимость между кинематической и динамической вязкостью (формула 13).

$$\lg(\lg(100 \cdot \nu + c)) = a + b \cdot \lg T, \quad (12)$$

где

ν – кинематическая вязкость, м²/с;

T – абсолютная температура, К;

a , b и c – эмпирические коэффициенты, которые характеризуют исследуемую жидкость (определяются по трем экспериментальным точкам). Коэффициент c принимают равным 0,8. Коэффициенты a и b определяют кривизну кривой изменения вязкости от температуры.

$$\nu = \frac{\mu}{\rho}, \quad (13)$$

где

μ – динамическая вязкость, Па·с;

ρ – плотность жидкости, кг/м³.

При интерпретации исследования необходимо рассчитать объемный коэффициент (формула 14) и вязкость флюида (формула 15).

$$B = \frac{W \cdot B_w}{100} + \frac{B_o \cdot (1 - W)}{100}, \quad (14)$$

где

W – обводненность, %;

V_w – объемный коэффициент воды, м³/м³;

V_o – объемный коэффициент нефти, м³/м³.

$$\mu = \frac{W \cdot \mu_w}{100} + \frac{\mu_o \cdot (1 - W)}{100}, \quad (15)$$

где

μ_w – вязкость воды, сПз;

μ_o – вязкость нефти, сПз.

Соответственно, на результаты ГДИС оказывают влияние не только вязкость, но и обводненность, плотность, температура и объёмный коэффициент. Тем не менее все указанные параметр влияют на значение вязкости, поэтому далее рассмотрим влияния вязкости на результаты исследования.

На диагностическом графике, полулогарифмическом графике и графике добычи отмечается чувствительность к такому параметру, как вязкость. Во время раннего радиального течения и во время линейного течения производные отклики имеют ту же форму. Тем не менее, для откликов характерно параллельное движение вдоль линии влияния объема ствола единичного уклона [8].

Стоит отметить, что более низкой вязкости свойственна более быстрая реакция коллектора, а также более раннее отклонение от чистого накопления ствола. Пропорциональными вязкости остаются уровни стабилизации углов уклона производной и полулогарифмической шкалы (рисунок 19). Во время позднего радиального течения все производные сигналы объединяются в единичный удельный уклон.

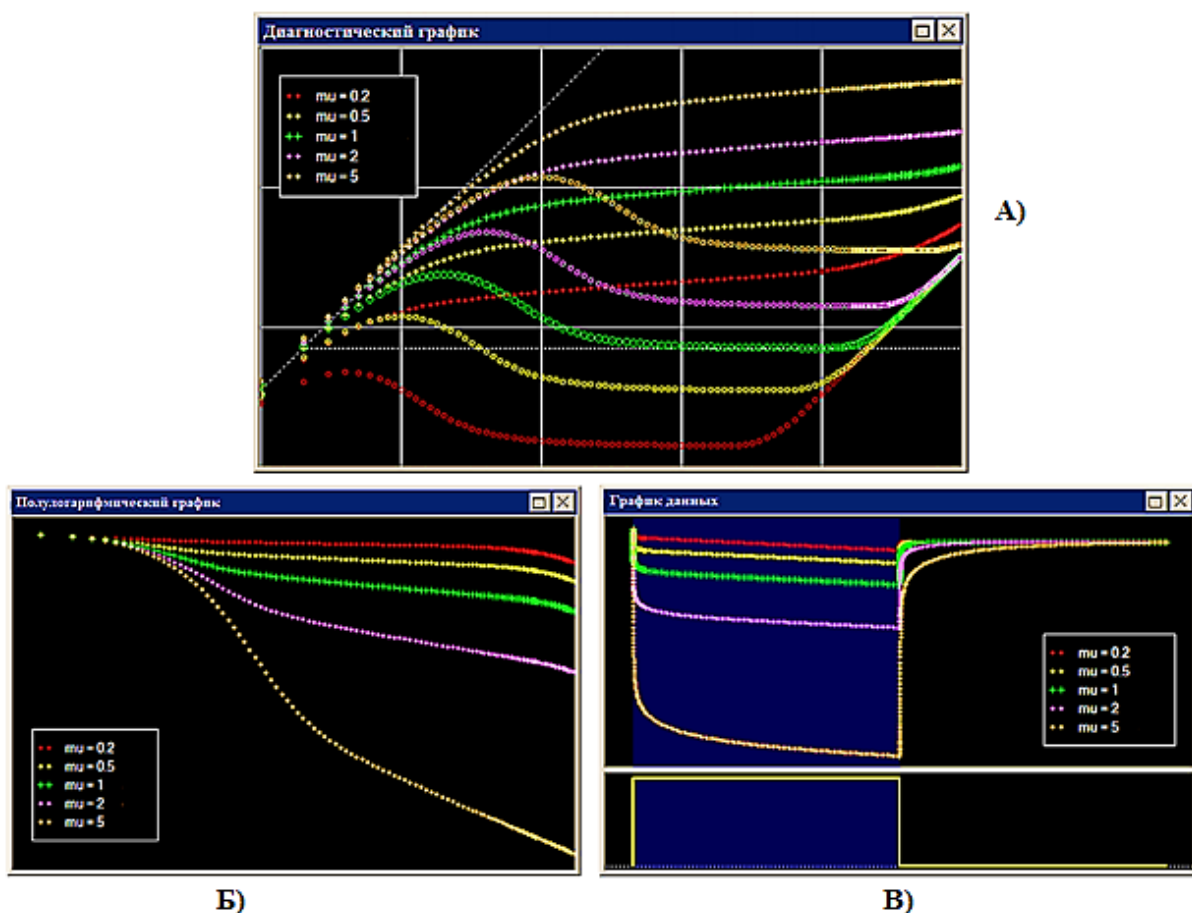


Рисунок 19 – Влияние вязкости флюида на диагностическом графике (А), на полулогарифмическом графике (Б) и на графике данных (Б)
 $\mu = 0,2; 0,5; 1$ (эталон); $2; 5$ сПз [19]

Таким образом, чувствительность вязкости совпадает с чувствительностью к параметру, обратному проницаемости на всех частях графика. Это означает, что мы имеем еще одну определяющую группу. Данный параметр является гидропроводностью.

Рассмотрев влияние свойств пласта, призабойной зоны пласта и пластового флюида, можно сделать вывод, что переоценка одного из параметров приведет к переоценке или недооценке других параметров. Для этого составим таблицу (таблица 1), в которой отразим влияние параметров друг на друга [4].

Таблица 1 – Влияние ошибок на параметры

Параметры	Накопление и скин-фактор		Проницаемость k	Граница	
	C	S		Площадь	Расстояние
r _w ↑ 10%	-	↑ 0,1	-	-	-
φ ↑ 10%	-	-	-	↓ 10%	↓ 5%
c _t ↑ 10%	-	-	-	↓ 10%	↓ 5%
μ ↑ 10%	-	-	↑ 10%	-	-
h ↑ 10%	-	-	↓ 10%	↓ 10%	↓ 5%
q·B ↑ 10%	↑ 10%	-	↑ 10%	↑ 10%	↑ 5%

1.4 Нелинейная фильтрация в низкопроницаемом коллекторе

Традиционно закон фильтрации движущейся фазы коллекторов описывают линейным законом Дарси (формула 16). Для данных коллекторов характерно пренебрежимо малое межфазное взаимодействие, в следствие чего это взаимодействие не отражается на закономерности фильтрации [25].

$$V = \frac{k}{\mu} \cdot grad p, \quad (16)$$

где

V – скорость фильтрации движущейся фазы, м³/с;

grad p – градиент давления, МПа/м;

k – проницаемость пласта, мкм²;

μ – вязкость флюида, мПа·с.

Однако в низкопроницаемом коллекторе фильтрация отличается от фильтрации в высокопроницаемом коллекторе. Отличие заключается в характере и законе фильтрации. Это объясняется тем, что в низкопроницаемом коллекторе присутствуют капилляры с малым радиусом. Характеристикой данного типа коллектора являются высокие фильтрационные сопротивления и сложная структура.

Стоит отметить, что немаловажное значение имеют силы, действующие между жидкостью и твердой фазой, т.е. молекулярные силы. Однако если в

пласте происходит двухфазная фильтрация, то капиллярные силы имеют большие значения. Объяснить это можно тем, что в данном случае из-за малого радиуса пор оказывается более сильное влияние на фильтрацию.

Поэтому для описания нелинейной фильтрации используют обобщенный закон фильтрации Дарси с предельным градиентом давления (формула 17) [26].

$$V = -\frac{k}{\mu} \cdot \text{grad } p \cdot \eta, \quad (17)$$

где

η – безразмерный коэффициент, который учитывает фактор нелинейности (формула 18).

$$\begin{cases} \eta = 1 - \left(\frac{q}{\text{grad } p}\right)^\gamma & \text{при } |\text{grad } p| \geq q, \\ \eta = 0 & \text{при } |\text{grad } p| < q, \end{cases} \quad (18)$$

где

q – предельный градиент давления, МПа/м;

γ – показатель степени, определяющий темп выхода закона фильтрации к линейному закону Дарси с ростом величины градиента давления. А.Х. Мирзаджанзаде впервые предложил обобщенный закон Дарси, который описывал фильтрацию неньютоновской нефти. В данном случае показатель степени равен 1. Также показатель может быть равен $\frac{1}{2}$ и 2 для случаев низкого и высокого темпа выхода к линейному закону фильтрации.

Влияние межфазных взаимодействий между фильтрующимся флюидом и внутриводной поверхностью представляют специфику фильтрации в низкопроницаемом пласте. Отметим, что в низкопроницаемом терригенном коллекторе происходит увеличение содержания глинистых частиц. Данные частицы обладают повышенной поверхностной активностью [27].

Отметим, что при поступлении воды происходят термодинамические и физико-химические изменения, что приводит к разбуханию глинистых частиц и адсорбции жидкости на них. За счет этого происходит существенное снижение проницаемости. Также отметим, что низкопроницаемый коллектор

характеризуется большой удельной поверхностью. Соответственно, в данном коллекторе водонасыщенность выше, чем в высокопроницаемых пластах [29].

Спецификой низкопроницаемого коллектора служит повышение доли микропор, различия поровых размеров между микро- и макро-порами, а также при снижении проницаемости увеличение удельной поверхности. Благодаря данной специфике при фильтрации происходят аномальные проявления сил взаимодействия между флюидом и скелетом породы. Все это приводит к нелинейным фильтрационным эффектам [28].

1.5 Режимы течений в горизонтальных скважинах

Данный раздел отсутствует, так как содержит коммерческую тайну.

2 ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ КРИВОЙ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ И АНАЛИЗА ДОБЫЧИ ДЛЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН МЕСТОРОЖДЕНИЯ X

2.1 Гидродинамические исследования на неустановившихся режимах течения

Исследования на неустановившихся режимах течения проводят после остановки или пуска скважины. Данные исследования основываются на законах упругого режима. При быстром изменении режима работы скважины существенно проявляются упругие свойства пласта и флюида. Такие изменения называются возмущающими, а скважины, где изменяют режим работы, – возмущающими скважинами или источниками возмущения.

Логарифмическая кривая, при вращении которой образуется поверхность вокруг оси скважин, является графиком зависимости давления от радиуса. Данную кривую также называют воронкой депрессии (рисунок 25). Контуром питания в работающей скважине является воронка депрессии. Радиус воронки r_k – радиус контура питания. P_k это давление, которое действует на контуре питания, а P_c – давление на забое при установившейся работе [13].

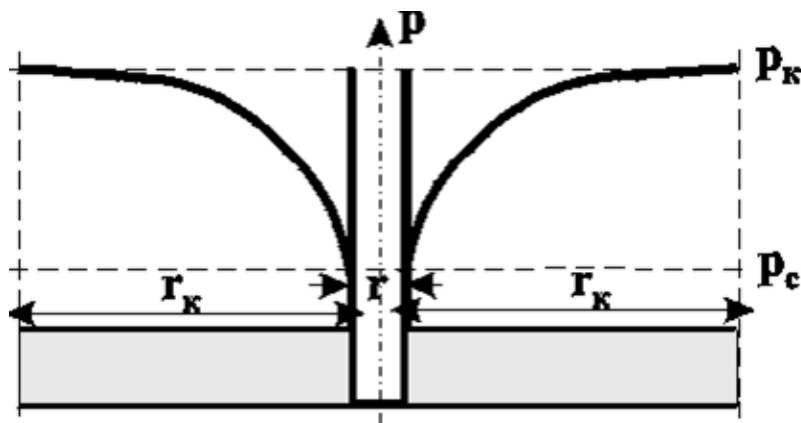


Рисунок 25 – Воронка депрессии [13]

Исследования методом КПД (рисунок 26) проводят на нагнетательной скважине. Исследование заключается в замере давления после остановки стабильно работающей скважины. Перед исследованием скважина должна работать стабильно или циклически. Для получения наиболее достоверного

исследования длительность работы скважины должна быть не менее, чем в 5 раз больше времени исследования. Следует отметить, что длительность исследования рекомендуется выбирать не менее 7-10 суток. Такую продолжительность рекомендуется выбирать с целью учета вероятности искусственного разрыва.

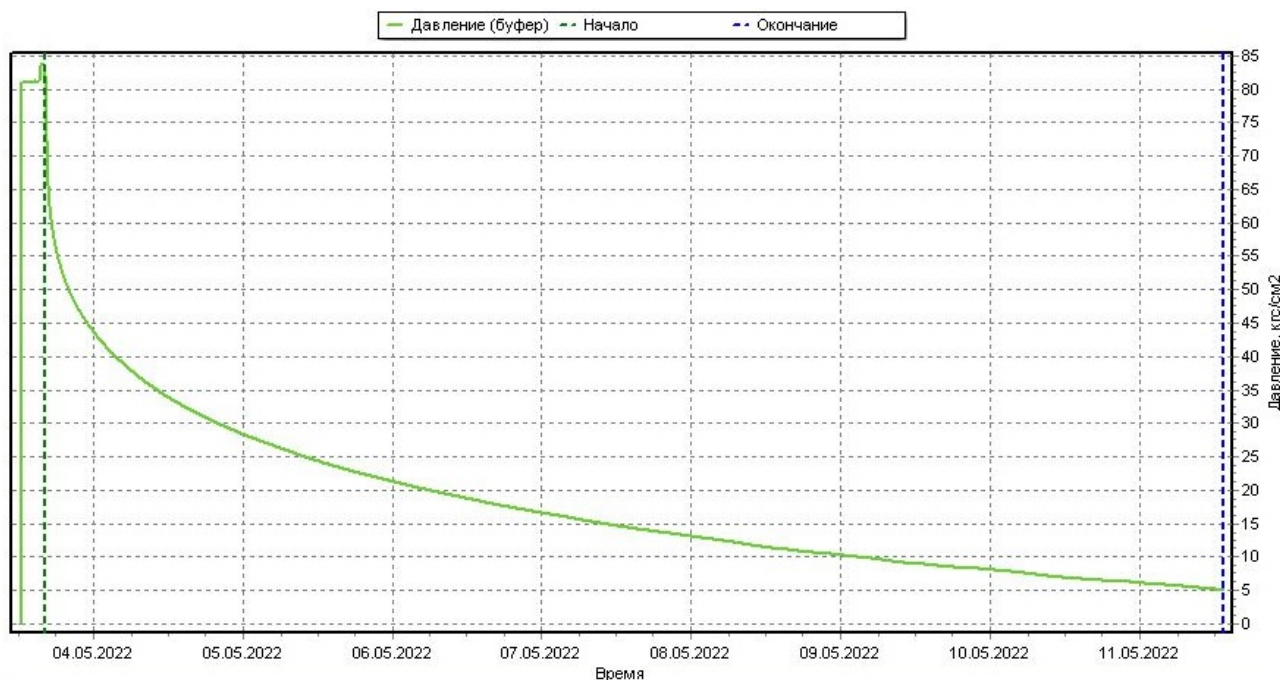


Рисунок 26 – Кривая падения давления

На остановленной скважине также проводят исследование методом КВУ. В данном случае устье должно быть открыто. Стоит отметить, что отбор флюида прекращен во время исследования методом КВУ. Приток из пласта продолжается какое-то время и со временем затухает. При этом во время притока происходит подъем уровня флюида в скважине.

При исследовании КВУ (рисунок 27) происходит регистрация и запись динамического уровня и забойного давления. Рост столба жидкости и подъём уровня столба флюида сопровождаются ростом давления. Длительность исследования зависит от плотности флюида, продуктивности скважины и угла наклона ствола скважины. В результате интерпретации можно оценить несколько параметров. К данным параметрам относятся: пластовое давление, коэффициент продуктивности и свойства пласта и ПЗП. Оценить среднюю

плотность флюида в пласте можно с помощью совместной записи глубины уровня флюида и давления [14].

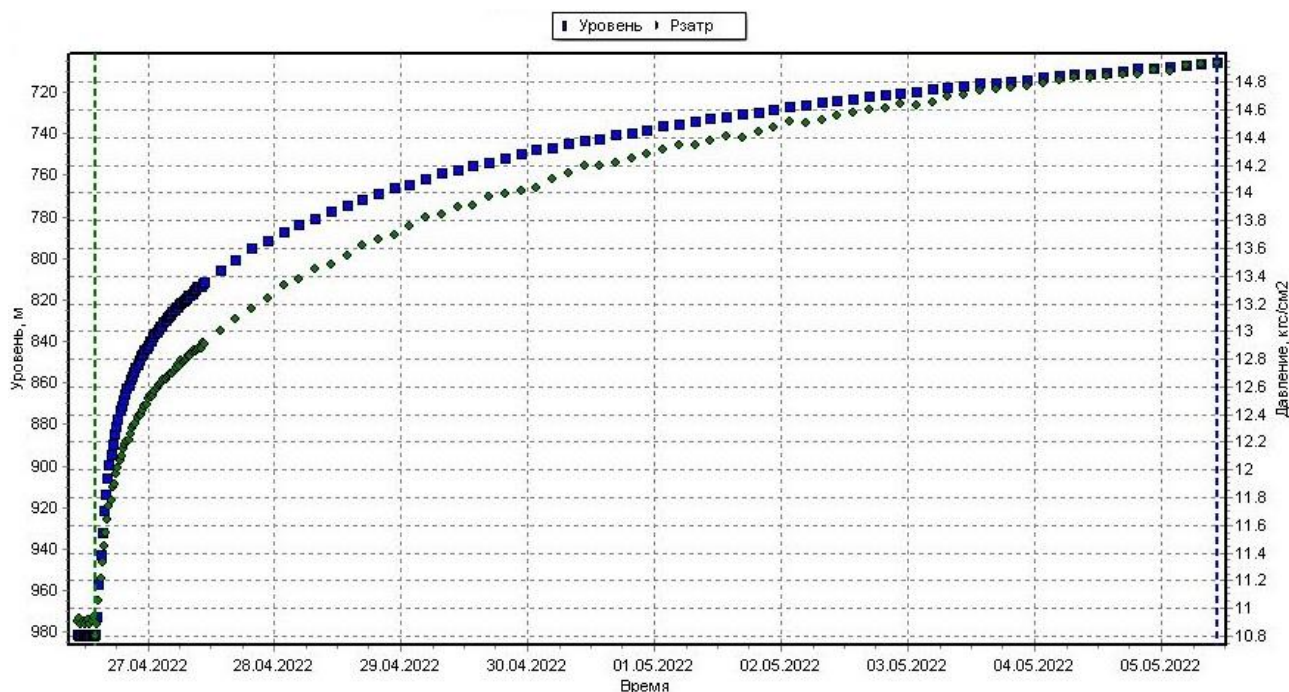


Рисунок 27 – Кривая восстановления уровня

В работе будет рассмотрено исследование методом КВД (рисунок 28). Данный вид исследования проводят на остановленной скважине при герметизации устья. При исследовании отбор флюида также прекращен. Восстановление давления осуществляется за счет сжатия флюида в пласте. Чтобы определить параметры удаленной части пласта необходимо, чтобы длительность была достаточной с целью исключения влияния эффекта «послепритока». Суть данного эффекта состоит в продолжающемся притоке флюида в ствол скважины. Поэтому продолжительность КВД рекомендуем выбирать не менее 3-5 суток. В случае, если исследование проводят в низкопроницаемом коллекторе, то длительность исследования следует увеличить в 1,5-2 раза с целью получения наиболее достоверного результата. Если необходимо оценить геометрию строения пласта, т.е. определить расстояние до границы. В этом случае время исследования определяется из расстояния от скважины до предполагаемой границы.

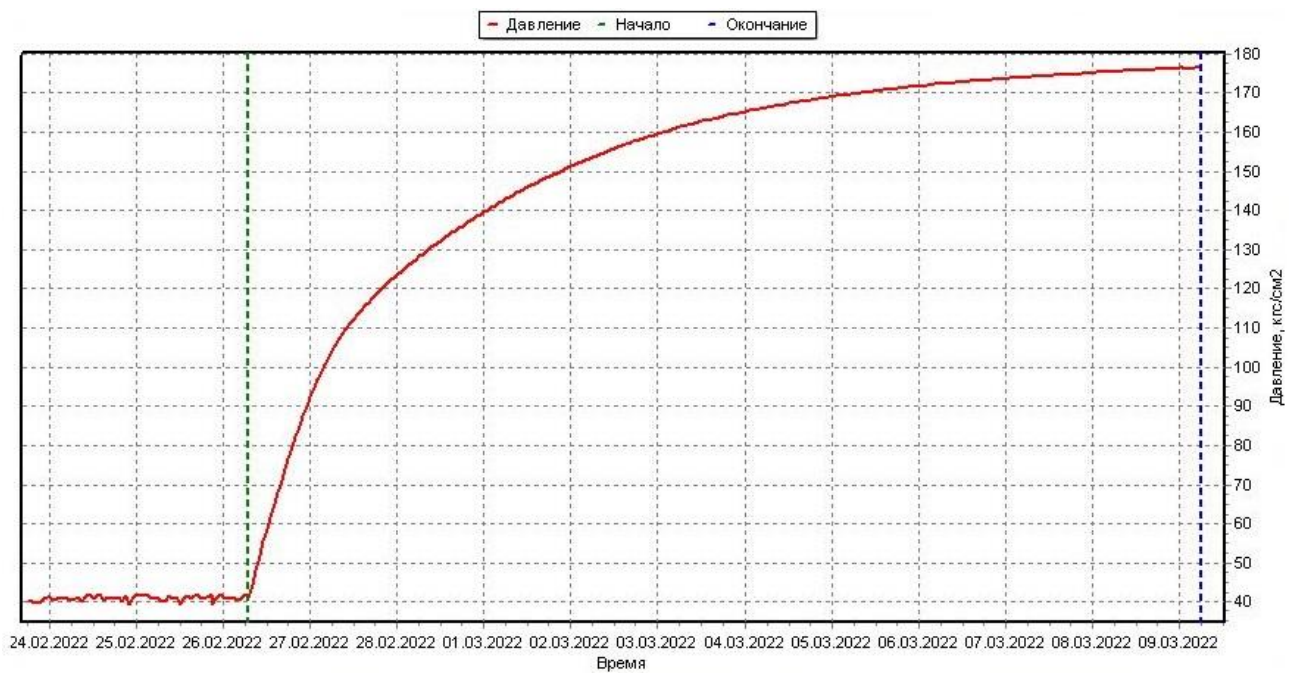


Рисунок 28 – Кривая восстановления давления

При проведении интерпретации необходимо учитывать предысторию работы скважины. Для определения минимального времени задания история работы скважины перед исследованием существует эмпирическое правило: длительность предыстории должна быть не менее 5 циклов продолжительности самого исследования [16]. В предыстории учитываются дебиты и продолжительность циклов предшествующей истории работы скважины.

Основные параметры, которые можно получить при исследовании методов КВД:

- Пластовое давление;
- Коэффициенты проницаемости, гидропроводности и пьезопроводности;
- Скин-фактор;
- Радиус зоны исследования и дренирования;
- Время стабилизации режима;
- Параметры трещины (в случае если скважина горизонтальная или на скважине проводили гидроразрыва пласта (ГРП)) [15].

Интерпретацию исследования методом КВД осуществляют в ПО Saphir. Для проведения интерпретации необходимы дебиты с анализируемой скважины, а также с соседних скважин. Также необходимо регистрировать время реагирования изменения забойного давления в период восстановления давления. Для интерпретации необходима выгрузка с ТМС (рисунок 29). Однако рекомендуется записывать время реагирования в течение всей истории добычи. Также дополнительно к давлению и дебиту необходимо иметь информацию о физических свойствах пластового флюида, соотношении давления, дебита и объёма, а также геологию и каротажи.

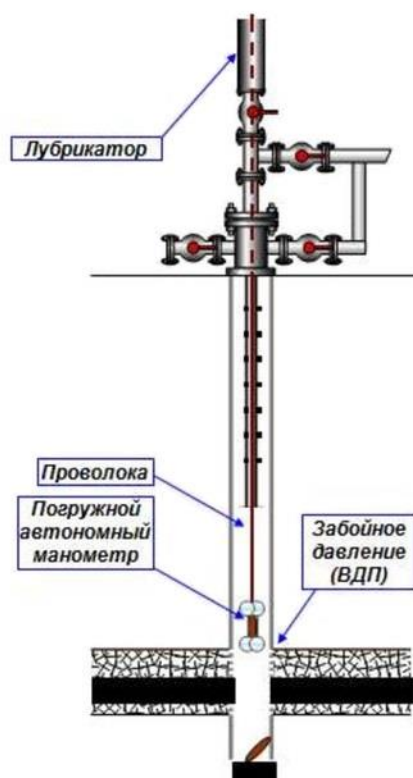


Рисунок 29 – Схема проведения исследования методом кривой восстановления давления

Для интерпретации данных необходима следующая информация:

1. Динамика добычи и давления;
2. PVT-свойства – вязкость, объемный коэффициент и сжимаемость;
3. Радиус ствола скважины, пористость, эффективная мощность коллектора;
4. Инклинометрия;

5. Карта месторождения с близлежащими скважинами;
6. Интервалы перфорации, замерные глубины;
7. Отчеты по исследованиям и операциям, проводимым на скважине;
8. При необходимости - динамика добычи близлежащих скважин.

В первую очередь необходимо оценить восстановление пластового давления с целью принятия решения о продолжении или завершении исследования. Если пластовое давление за последние сутки изменяется не более, чем на 1 кгс/см^2 , то давление считается восстановленным и исследование завершается. Также если при оценке восстановления давления на графике прослеживается граница, аномальный рост давления (АРД), интерференция (влияние скважин друг на друга) или же полученная кривая интерпретации не подлежит (негерметичность оборудования, некорректный замер прибора), то исследование прекращается.

Далее необходимо пересчитать давление, полученное по ТМС, на уровень ВНК и ВДП (формула 23 и 24).

$$P_{\text{ВДП}} = P_{\text{зам}} + (H_{\text{ВДП}} - H_{\text{СП}}) \cdot \frac{\mu_{\text{ПЛ.Н.}} \cdot (1 - W) + \mu_{\text{ПЛ.В.}} \cdot W}{10}, \quad (23)$$

$$P_{\text{ВНК}} = P_{\text{зам}} + (H_{\text{ВНК}} - H_{\text{СП}}) \cdot \frac{\mu_{\text{ПЛ.Н.}} \cdot (1 - W) + \mu_{\text{ПЛ.В.}} \cdot W}{10}, \quad (24)$$

где

$H_{\text{ВДП}}$, $H_{\text{ВНК}}$, $H_{\text{СП}}$ – уровень ВНК, ВДП и глубина спуска насоса соответственно, м;

$P_{\text{зам}}$ – давление, замеренное по ТМС, кгс/см^2 ;

W – обводненность, доли ед.;

$\mu_{\text{ПЛ.Н.}}$, $\mu_{\text{ПЛ.В.}}$ – вязкость пластовой нефти и воды соответственно, сП.

Интерпретация полученных данных начинается с ввода необходимой для идентификации исследования информации, а также выбора основных опций, задающих процесс интерпретации. К основным опциям относят тип флюида и тип исследования. Далее вводятся параметры: пористость, эффективная мощность пласта, вязкость и объемный коэффициент флюида,

радиус скважины и др. Следующим шагом является загрузка данных давления и истории дебита скважины в программу.

Следует отредактировать полученные данные, так как данные для исследования собирают из разных источников и данные иногда неоднородного качества. Данные по давлению фиксируются в реальном времени с помощью автономных манометров. В свою очередь, дебиты замеряют на поверхности. В отчеты вносятся дебиты с разной временной выборкой. Поэтому для синхронизации данных о дебитах и давлении необходимо выполнить следующие действия [18]:

- Полученные данные синхронизируют во времени к единой точке отсчета;
- Если загрузка еще не произведена, графически изобразить динамику дебитов путем выявления сбросов давления и получить значения дебитов из отчета об исследовании скважины;
- В случае, если дебиты уходят в ненужные детали, то следует упростить дебиты. Это осуществляют с целью уменьшения машинного процессорного времени, которое необходимо для прогона моделей.

К проведению анализа следует приступить в случае, если данные синхронизированы и проверены на правильность. В случае если по графику данных регистрируются несколько периодов добычи или остановки, то необходимо синхронизировать данные по дебиту и давлению. Далее определяют позицию горизонтальной линии IARF (радиальное течение в бесконечном пласте). Данную линию необходимо определить на производной Бурде и линии единичного уклона для чистого влияния объема ствола на давление и производной Бурде (рисунок 32). Также на данном этапе принимается решение о регулировании сглаживания прямой. На этом этапе важно оценить отличительные признаки производной. Исходя из этих признаков, принимается решение о модели скважины, коллектора или границы.

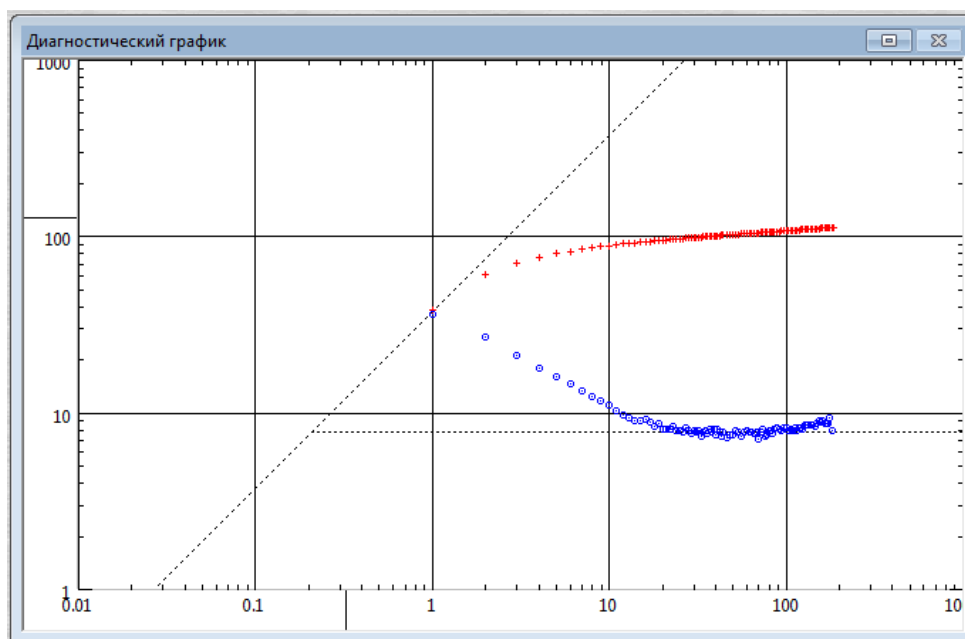


Рисунок 32 – Определение позиции горизонтальной линии

После проведения первоначальной диагностики следует выбрать модель-кандидат. Однако стоит отметить, что моделей-кандидатов может быть несколько. Эти действия необходимы для построения модели. Цель заключается в использовании возможности моделирования программного обеспечения для наилучшей адаптации характеристики давления. На данном этапе выбирается одна или несколько моделей-кандидатов. При этом модели могут быть как аналитические, так и численные. Далее осуществляют первый прогон модели. По итогу полученные данные необходимо сравнить с реальными данными. Инженер выбирает модель ствола, скважины, коллектора и границы.

Если есть на данном этапе грубые ошибки, то следует их исправить и переходить к уточнению параметров. Это позволит добиться более быстрой сходимости регрессии и закрепления выбранной модели. Стоит отметить, что при адаптации модели можно фиксировать некоторые значения. Для остальных параметров следует внести верхний и нижний пределы. В конце процесса оптимизации строится модель с расчетными параметрами (рисунок 33).

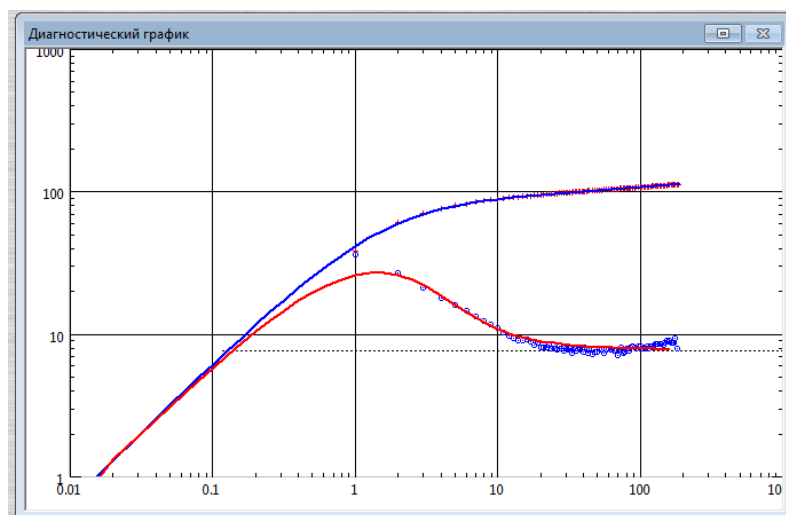


Рисунок 33 – Окончательное согласование модели после адаптации

После выбора модели и подбора параметров, инженер составляет отчет, который состоит из двух частей. Первая часть отчета является «механической». В этой части вносятся итоговые таблицы и графики. Данные графики и таблицы были созданы в программном комплексе. Вторая часть является «словесной». В данной части описываются цели исследования, степень достоверности полученных результатов и указываются возможные рекомендации по обработкам скважины. Также во второй части следует указать, какой фактор повлиял на достоверность результата в случае, если достоверность исследования средняя, низкая или неуспешная.

Также рассмотрим алгоритм интерпретации. На первом этапе определяют латеральную проницаемость (формула 25) и интегральный скин-фактор (формула 26) при псевдорadiaльном (позднем радиальном) режиме течения (рисунок 34) [23].

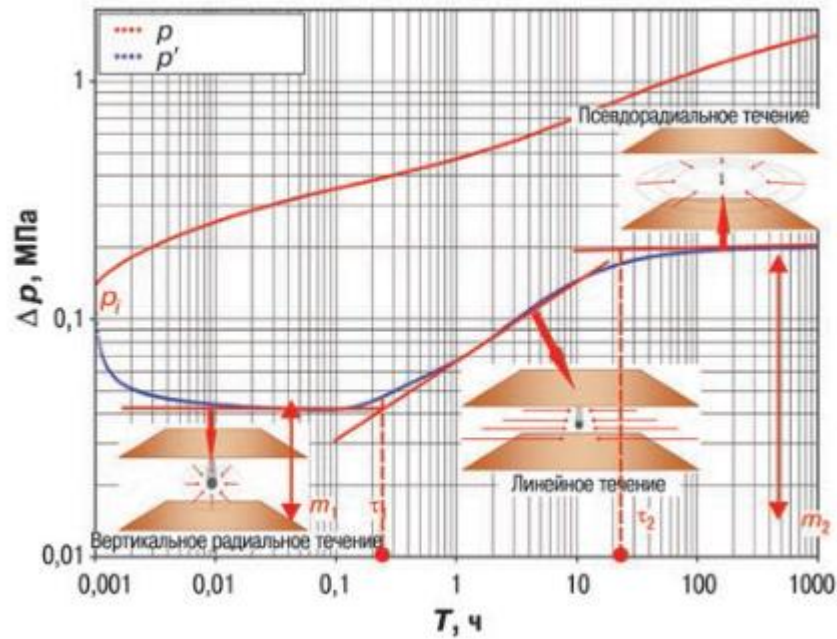


Рисунок 34 – Диагностический график изменения перепада давления Δp во времени τ в логарифмических координатах
 m_1, m_2 – наклоны прямолинейных участков; τ_1, τ_2 – время окончания соответственно вертикального радиального и линейного режима течения [23]

$$k_h = \frac{9,205 \cdot q \cdot B \cdot \mu}{m_2 \cdot h}, \quad (25)$$

где

k_h – латеральная проницаемость, мкм²;

q – дебит скважины, м³/сут;

B – объемный коэффициент, м³/м³;

μ – вязкость флюида, мПа·с;

m_2 – наклон прямолинейного участка на кривой зависимости забойного давления от натурального логарифма времени;

h – продуктивная толщина пласта, м.

$$S = \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{p_i - p_{t=1}}{m_2} - \ln \frac{k_h}{\mu \cdot \varphi \cdot c_t \cdot r_c^2} + 7,12 \right), \quad (26)$$

где

p_i – начальное пластовое давление, атм;

$r_{t=1}$ – отрезок, отсекаемый прямолинейным участком на полулогарифмическом графике при $\tau = 1$ ч, атм;

φ – пористость, доли ед.;

c_t – общая сжимаемость системы, атм-1;

r_c – радиус скважины, м.

На втором этапе по линейному режиму течения и при известной латеральной проницаемости определяется эффективная длина горизонтального ствола (формула 27).

$$L_{\text{эфф}} = \sqrt{\frac{k_h \cdot \tau_2}{\mu \cdot \varphi \cdot c_t}}. \quad (27)$$

По данному режиму дополнительно определяется механический скин-фактор (формула 28) при известной длине горизонтального ствола и интегральном (полном) скин-факторе. Также можно определить геометрический скин-фактор (формула 29).

$$S_d = S - \ln \frac{4 \cdot r_c}{L_{\text{эфф}}}, \quad (28)$$

$$S_g = S - S_d. \quad (29)$$

На третьем этапе по режиму раннего радиального течения подтверждается механический скин-фактор и определяется вертикальная проницаемость (формула 30). Далее находится анизотропия пласта (формула 31).

$$k_v = k_h \cdot \left(\frac{h}{L_{\text{эфф}}} \cdot \frac{m_2}{m_1} \right)^2, \quad (30)$$

$$\alpha = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}}. \quad (31)$$

2.2 Роль исследований на установившихся режимах течения

Оценка падения производительности скважины по причине долговременного мониторинга забойного давления и дебита называется исследованием методом АД. Данный вид исследования является исследованием на установившихся режимах течения. Исследование методом АД проводят при

известных данных о дебите и давлении, а также проводят, когда необходимо провести анализ и интерпретацию данных. В данном методе исследования используют значения, измеренные с помощью глубинного манометра. Данный замер подходит как для исследования на установившихся режимах течения, так и для исследований на неустойчивых режимах течения.

Анализ добычи проводят в случае, если КВД невосстановлена и невозможно определить параметры. АД охватывает гораздо более широкие временные рамки – месяцы и годы. За счет более длительного исследования возможно на диагностическом графике получить течения, которые невозможно было определить по КВД. Данными для интерпретации являются дебит и давление на приеме насоса [19].

После получения данных начинается интерпретация данных. Интерпретацию исследования осуществляют в ПО Toraze. Сначала строится аналитическая модель. В аналитическую модель входят модели скважины, пласта и границ. С помощью данной модели можно определить: проницаемость; скин-фактор, который зависит от дебита; интерференцию (влияние соседних скважин); анизотропию пласта.

Установка начальных условий для АД схожа с установкой условий для КВД. Для начала следует ввести следующие данные: геометрические характеристики скважины, а также PVT-свойства (давление, объем и температура). Далее следует загрузить данные по добыче, которые отобразятся на графике данных. После этого загружаются данные по давлению, которые также как и для КВД пересчитываются на уровень ВДП.

После сбора информации загруженные данные являются результатом тщательной обработки данных. Однако полученные данные могут быть неоднородного качества и из разных источников. Данные по давлению фиксируются в режиме реального времени с помощью автономных манометров. В свою очередь, данные по дебиту замеряются на поверхности и фиксируются с помощью глубинных расходомеров.

Анализ начинается после того, как все данные проверены на правильность и синхронизированы. Для начала необходимо задать время исследования. По данному параметру будут выделены данные. Далее помимо графика изменения параметров во времени с помощью ПО будут построены следующие графики:

- График Арпса. Полученные параметры падения используются для оценки конечной нетре-/газоотдачи на основе дебитов или временных ограничений прекращения разработки. Ограничение данного метода состоит в предположении, что забойное давление, поведение скважины и область дренирования остаются постоянными. Моделирование поведения скважины с учетом замеров давления не имеет этих ограничений [20].

- График Фетковича (рисунок 35). На графике Фетковича наносятся значения дебитов и накопленной добычи от времени. Изначально типовые кривые Фетковича были разработаны для задач с постоянным (или мало изменяющимся) забойным давлением и использовались для оценки области дренирования и параметров падения.

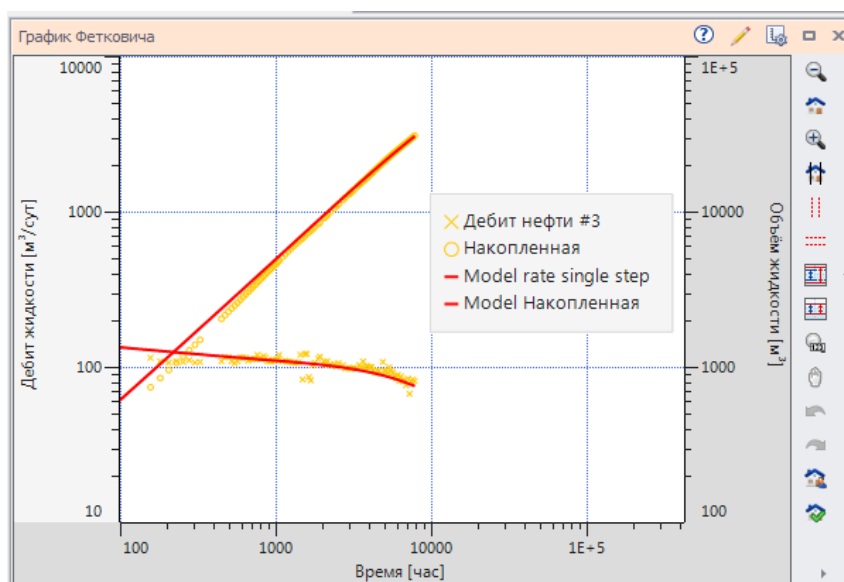


Рисунок 35 – График Фетковича

- График Блэйсингейма (рисунок 36). Данный график применяется с целью проведения анализа замеров с изменяющимся давлением. С помощью данного графика можно сравнить фактические данные и расчетные данные по

модели. В свою очередь модель может быть разной. Например, аналитической или численной; с одной или несколькими скважинами.

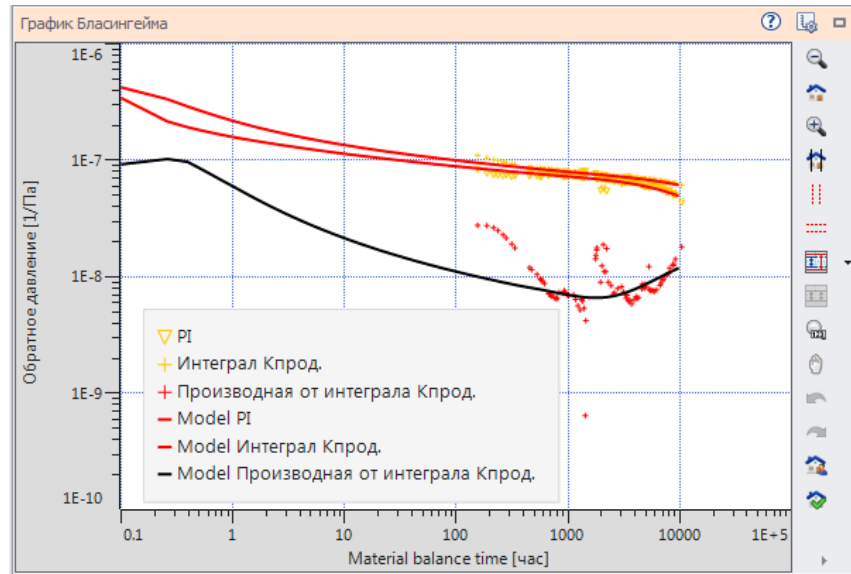


Рисунок 36 – График Блэйсингейма

- Диагностический (билогарифмический) график (рисунок 37);

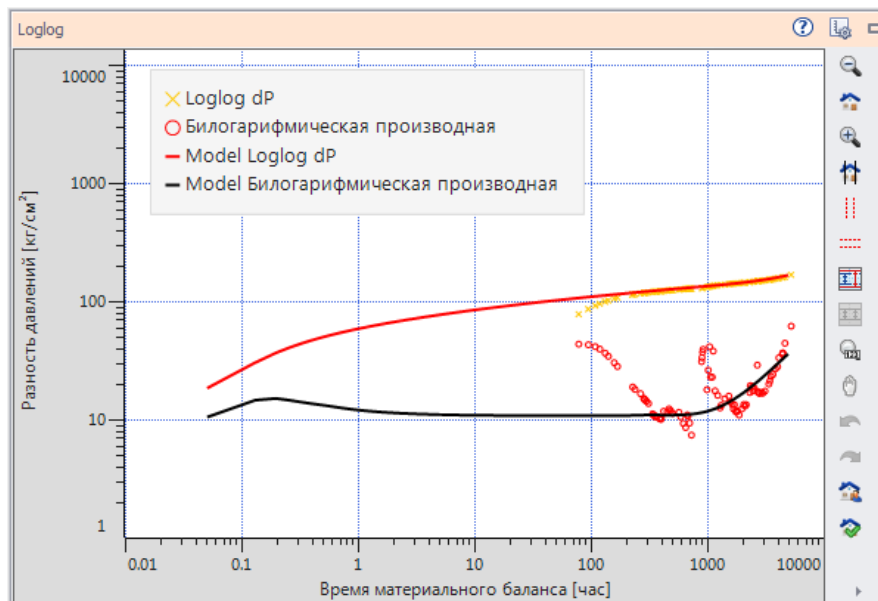


Рисунок 37 – Диагностический график

- График динамики добычи (рисунок 38).

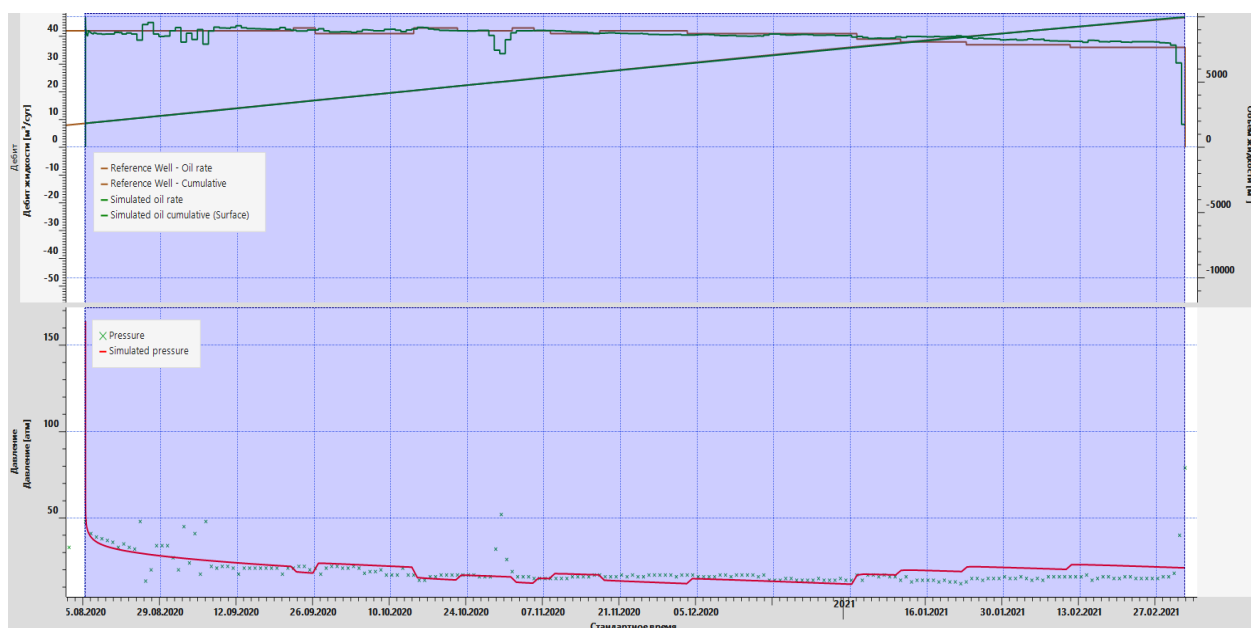


Рисунок 38 – График динамики добычи

Основными режимами фильтрации являются бесконечный радиальный поток (IARF) и псевдоустановившийся режим (PSS). Идентификацию данных режимов можно осуществить с помощью диагностического графика. Совмещение данных по давлению соотносится со стабилизацией производной интеграла приведенного давления. В свою очередь, совмещение по времени соотносится с линией с единичным уклоном режима PSS на позднем этапе времени.

Графики Блэйсингейма и Фетковича необходимо связать с графиком в двойном логарифмическом масштабе. Это необходимо сделать для того, чтобы все изменения, происходящие на билогарифмической кривой, отражались на других графиках. Если данные характеризуются высоким качеством, то при исследовании на неустановившихся режимах течений с помощью режима IARF можно распознать модели скважины и коллектора. Однако в реальности такие случаи не часты. Это объясняется тем, что при исследовании методом АД используются данные с низкой частотой. В случае, если при загрузке данных для АД на графике данных отображается КВД, то для получения наиболее достоверного результата следует обработать сначала эту кривую [14].

Для начала следует выбрать тип модели. Можно выбрать аналитическую или численную модель. После этого проводят первую попытку совмещения модели с реальными данными. Для получения наилучшего совмещения следует запустить расчет модели с учетом параметров, полученным по КВД. После этого необходимо сделать уточнение модели с целью получения наибольшего согласования между моделью и данными.

С целью определения степени влияния соседних скважин создается численная модель на основе аналитической. Необходимо не только внести расстояния до соседних скважин, но и дебит или приемистость, а также толщину пласта.

После окончательного выбора модели и получения наилучшего совмещения кривых (реальные данные и данные по модели), делают прогноз добычи. При этом задается сценарий изменения давления: уменьшающееся давление, постоянное или повышающееся.

Отчет для исследования имеет ту же структуру, что и для КВД. Отчет делится на 2 части. Первая часть отчета является «механической». В этой части вносятся итоговые таблицы и графики. Данные графики и таблицы были созданы в программном комплексе. Вторая часть является «словесной». В данной части описываются цели исследования, степень достоверности полученных результатов и указываются возможные рекомендации по интенсификации, капитальному ремонту скважины и по продолжающимся или будущим измерениям. Также во второй части следует указать, какой фактор повлиял на достоверность результата в случае, если достоверность исследования средняя, низкая или неуспешная.

2.3 Сравнительная характеристика методов кривой восстановления давления и анализа добычи

Данный раздел отсутствует, так как содержит коммерческую тайну.

2.4 Интерпретация гидродинамических исследований

Для наиболее эффективного управления разработкой месторождения необходимо проводить комплекс гидродинамических исследований. Исследования следует проводить с такой периодичностью, чтобы иметь четкие представления о динамике изменения энергетического состояния пласта и параметров пласта и ПЗП. Отметим, что при исследовании методом КВД происходит остановка скважины, что приводит к дополнительным финансовым затратам. Также еще есть затраты на инструментальные замеры. Помимо затрат остановка скважины может привести к осложнениям. К данным осложнениям можно отнести влияние газа или другие технологические ограничения.

Для проведения интерпретации были использованы следующие данные:

- ✓ Замеры дебита жидкости и забойного давления;
- ✓ Геолого-физическая характеристика пласта и пластового флюида;
- ✓ РИГИС и отчеты ГРП;
- ✓ Карта с окружающими скважинами;
- ✓ Инклинометрия;
- ✓ Глубина установки насоса;
- ✓ Данные по эксплуатации.

Как уже упоминалось выше, целью ГДИС является получение параметров пласта и ПЗП и пластового давления. Данные параметры можно получить с помощью исследования КВД. Однако в случае невозможности КВД альтернативным методом исследования является АД. Для получения параметров в течении длительного времени фиксируются данные по дебиту и забойному давлению. Далее делается прогноз с целью оценки параметров скважины и пласта.

2.4.1 Анализ исходных данных

Данный раздел отсутствует, так как содержит коммерческую тайну.

2.4.2 Анализ результатов гидродинамических исследований

Скважина №1

На рисунке 39 представлена карта скважины №2615 с соседним фондом скважин. Согласно данным инклинометрии (рисунок 40), можно сделать вывод, что длина горизонтального ствола составляет примерно 1300 м.

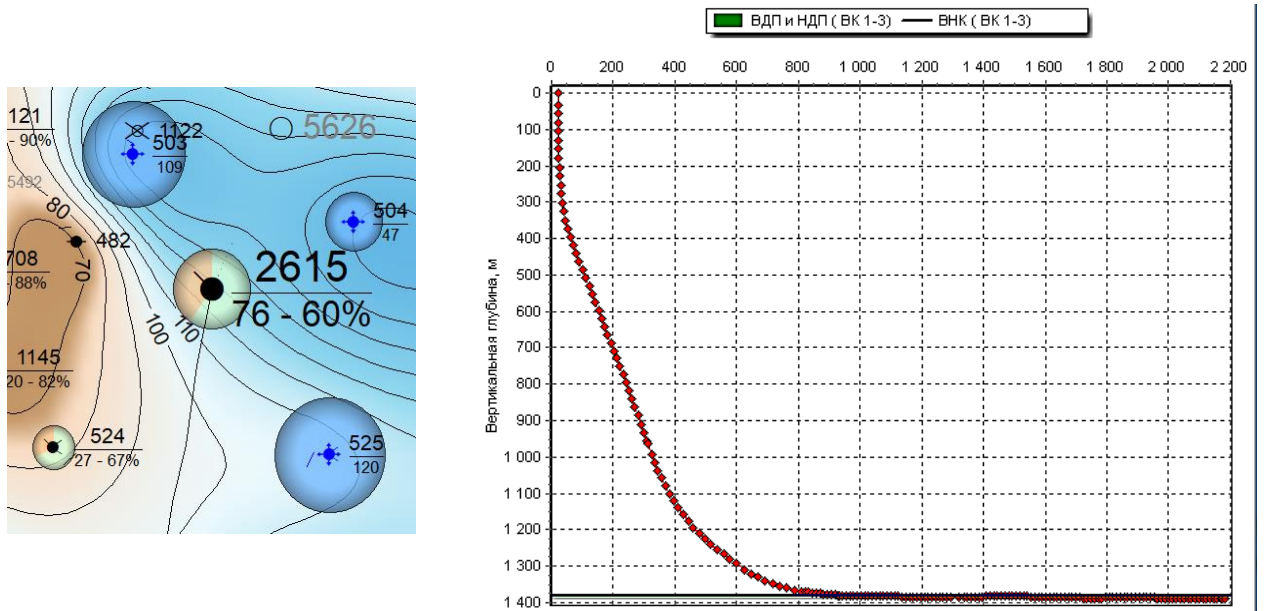


Рисунок 39 – Карта скважин

Рисунок 40 – Инклинометрия скважины №2615

Длительность исследования методом КВД составляет 149 часов. Качество входных данных (рисунок 41) можно охарактеризовать как удовлетворительное. Замеры дебиты достаточно редкие. Средний тренд изменения среднесуточной добычи сопоставляется с забойным давлением.

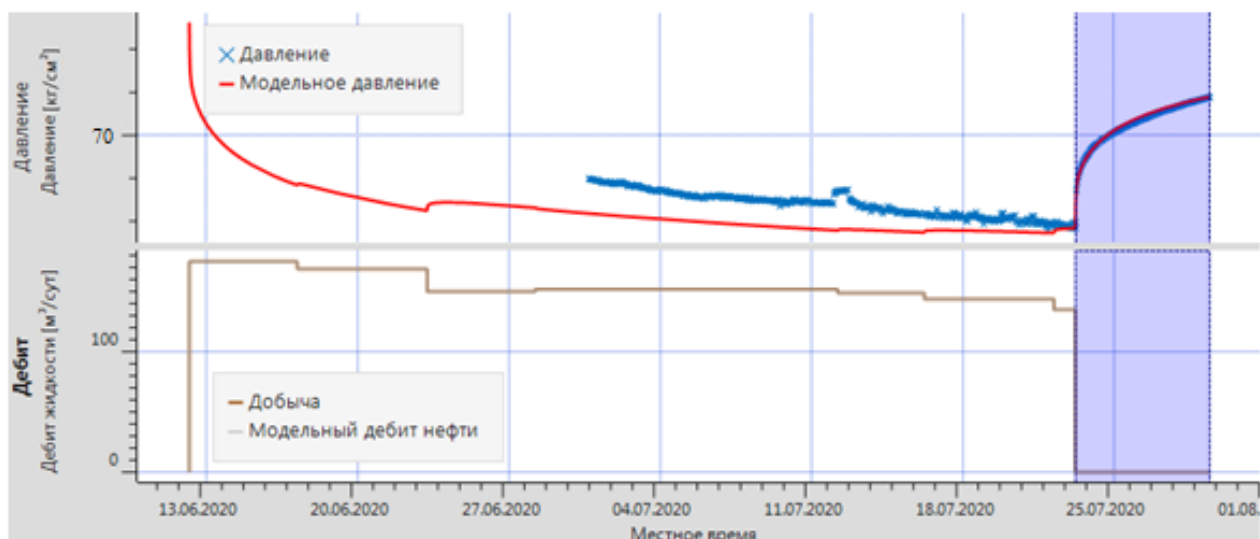


Рисунок 41 – График данных для кривой восстановления давления скважины №2615

Длительность исследования методом АД составляет 3233 часа. Согласно замеру АД (рисунок 42), можно сделать вывод о быстром снижении забойного давления. Также в середине замера отмечается разрыв данных. Это можно объяснить тем, что произошла потеря данных. Однако это не оказало значительного влияния на диагностический график. Связано это с особенностью логарифмической шкалы. Также по среднесуточной добыче можно отследить согласование с динамикой забойного давления.

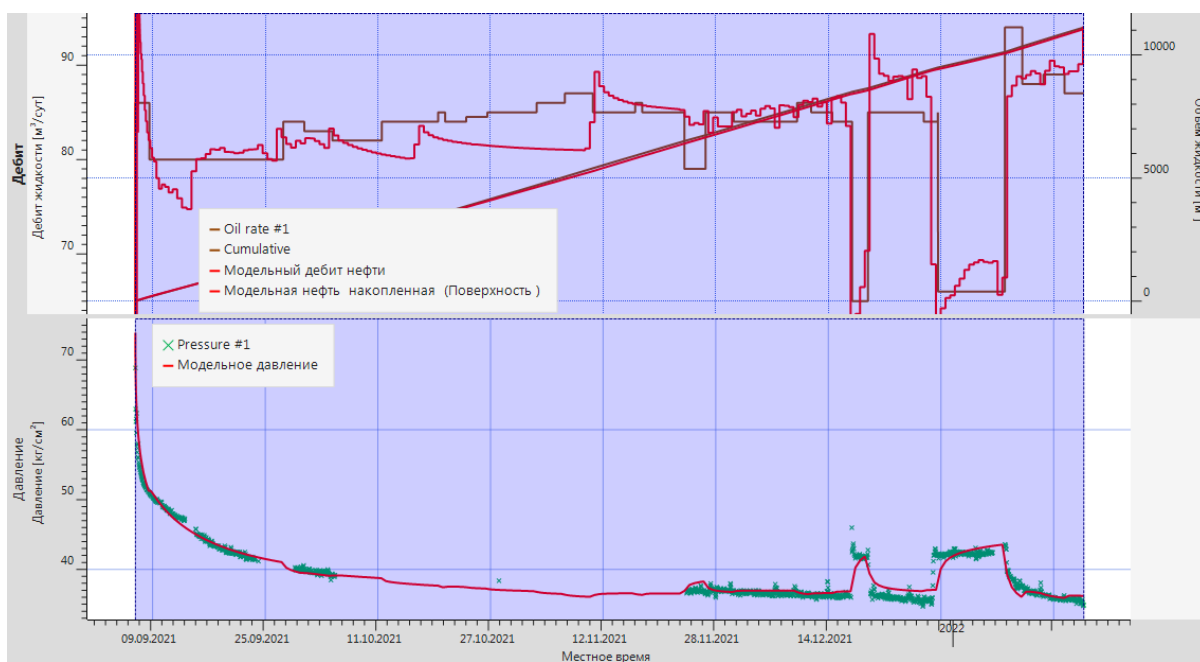


Рисунок 42 – График данных для анализа добычи скважины №2615

При построении диагностического графика КВД (рисунок 43) можно отметить раннее радиальное течение и линейное. Поздний радиальный режим не прослеживается. Для интерпретации использовали модель горизонтальной скважины с ГРП в однородном бесконечном пласте. В целом можно отметить хорошую сходимость по результатам исследования.

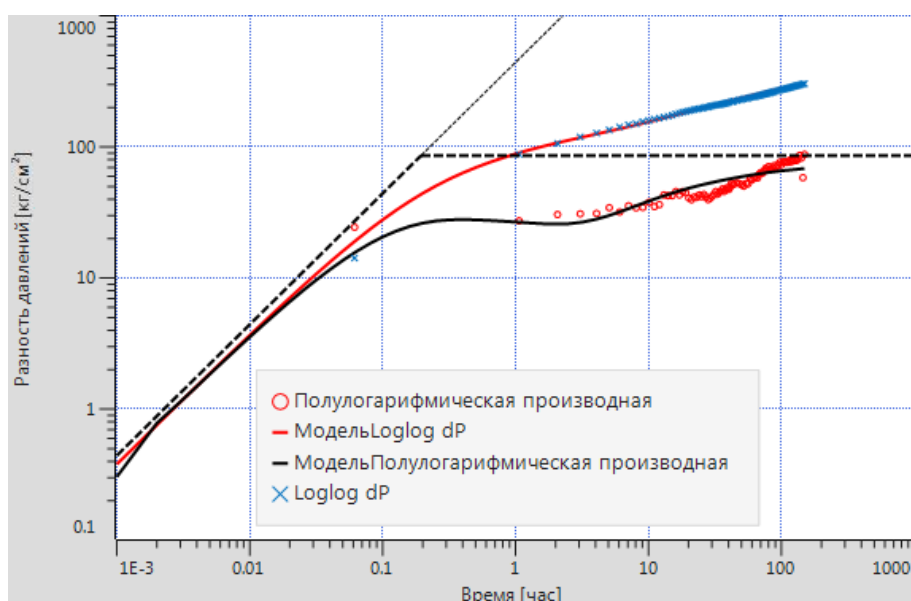


Рисунок 43 – Диагностический график кривой восстановления давления скважины №2615

Далее рассмотрим диагностический график АД (рисунок 44). Эффект ВСС не выражен на графике. Это объясняется особенностью методики проведения интерпретации. На графике можно выделить условный линейный участок. Для данного участка характерен приток из пласта к горизонтальному стволу скважины. Далее отмечается короткий период стабилизации производной, соответствующий позднему радиальному режиму течения. По данному режиму течения определяют параметр kh/μ , а также выражают проницаемость пласта – k . Для интерпретации использовали модель горизонтальной скважины с ГРП с граничными условиями (граница постоянного давления). Проявление границы в данном случае обусловлено стабилизацией работы скважины вследствие баланса отбора-закачки на контуре

дренирования. По результатам интерпретации отмечается удовлетворительная сходимость кривых.

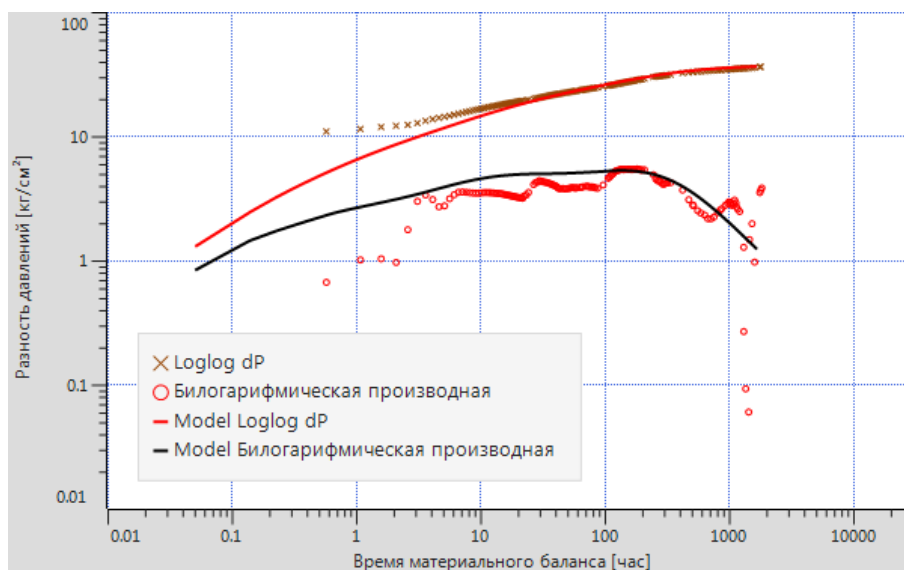


Рисунок 44 – Диагностический график для анализа добычи скважины №2615

По полулогарифмическому графику для КВД (рисунок 45) и графику Блассингейма (рисунок 46) можно также отметить удовлетворительную сходимость модели и замеренных данных.

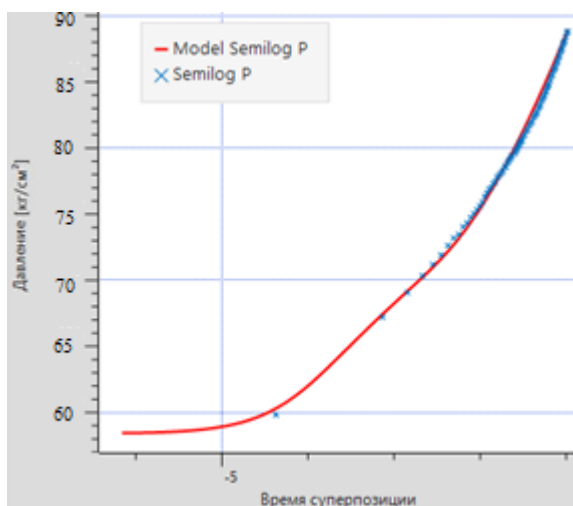


Рисунок 45 – Полулогарифмический график для кривой восстановления давления скважины №2615

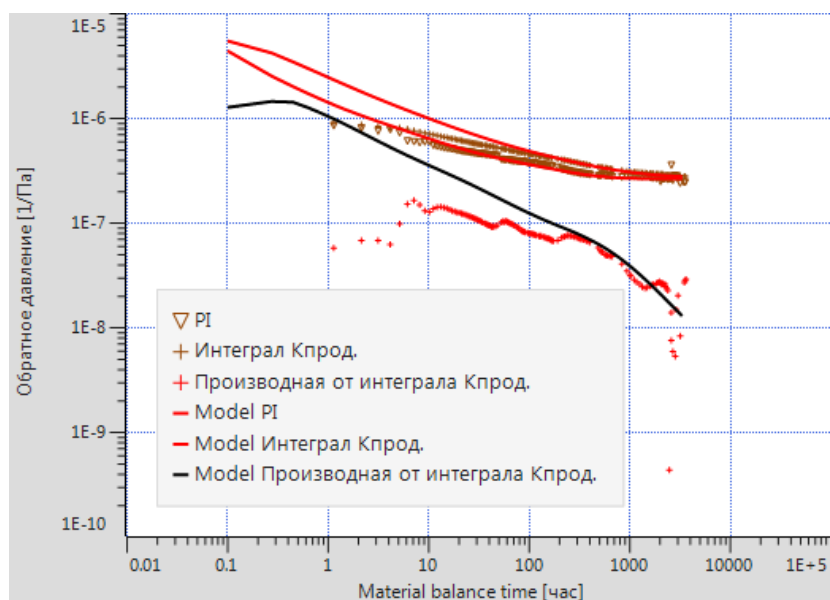


Рисунок 46 – График Бласингейма для анализа добычи скважины №2615

В результате интерпретации были получены следующие данные: проницаемость, гидропроводность, пьезопроводность и скин-фактор. Отметим, что по КВД полученные параметры имеют низкую степень достоверности (погрешность результатов более 20%) в виду отсутствия радиального течения. Однако по АД достоверность результатов хорошая (погрешность не более 10%). При низкой степени достоверности пластовое давление и результаты свойств пласта и ПЗП носят оценочный характер. В случае хорошей достоверности, все полученные параметры достоверны.

Чтобы по КВД диагностировать течения, характерные для горизонтальной скважины, следует увеличить длительность исследования в 1,5 раза. В данном случае длительность исследования методом КВД составит 223 часа. На диагностическом графике диагностируются ранее радиальное течение, линейное и позднее радиальное течения (рисунок 47).

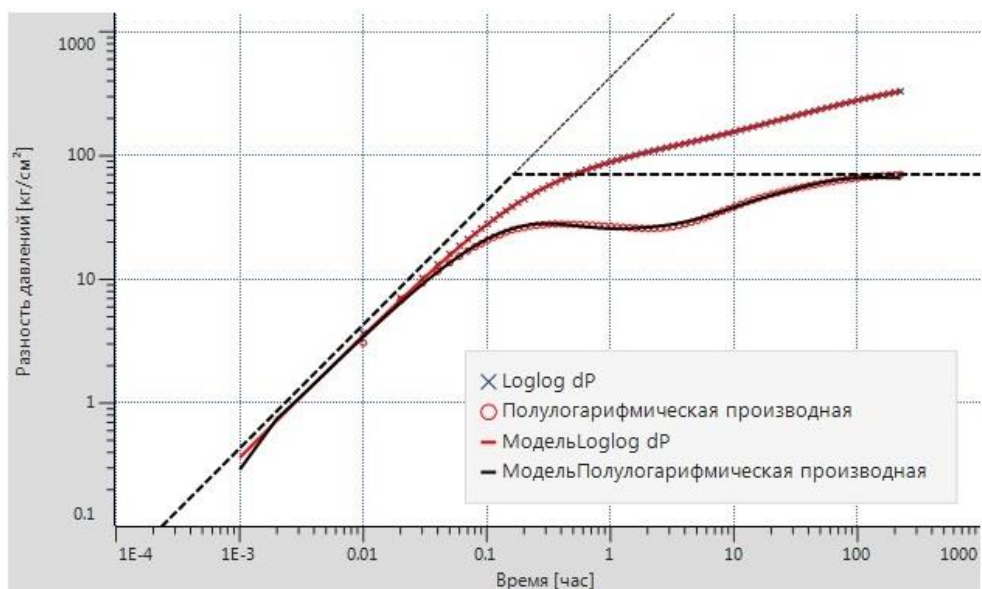


Рисунок 47 – Исследование методом кривой восстановления давления для скважины №2615

Скважина №2

На рисунке 48 представлена карта скважины №3702 с соседним фондом скважин. Согласно инклинометрии (рисунок 49), можно сделать вывод, что длина горизонтального ствола составляет примерно 600 м.

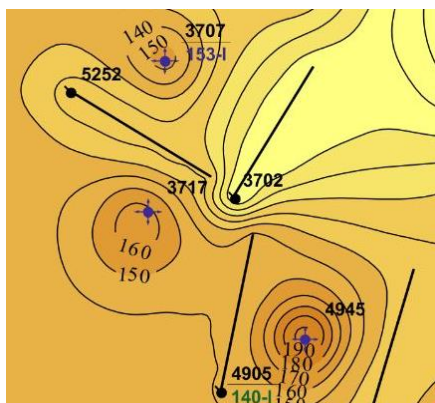


Рисунок 48 – Карта скважин

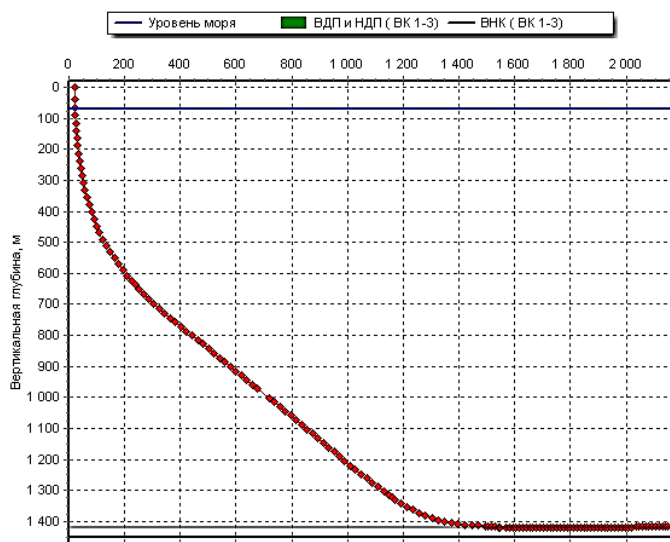


Рисунок 49 – Инклинометрия скважины №3702

Длительность исследования методом КВД составляет 345 часов. Анализируя данные (рисунок 50), можно отметить хорошее качество входных

данных. Средний тренд изменения среднесуточной добычи сопоставляется с забойным давлением.

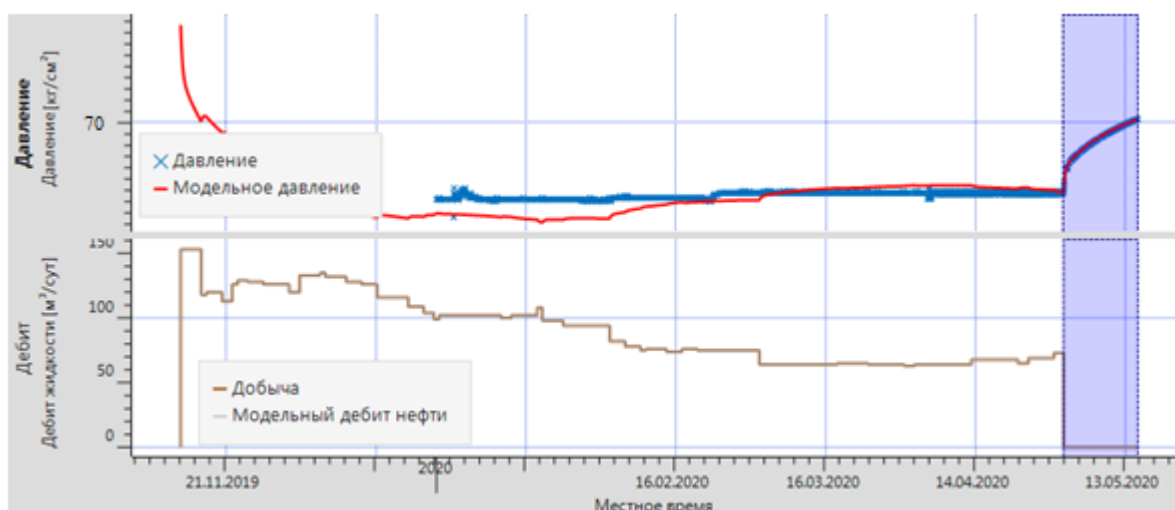


Рисунок 50 – График данных для кривой восстановления давления скважины №3702

Длительность АД составляет 2649 часов. Анализ данных (рисунок 51), используемых для интерпретации АД, позволяет сделать вывод о быстром снижении забойного давления. Также в середине замера отмечается разрыв данных. Это можно объяснить тем, что произошла потеря данных. Однако это не оказало значительного влияния на диагностический график. Связано это с особенностью логарифмической шкалы. После провала данных наблюдается увеличение давления, что вероятно связано с увеличением приемистости по соседнему фонду нагнетательных скважин. Также по среднесуточной добыче можно отследить согласование с динамикой забойного давления.

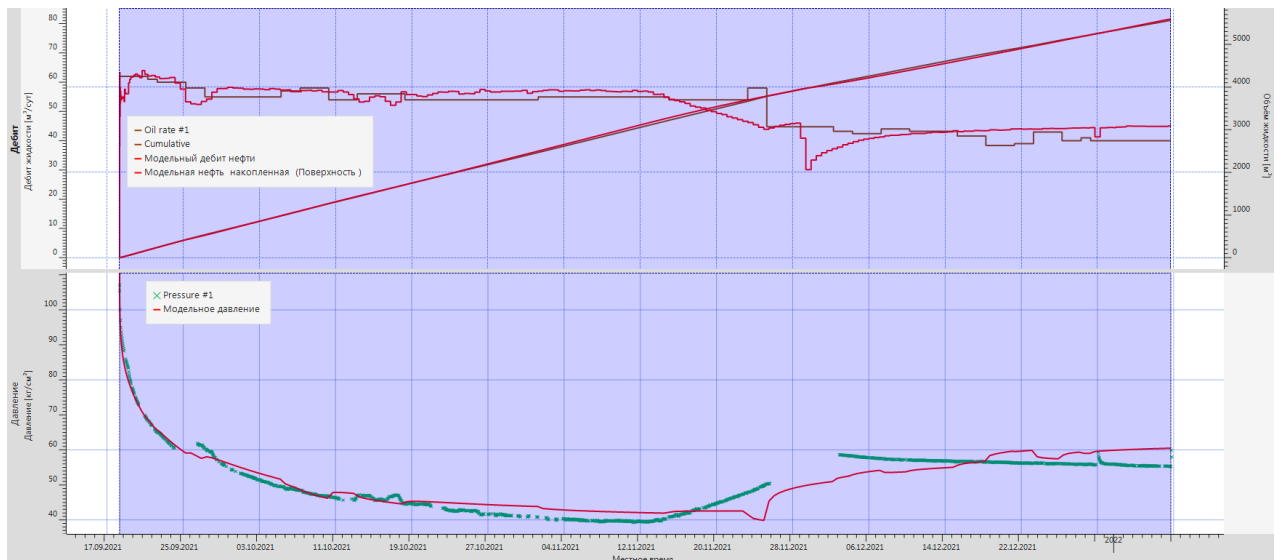


Рисунок 51 – График данных для анализа добычи скважины №3702

При построении диагностического графика КВД (рисунок 52) можно отметить раннее радиальное течение (диагностируется неоднозначно) и линейное. Поздний радиальный режим не прослеживается. Для интерпретации использовали модель горизонтальной скважины с ГРП в однородном бесконечном пласте. В целом можно отметить хорошую сходимость модели и замеренных данных.

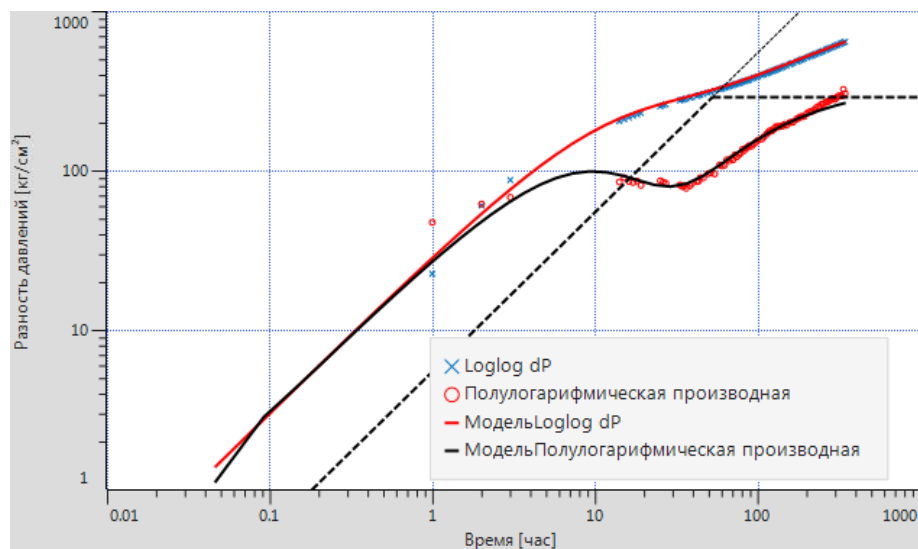


Рисунок 52 – Диагностический график для кривой восстановления давления скважины №3702

Далее рассмотрим диагностический график АД (рисунок 53). На графике не прослеживается эффект ВСС. По графику диагностируется линейное

течение. Далее короткий период стабилизации производной, соответствующий позднему радиальному режиму течения. После стабилизации давления наблюдается изменение тренда производной давления, что вероятно связано с граничными условиями. Для интерпретации использовали модель горизонтальной скважины с ГРП с граничными условиями (граница постоянного давления). Проявление границы объясняется стабилизацией работы скважины вследствие баланса отбора-закачки на контуре дренирования. По результатам интерпретации отмечается хорошая сходимость кривых.

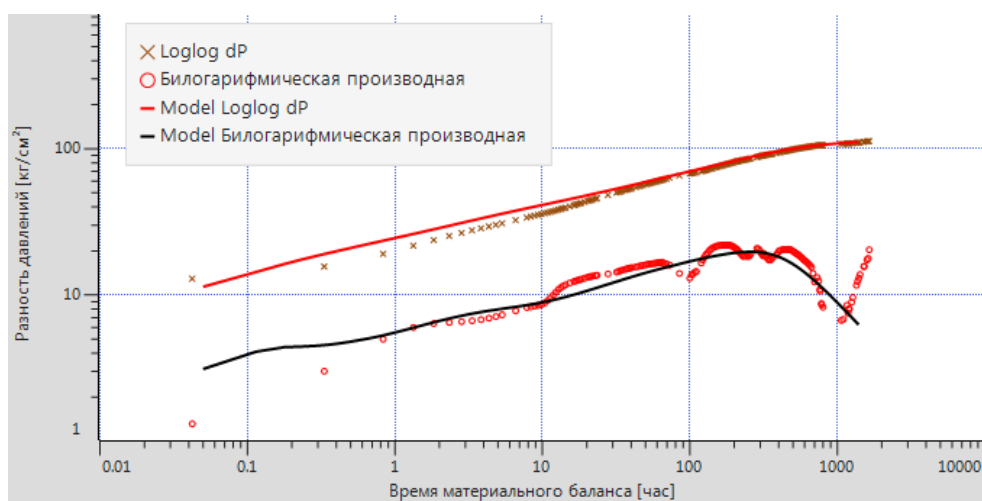


Рисунок 53 – Диагностический график для анализа добычи скважины №3702

По полулогарифмическому графику для КВД (рисунок 54) и графику Блассингейма (рисунок 55) можно также отметить хорошую сходимость модели и замеренных данных.

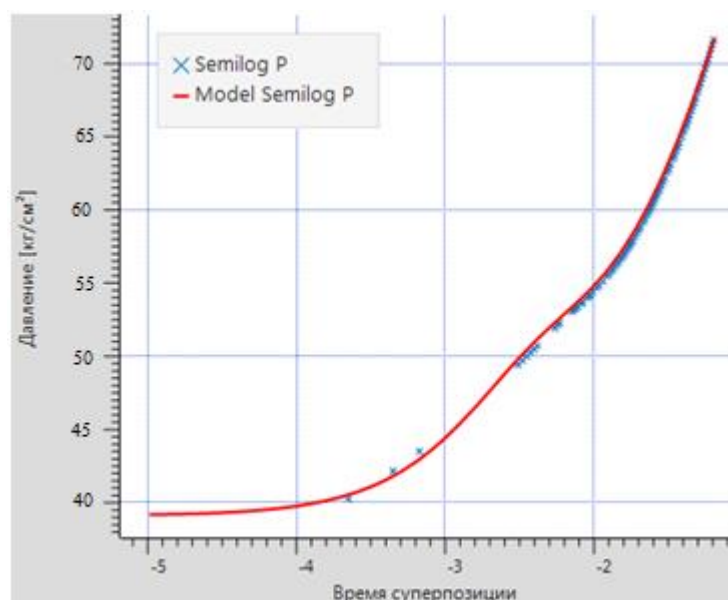


Рисунок 54 – Полулогарифмический график для кривой восстановления давления скважины №3702

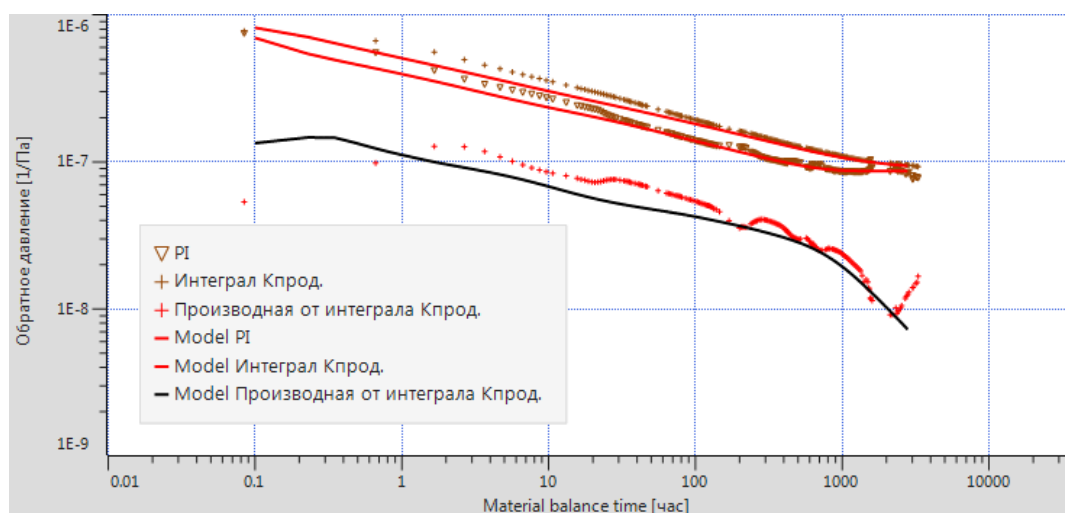


Рисунок 55 – График Бласингейма для анализа добычи скважины №3702

По итогам интерпретации были также получены основные параметры. Отметим, что по КВД полученные параметры имеют низкую степень достоверности, по АД – хорошую.

Чтобы по КВД диагностировать течения, характерные для горизонтальной скважины, следует увеличить длительность исследования в 2 раза. В данном случае длительность исследования методом КВД составит 690 часа. На диагностическом графике диагностируются ранее радиальное течение, линейное и позднее радиальное течения (рисунок 56).

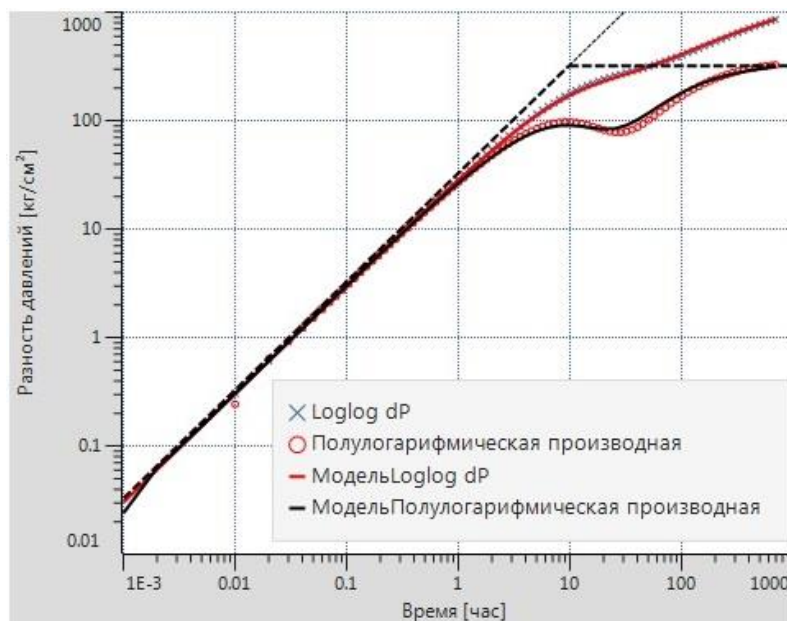


Рисунок 56 – Исследование методом кривой восстановления давления для скважины №3702

Скважина №3

На рисунке 57 представлена карта скважины №5823 с соседним фондом скважин. Длина горизонтального ствола составляет примерно 1000 м, согласно инклинометрии (рисунок 58).

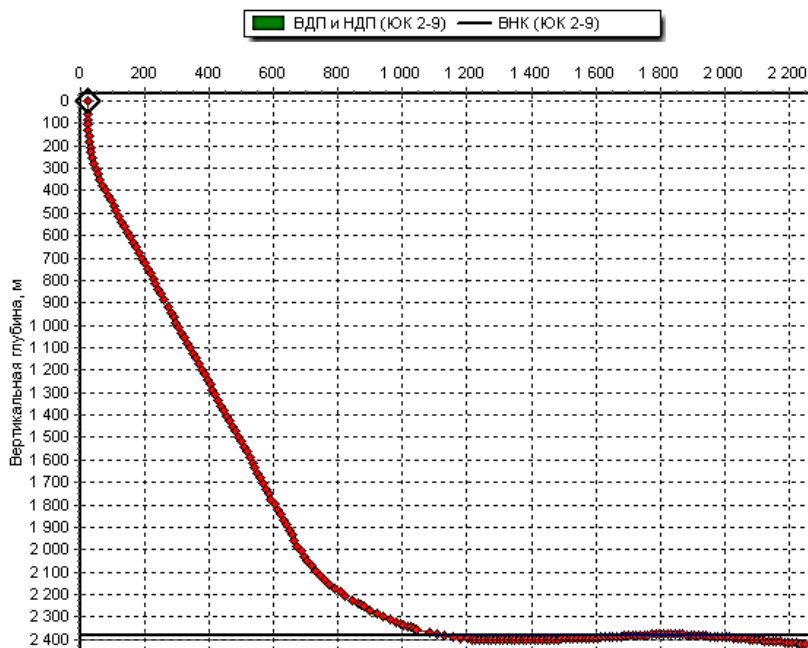
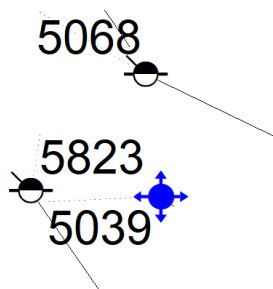


Рисунок 57 – Карта скважин

Рисунок 58 – Инклинометрия скважины №5823

Анализ данных для интерпретации КВД (рисунок 59), позволяет сделать вывод о хорошем качестве входных данных. Средний тренд изменения среднесуточной добычи сопоставляется с забойным давлением. Длительность исследования методом КВД составляет 175 часов.

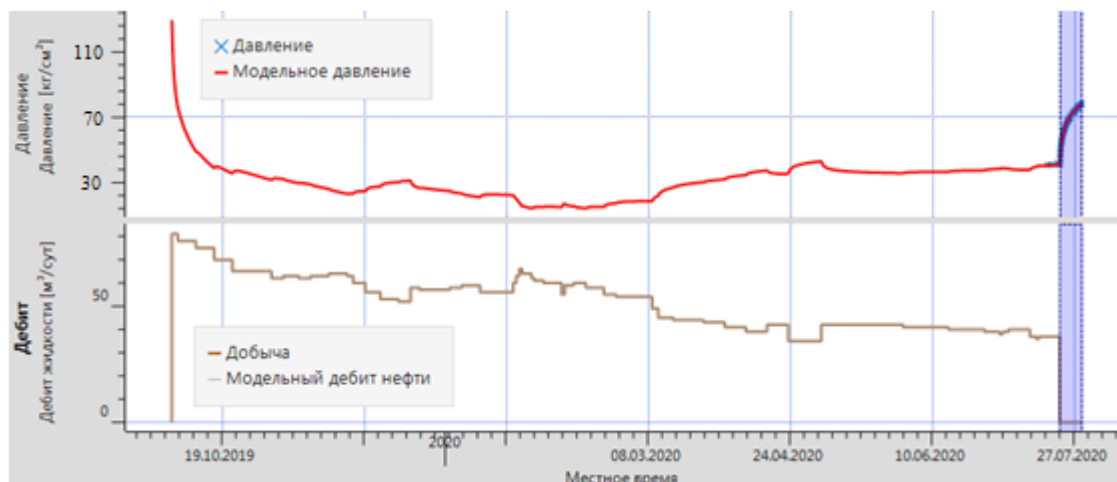


Рисунок 59 – График данных для кривой восстановления давления скважины №5823

Время исследования методом АД составляет 2160 часов. Согласно замера для АД (рисунок 60), можно говорить о быстром снижении забойного давления и последующей стабилизацией. Однако можно выделить тенденцию уменьшения дебита добываемой жидкости. Также по среднесуточной добыче можно отследить согласование с динамикой забойного давления.

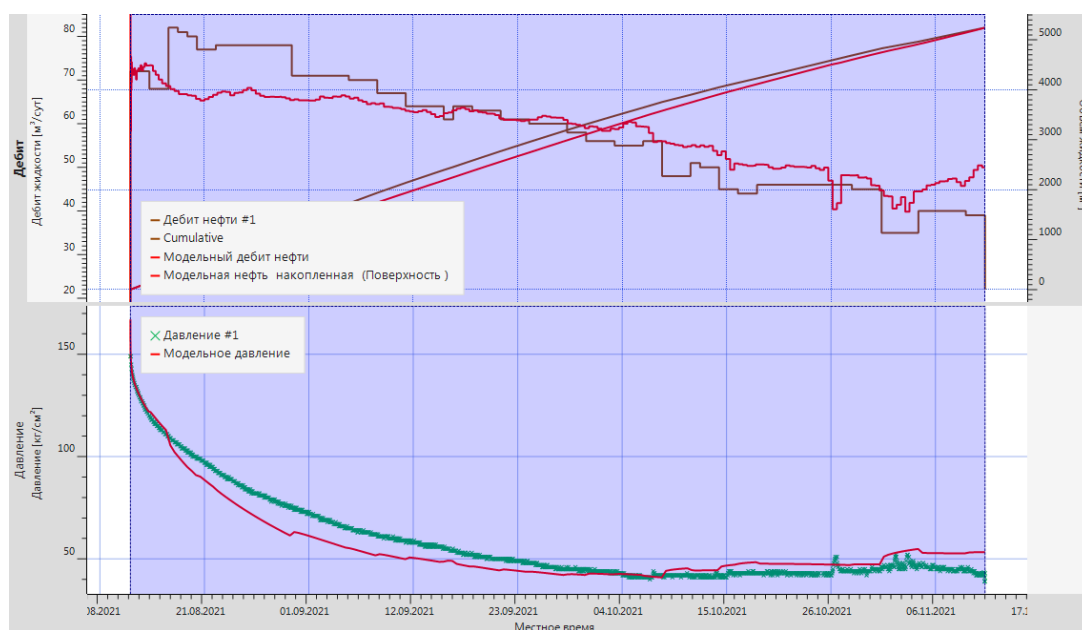


Рисунок 60 – График данных для анализа добычи скважины №5823

При построении диагностического графика КВД (рисунок 61) видно, что течений, характерных для трещины, не наблюдается. Поэтому для интерпретации использовали модель горизонтальной скважины в однородном бесконечном пласте. По графику можно отметить хорошую сходимость модели и замеренных данных. Резкое изменение тренда производной в конце связано с концевым эффектом.

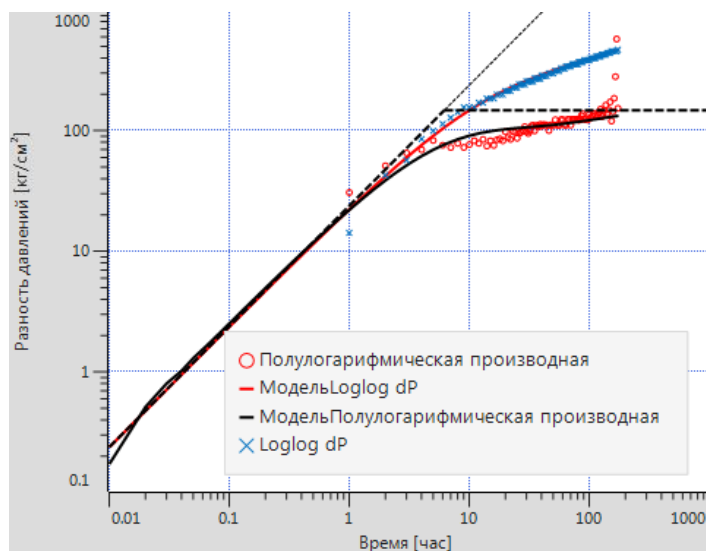


Рисунок 61 – Диагностический график для кривой восстановления давления скважины №5823

На диагностическом графике (рисунок 62) для АД не прослеживается эффект ВСС. На графике прослеживаются линейное и позднее радиальное течения. Для интерпретации использовали модель горизонтальной скважины с ГРП в бесконечном однородном пласте. По результатам интерпретации отмечается хорошая сходимость кривых.

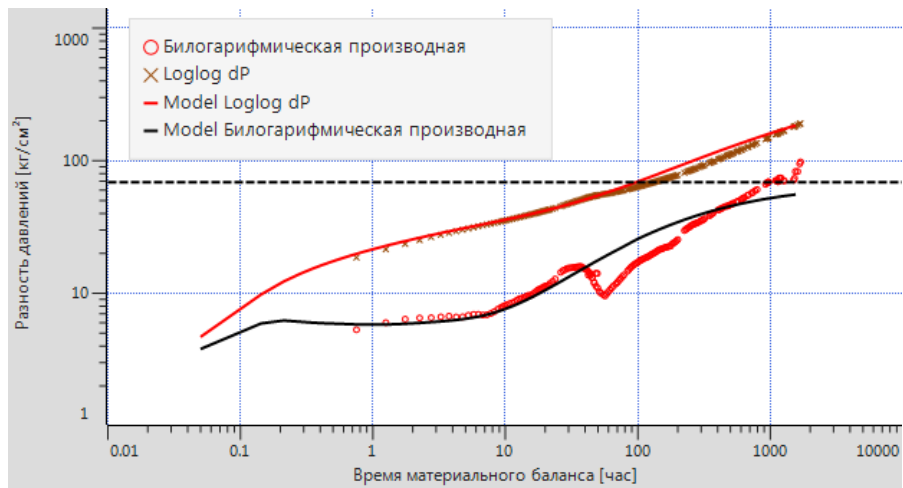


Рисунок 62 – Диагностический график для анализа добычи скважины №5823

По полулогарифмическому графику для КВД (рисунок 63) и графику Блассингейма (рисунок 64) можно отметить хорошую сходимость модели и замеренных данных.

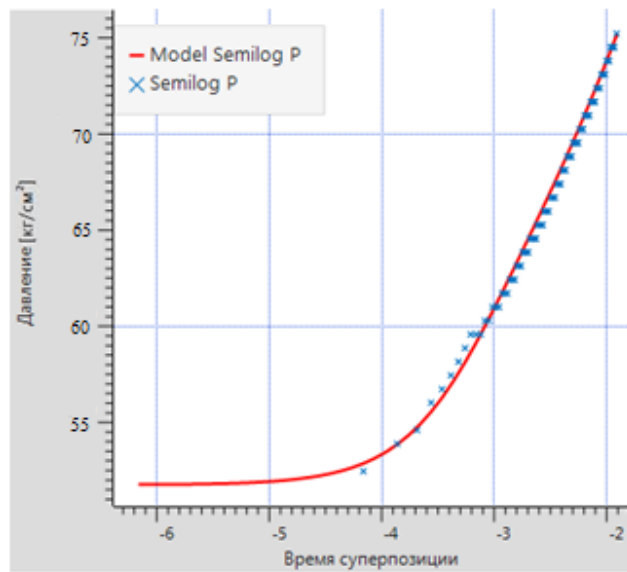


Рисунок 63 – Полулогарифмический график для кривой восстановления давления скважины №5823

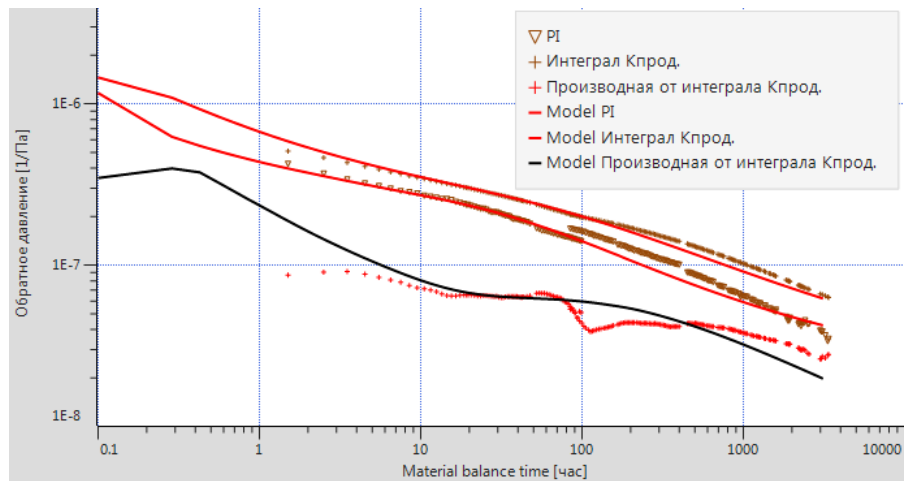


Рисунок 64 – График Бласингейма для анализа добычи скважины №5823

По итогам интерпретации были также получены основные параметры. Отметим, что по КВД полученные параметры имеют низкую степень достоверности, по АД – хорошую.

Чтобы по КВД диагностировать течения, характерные для горизонтальной скважины, следует увеличить длительность исследования в 2 раза. В данном случае длительность исследования методом КВД составит 350 часа. На диагностическом графике диагностируются ранее радиальное течение, линейное и позднее радиальное течения (рисунок 65).

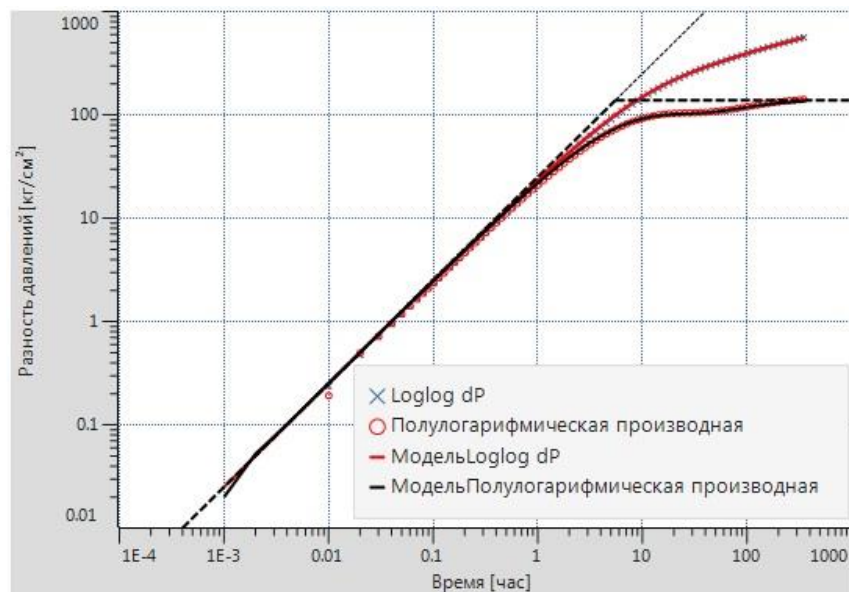


Рисунок 65 – Исследование методом кривой восстановления давления для скважины №5823

2.4.2 Сравнение результатов исследований методами кривой восстановления давления и анализа добычи

Данные, полученные по АД уступают в точности результатам исследований ГДИ (КВД, КВУ). Объяснить это можно низким качеством исходной информации. Может быть низкая разрешающая способность ТМС или редкие замеры дебита. С помощью исследований на неустановившихся режимах фильтрации можно получить большее представление о системе «пласт-скважина». Еще одной причиной меньшей точности результатов является то, что у АД больший период исследования. Соответственно, допущения, которые верны для одного временного промежутка могут не действовать в течение всего периода эксплуатации. В таблице 5 представлена сравнительная характеристика по всем рассмотренным скважинам.

Таблица 5 – Сравнительная таблица результатов

Параметры	№1 (2615)			№2 (3702)			№3 (5823)		
	КВД	АД	δ , %	КВД	АД	δ , %	КВД	АД	δ , %
Проницаемость, мД	0,90	0,87	3,33	0,94	0,91	3,19	0,83	0,77	7,23
Проводимость, мД·м	24,47	23,65	3,35	15,58	16,38	5,13	14,46	13,59	6,02
Гидропроводность, мД·м/сП	52,06	50,32	3,34	41,23	43,35	5,14	45,19	41,47	8,23
Подвижность, мД/сП	4,31	3,96	8,12	2,10	2,03	3,33	2,67	2,51	5,99
Коэффициент продуктивности, м ³ /см ² /кгс·сут	0,876	0,711	18,84	0,455	0,384	15,60	0,375	0,314	16,27
Общий скин-фактор	-5,35	-5,65	5,61	-5,77	-5,21	9,71	-5,67	-6,12	7,94
Пластовое давление на ВДП, кгс/см ²	170,8	188,6	10,42	187,2	195,6	4,49	221,4	217,8	1,63
Длина горизонтального ствола, м	1300			600			1000		
Рабочая длина горизонтального ствола, м	194	184	5,15	198	215	8,59	197	210	6,60

Данные, полученные в результате исследований методами КВД и АД, имеют близкие значения. Соответственно, можно сделать вывод, что метод АД может быть альтернативой метода КВД. Анализируя полученный скин-фактор, можно сделать вывод, что на скважине провели интенсификацию притока, а, именно, ГРП. Значение проницаемости в целом характерно для данного пласта месторождения X. В целом исследования имеют среднюю степень достоверности (погрешность результатов не более 20%).

3 КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ПРОВЕДЕНИЮ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

Гидродинамические исследования скважин представляют собой комплекс исследований, который проводится с целью измерения параметров (давление, температура, уровень жидкости и дебит) и дальнейшей интерпретации полученных данных. При проведении ГДИС можно оценить свойства пласта и ПЗП, а также пластовое давление. Также можно определить особенности околоскважинной и удаленной зон пласта.

Исследования, проводимые на скважинах, можно разделить на две категории:

- Исследования на установившихся режимах течения – метод ИД и АД;
- Исследования на неустановившихся режимах течения – методы КВД для нефтяных скважин, КПД для нагнетательных скважин и КВУ.

Все параметры, участвующие в ГДИС можно разделить на 2 группы: известные и неизвестные параметры. К известным параметрам, которые берутся из исходных данных, можно отнести радиус скважины, пористость, сжимаемость системы, вязкость флюида, мощность пласта. Ко второй группе параметров, получаемых в ходе исследования, относят влияние ствола скважины, скин-фактор, проницаемость пласта, размер коллектора.

- Влияние ствола скважины – влияние во время раннего радиального течения;
- Скин-фактор – в период раннего радиального течения оказывает влияние на амплитуду подъема (горба) на кривой;
- Проницаемость пласта – влияние в периоды раннего радиального и линейного течений;
- Размер залежи – влияние в период позднего радиального течения;
- Радиус ствола скважины – влияние в период раннего радиального течения;

- Пористость пласта – влияние в периоды раннего радиального и линейного течений, влияние в период позднего радиального течения на время обнаружения границ;
- Мощность пласта – влияние на все периоды течений;
- Дебит скважины – влияние на все периоды течений;
- Вязкость флюида – влияние в периоды раннего радиального и линейного течений;
- Общая сжимаемость – влияние на все периоды течений.

Стоит отметить, что переоценка одного из параметров приведет к переоценке или недооценке других параметров. Это может привести к ошибочному определению конечных параметров.

В низкопроницаемом коллекторе фильтрация отличается от фильтрации в высокопроницаемом коллекторе. Отличие заключается в характере и законе фильтрации. Это объясняется тем, что в низкопроницаемом коллекторе присутствуют капилляры с малым радиусом. В результате влияния межфазных взаимодействий между фильтрующимся флюидом и внутривершинной поверхностью (скелетом породы) происходит изменение свойств приповерхностного слоя жидкости, а также возникают дополнительные силы сопротивления движению. За счет этого наблюдается образование застойных зон, которые уменьшают сечения капилляров или могут полностью перекрыть поры. В результате этого снижается нефтеотдача. Фильтрация в низкопроницаемом пласте будет происходить при градиенте давления, который будет больше предельного значения градиента.

В горизонтальных скважинах выделяют 4 режима течений:

1. начальный радиальный приток или раннее радиальное течение – приток распространяется в вертикальной плоскости;
2. начальный линейный приток или линейное течение – приток распространяется в горизонтальной плоскости;

3. поздний радиальный приток или псевдорadiaльное течение – приток распространяется в горизонтальной плоскости, наблюдается по мере удаления от скважин;

4. линейный приток.

Исследование методом КВД проводят на остановленных скважинах. Восстановление давления осуществляется за счет сжатия флюида в пласте. Чтобы определить параметры удаленной части пласта необходимо, чтобы длительность была достаточной с целью исключения влияния эффекта «послепритока». Поэтому продолжительность КВД рекомендуем выбирать не менее 3-5 суток. В случае, если исследование проводят в низкопроницаемом коллекторе, то длительность исследования следует увеличить в 1,5-2 раза с целью получения наиболее достоверного результата. Период предыстории должен быть минимум в 5 раз больше времени исследования с целью получения наиболее достоверного результата.

Для проведения интерпретации необходимы дебиты с анализируемой скважины, а также с соседних скважин. Также необходимо регистрировать время реагирования изменения забойного давления в период восстановления давления. Для интерпретации необходима выгрузка с ТМС. Также дополнительно к давлению и дебиту необходимо иметь информацию о физических свойствах пластового флюида, соотношении давления, дебита и объёма, а также геологию и каротажи.

Сначала необходимо внести все данные по скважине из заявки в ПО Saphir, а также осуществить пересчет давления на ВДП и ВНК. Далее пересчитанное давление и дебит вносятся в программу и синхронизируются. После этого определяют позицию горизонтальной линии IARF (радиальное течение в бесконечном пласте). На этом этапе важно оценить отличительные признаки производной. Исходя из этих признаков, принимается решение о модели скважины, коллектора или границы. После подбора модели-кандидата следует сравнить полученные данные с реальными и сделать адаптацию

модели. После выбора модели и подбора параметров, составляют отчет о результатах исследования.

Анализ добычи проводят в случае, если КВД невосстановлена и невозможно определить параметры. АД охватывает гораздо более широкие временные рамки – месяцы и годы. За счет более длительного исследования возможно на диагностическом графике получить течения, которые невозможно было определить по КВД. Стоит отметить, что исследование методом АД проводят на работающей скважине. При исследовании методом АД необходим те же самые параметры, как и для исследования методом КВД. Интерпретация исследования осуществляют в ПО Toraze. Однако в данном случае строится не только аналитическая модель, но и численная.

Таким образом, можно сделать вывод, что гидродинамические исследования проводят на скважинах с целью получения свойств пласта и ПЗП и пластового давления. Исследование методом КВД является более информативным. Однако вследствие недостаточной длительности исследования невозможно диагностировать некоторые течения, которые характерны для горизонтальных скважин. Исследование методом АД характеризуется меньшей точностью результатов. В данном случае исследование является более длительным и отсутствует необходимость в остановке скважины.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ04	Вендина Дарья Александровна

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»; профиль: «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

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

1. <i>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 гидродинамических исследований на нефтяном месторождении «Х»
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	РД 153-39-007-96 Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс Российской Федерации. ФЗ №213 от 24.07.2009 (в редакции от 26.03.2022 №67-ФЗ)

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	14.03.2022
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф Ирина Валерьевна	Д.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ04	Вендина Дарья Александровна		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В работе обоснован комплекс гидродинамических исследований, необходимых для принятия решения в части геолого-технических мероприятий с целью повышения нефтеотдачи. В данной главе рассчитаем экономическую эффективность проведения гидродинамических исследований методом КВД и АД. Рассмотрим 2 варианта. Первый вариант – за год на скважине проводят 2 исследования методом КВД, второй вариант – на скважине за год проводят 1 исследование АД.

ГДИС осуществляет подрядная организация. В договоре о проведении подрядных работ указана стоимость проведения исследования. Поэтому введем стоимость проведения исследований методом КВД и АД для недропользователя, который разрабатывает месторождение «Х»:

- Стоимость проведения КВД по данным ТМС – 8067 руб.;
- Стоимость проведения АД – 32029 руб.

Для контроля за проведением исследования и последующей интерпретации инженеру необходима лицензия на использование программного продукта. Интерпретация исследований осуществляется в программных продуктах KAPPA Engineering. Так исследование методом КВД проводится в программе Saphir, а исследование методом АД осуществляется в программе Toraze. Стоимость годовой лицензии составит:

- Для ПО Saphir – 17600 \$;
- Для ПО Toraze – 33400 \$.

Средний дебит скважины составляет 67 т/сут жидкости. Обводненность продукции составляет 62%. В год обводненность скважины увеличивается на 3%. Нефть месторождения «Х» доводится до товарного состояния, в последующем формируя нефть марки Urals.

Для проведения расчетов отметим, что на скважине проводился капитальный ремонт скважины (КРС) – смена насоса. Продолжительность

ремонта составляет 7 дней. Скважина после КРС выводится на постоянный режим работы. Продолжительность операции составляет 3 дня. Средний межремонтный период скважины составляет 2 года, поэтому скважина на ремонт будет простаивать в 2022, 2024 и 2026 годах.

Первое исследование методом КВД длилось 194 часов (8,1 суток); второе исследование – 264 часа (11 суток). Соответственно, скважина работала 336 дней в случае ремонта на скважине, в другом случае – 346 дней. Однако при проведении исследования методом АД скважина проработала 355 дней с учетом ремонта, в ином случае скважина будет работать весь год.

Для дальнейшего расчета следует посчитать цену добытой нефти (таблица 6) [31]. Также указали количество добытой нефти.

Таблица 6 – Исходные данные для расчета выручки при реализации проектов

Параметр	2022	2023	2024	2025	2026
Цена нефти марки Urals, \$/барр.	58,3	54,2	51,3	51,3	51,3
Обменный курс, руб./\$	73,1	73,8	74,7	74,7	74,7
Цена нефти марки Urals, руб./барр.	4 261,7	4 000,0	3 832,1	3 832,1	3 832,1
Перевод из баррелей в тонны	7,28				
Цена нефти марки Urals, руб./т.	31 025,4	29 119,7	27 897,8	27 897,8	27 897,8
Количество добытой нефти при КВД, т/год	8 554,6	8 113,7	7 203,8	6 722,8	5 853,1
Количество добытой нефти при АД, т/год	9 038,3	8 559,3	7 611,2	7 092,0	6 184,1

К капитальным вложениям относится бурение горизонтальной скважины, ее обустройство и стоимость выкидной линии. Также к капитальным вложениям относят прочие капитальные, которые рассчитываются как 10% от стоимости обустройства промысла, а также природоохранные мероприятия в объеме 5% от капитальных вложений с учетом буровых работ, но без учета прочих капитальных вложений (таблица 7).

Таблица 7 – Капитальные вложения

Параметр	Единица измерения	Цена за единицу, руб.	Количество	Значение, млн руб.
Бурение горизонтальной скважины	руб./м	37 432,37	1	110,43
Обустройство скважины	руб./скв	63 316 254,39	1	63,32
Выкидная линия	руб./км	3 557 400,00	0,15	0,53
Прочие капитальные вложения	руб.	-	-	6,38
Природоохранные мероприятия	руб.	-	-	8,71
ИТОГО				189,37

В приложении А и Б представлены таблицы 8 и 9, в которых отражены эксплуатационные затраты при исследовании методом КВД и АД соответственно. Эксплуатационные затраты включают в себя текущие затраты и налоги, которые включают в себестоимость. Расчет НДС осуществляется на основании Налогового кодекса РФ [33] и официальных данных Федеральной антимонопольной службы [34]. В таблице 10 представлены данные для расчета эксплуатационных затрат.

Таблица 10 – Данные для расчета эксплуатационных затрат при реализации проектов проведения исследований методом КВД и АД

Параметр	Единица измерения	Значение, руб.
Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования	руб./т	672,28
Расходы на капитальный ремонт скважин	руб.	3 192 000,00
Расходы на ремонт оборудования	% отчислений от балансовой стоимости оборудования	0,50
Общехозяйственные и общепроизводственные расходы	руб./т	118,69
Прочие затраты	руб./т	530,46
Расход на оплату труда (2 сотрудника)	руб./мес	45 000,00*2
Страховые взносы (30 класс профессионального риска) [32]	%	37,40
Расходы на КРС	руб./ч	19 000,00
Стоимость интерпретации КВД	руб.	8 067,00
Стоимость интерпретации АД	руб.	32 029,00
Стоимость ПО Saphir	\$	17 600,00
Стоимость ПО Topaze	\$	33 400,00

Для скважин норма амортизации составляет 14,29% (7 лет), для выкидной линии – 20% (5 лет), для природоохранных мероприятий и прочих капитальных вложений – 5% (20 лет). Для обоих вариантов амортизационные отчисления будут одинаковыми, поскольку капитальные вложения в обоих вариантах равнозначные (таблица 11).

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. В таблице 12 представлен налог для обоих методов исследований.

Таблица 11 – Сумма исчисленной амортизации, млн руб.

Год	Бурение скважины	Обустройство скважины	Выкидная линия	Природоохранные мероприятия	Прочие капитальные вложения	Итого
2022	15,78	9,05	0,11	0,44	0,32	25,69
2023	15,78	9,05	0,11	0,44	0,32	25,69
2024	15,78	9,05	0,11	0,44	0,32	25,69
2025	15,78	9,05	0,11	0,44	0,32	25,69
2026	15,78	9,05	0,11	0,44	0,32	25,69

Таблица 12 – Сумма налогов к уплате при реализации проекта, млн руб.

Годы	Исследование методом КВД			Исследование методом АД		
	Прочие налоги	Налог на имущество	Все прочие налоги	Прочие налоги	Налог на имущество	Все прочие налоги
2022	3,98	3,60	7,58	4,21	3,60	7,81
2023	3,54	3,04	6,58	3,74	3,04	6,77
2024	3,01	2,47	5,49	3,19	2,47	5,66
2025	2,81	1,91	4,72	2,97	1,91	4,87
2026	2,45	1,34	3,79	2,59	1,34	3,93

В таблице 13 представлена сводная таблица с указанием финансовых показателей первого варианта расчета (с исследованием методом КВД).

Таблица 13 – Финансовые показатели проекта проведения гидродинамического исследования скважин методом КВД

Параметр	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	Итого
Среднегодовая добыча нефти	тыс. т	8,55	8,11	7,20	6,72	5,85	36,45
Накопленная добыча нефти	тыс. т	8,55	16,67	23,87	30,59	36,45	-
Цена реализации нефти без НДС	тыс. руб. / т	31,03	29,12	27,90	27,90	27,90	-
Капитальные вложения	млн руб.	189,37	0,00	0,00	0,00	0,00	189,37
Выручка	млн руб.	265,41	236,27	200,97	187,55	163,29	1 053,49
Эксплуатационные затраты (без НДС)	млн руб.	51,11	46,35	47,26	42,66	43,78	231,15
НДС	млн руб.	139,70	119,72	98,70	92,11	80,19	530,42
Валовая прибыль	млн руб.	74,60	70,21	55,02	52,78	39,32	291,92
Налог на прибыль	млн руб.	14,92	14,04	11,00	10,56	7,86	58,38
Налог на имущество	млн руб.	3,60	3,04	2,47	1,91	1,34	12,35
Итого налоги	млн руб.	18,52	17,08	13,47	12,46	9,20	70,74
Чистая прибыль	млн руб.	59,68	56,16	44,01	42,22	31,46	233,54
Денежный поток	млн руб.	-88,91	81,85	69,70	67,91	57,15	187,71
Накопленный денежный поток	млн руб.	-88,91	-7,05	62,65	130,56	187,71	-
Чистый дисконтированный доход (i = 15%)	млн руб.	-88,91	-17,73	34,97	79,63	112,30	112,30
Внутренняя норма доходности	%	55,75					
Срок окупаемости (простой)	лет	4,05					
Срок окупаемости (дисконтированный)	лет	3,76					
Индекс доходности капитальных вложений	доли ед.	1,64					

Сводная таблица 14 с указанием финансовых показателей второго проекта (с использованием метода АД) представлена ниже.

Таблица 14 – Финансовые показатели проекта проведения гидродинамического исследования скважин методом АД

Параметр	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	Итого
Среднегодовая добыча нефти	тыс. т	9,04	8,56	7,61	7,09	6,18	38,48
Накопленная добыча нефти	тыс. т	9,04	17,60	25,21	32,30	38,48	-
Цена реализации нефти без НДС	тыс. руб. / т	31,03	29,12	27,90	27,90	27,90	-
Капитальные вложения	млн руб.	189,37	0,00	0,00	0,00	0,00	189,37
Выручка	млн руб.	280,42	249,24	212,34	197,85	172,52	1 112,37
Эксплуатационные затраты (без НДС)	млн руб.	53,18	48,34	49,19	44,53	45,58	240,83
НДПИ	млн руб.	147,60	126,29	104,28	97,17	84,73	560,06
Валовая прибыль	млн руб.	79,64	74,61	58,86	56,15	42,22	311,47
Налог на прибыль	млн руб.	15,93	14,92	11,77	11,23	8,44	62,29
Налог на имущество	млн руб.	3,60	3,04	2,47	1,91	1,34	12,35
Итого налоги	млн руб.	19,53	17,96	14,24	13,14	9,78	74,65
Чистая прибыль	млн руб.	63,71	59,69	47,09	44,92	33,77	249,18
Денежный поток	млн руб.	-84,88	85,38	72,78	70,61	59,46	203,35
Накопленный денежный поток	млн руб.	-84,88	0,50	73,28	143,89	203,35	-
Чистый дисконтированный доход (i = 15%)	млн руб.	-84,88	-10,64	44,40	90,82	124,82	124,82
Внутренняя норма доходности	%	58,01					
Срок окупаемости (простой)	лет	3,80					
Срок окупаемости (дисконтированный)	лет	3,61					
Индекс доходности капитальных вложений	доли ед.	1,72					

Сравнение ряда экономических параметров для обоих вариантов эксплуатации представлены в таблице 15. Рисунок 66 иллюстрирует чистую прибыль обоих вариантов.

Таблица 15 – Сравнение показателей экономической эффективности проектов

Параметр	Единица измерения	Метод КВД	Метод АД
Накопленная добыча нефти	тыс. т	36,45	38,48
Выручка	млн руб.	1 053,49	1 112,37
Налоги	млн руб.	70,74	74,65
Чистая прибыль	млн руб.	233,54	249,18
Денежный поток	млн руб.	187,71	203,35
Чистый дисконтированный доход	млн руб.	112,30	124,82

Чистая прибыль при разных гидродинамических исследованиях

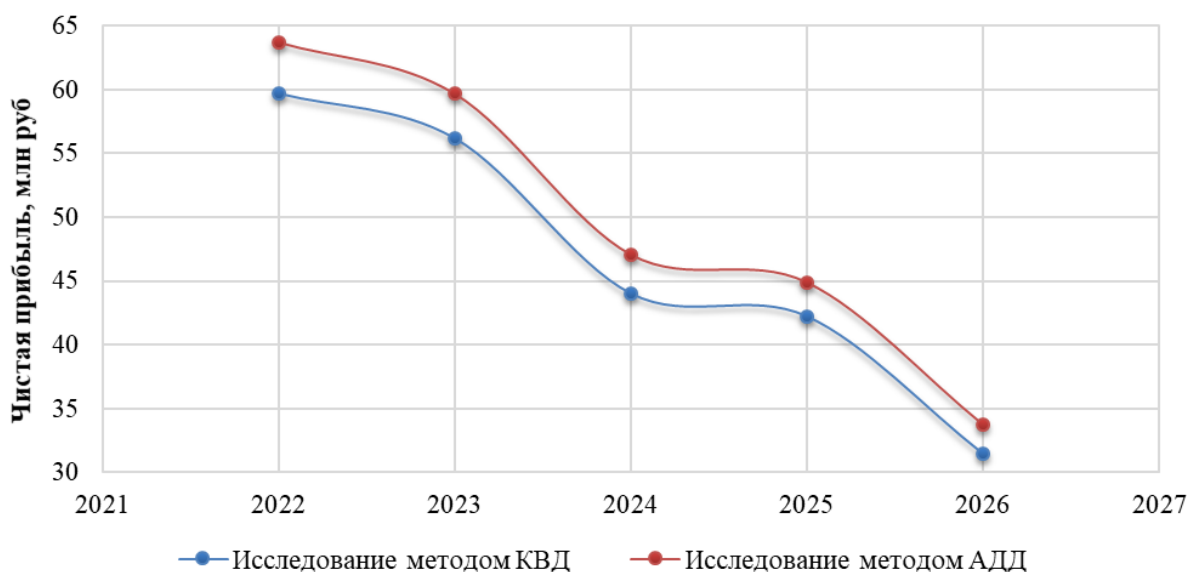


Рисунок 66 – График чистой прибыли

Исходя из рисунка 66 и таблицы 15 можно сделать вывод о том, что экономически более выгодно проводить исследование методом АД. Это объясняется тем, что при данном исследовании затраты будут только на интерпретацию и программный продукт. В данном случае не будет затрат, связанных с потерями в нефтедобыче из-за простоя скважины.

Вывод

В данном разделе была оценена технологическая и экономическая эффективность проведения гидродинамических исследований методами КВД и АД. Согласно расчетам, проведение исследования методом АД является экономически выгодным, а его эффективность подтверждается сроком

окупаемости (3,8 лет) и внутренней нормой доходности (58,01%), при этом скважина будет работать в течение всего периода исследования. В случае исследования методом КВД сроку окупаемости составил 4,05 лет. Внутренняя норма доходности – 55,75%.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 2БМ04		ФИО Вендина Дарья Александровна	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» / «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Тема ВКР:

Анализ результатов проведения гидродинамических исследований в низкопроницаемых коллекторах нефтяных месторождений

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p><i>Объект исследования:</i> гидродинамические исследования скважин.</p> <p><i>Область применения:</i> горизонтальные скважины, работающие на низкопроницаемые пласты.</p> <p><i>Рабочая зона:</i> полевые условия – кустовая площадка.</p> <p><i>Размеры кустовой площадки</i> – 150*60 м.</p> <p><i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> горизонтальная скважина, телеметрическая система.</p> <p><i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> проведение гидродинамического исследования скважин, замер затрубного давления, снятие параметров со станции управления.</p>
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p><i>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом</i></p>
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов – Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора 	<p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе; 2. Превышение уровней шума и вибрации; 3. Повышенная запыленность рабочей зоны; 4. Недостаточная освещенность. <p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Пожаровзрывоопасность; 2. Высокое давление; 3. Механические опасности. <p>Средства коллективной и индивидуальной</p>

	<p>защиты: Каска, спецодежда, спецобувь, защитные очки, перчатки, противогаз, предупредительные таблички, оградительные устройства, заземление.</p> <p>Расчёт: Расчёт системы воздухообмена.</p>
3. Экологическая безопасность при эксплуатации	<p><i>Воздействие на селитебную зону:</i> загазованность территории в следствии разгазирования скважины или трубопровода.</p> <p><i>Воздействие на литосферу:</i> загрязнение почвы нефтью.</p> <p><i>Воздействие на гидросферу:</i> загрязнение подземных вод.</p> <p><i>Воздействие на атмосферу:</i> загрязнение атмосферного воздуха.</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации	<p>Возможные ЧС:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Разрушение элементов, находящихся под высоким давлением; 2. Нарушение электроснабжения; 3. Разлив нефти; 4. Землетрясение. <p>Наиболее типичная ЧС: разрушение элементов, находящихся под высоким давлением.</p>
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
14.03.2022	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ04	Вендина Дарья Александровна		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Все производственные объекты сопровождаются воздействием опасных и вредных факторов на сотрудника предприятия. Поэтому важно соблюдать безопасные условия труда. Социальная ответственность – ответственность организации за воздействие её решений и деятельности на общество и окружающую среду через прозрачное и этическое поведение. Соблюдая правила безопасности, можно избежать наступления чрезвычайной ситуации.

Гидродинамические исследования скважин проводят с целью получения параметров пласта и ПЗП. К данным параметрам относят пластовое давление, скин-фактор, проницаемость, гидропроводность, пьезопроводность, коэффициент продуктивности и др. ГДИС позволяют осуществлять контроль за разработкой месторождения. Этапы проведения ГДИС: создание заявки исследования, проверка манометра, спуск прибора в скважину, остановка скважины, прослеживание исследования (решение о продолжении исследования или его прекращении), завершение исследования, подъем прибора и запуск скважины, интерпретация полученного замера. Исследования методом КВД И АД выполняются круглогодично. Соответственно, ГДИС проводят на кустовых площадках.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Так как гидродинамические исследования осуществляются непосредственно на месторождении, то для работников преобладает вахтовый метод работы. Это объясняется тем, что месторождения значительно удалены от места постоянного проживания работников или места нахождения работодателя. Особенности работы вахтовым методом прописаны в Главе 7 ТК РФ [35]. К работам, выполняемым вахтовым методом, не допускаются беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет;

работники в возрасте до восемнадцати лет. Также не допускаются лица, имеющие противопоказания по медицинским заключениям.

Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. В редких случаях продолжительность может быть увеличена до трех месяцев. Период вахты включает в себя время выполнения работ и время междусменного отдыха.

Лицам, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается взамен суточных надбавка за вахтовый метод работы.

Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируется графиком работы на вахте, который утверждается работодателем. Северные районы Западной Сибири в большинстве приурочены к районам Крайнего Севера. Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом на местности, приравненные к районам Крайнего Севера:

- выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в местностях, приравненным к районам Крайнего Севера. Процентные надбавки в Западной Сибири: по истечении первого года работы – 10%, за каждый последующий год работы – увеличение на 10% по достижению 50% заработка;
- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих: в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, - 16 календарных дней.

5.2 Производственная безопасность

Гидродинамические исследования приводят как на остановленных, так и на работающих скважинах. ГДИС осуществляют оператор исследования. Его рабочее место состоит из скважин, кустовой площадки, блоков автоматики.

Работая на производственных объектах, работник подвергается вредному воздействию опасных и вредных факторов. Классификация факторов представлена в нормативном документе ГОСТ 12.0.003-2015 [36] (таблица 16).
Таблица 16 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ на кустовых площадках

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Проведение исследования	Эксплуатация	
1) Отклонение показателей климата на открытом воздухе;	+		+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [37]; ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования [38]; СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* [39]; ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [40]; ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [41].
2) Превышение уровней шума и вибрации;		+	+	
3) Повышенная запыленность рабочей зоны;	+	+	+	
4) Недостаточная освещенность;	+	+	+	
5) Пожаровзрывоопасность		+	+	
6) Высокое давление;		+	+	
7) Механические опасности.	+	+	+	

5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия

Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Гидродинамические исследования производятся на открытом воздухе. Неблагоприятные метеорологические условия (температура, скорость ветра, влажность воздуха) могут негативно сказаться на производственном процессе и привести к несчастному случаю. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются (таблица 17).

Таблица 17 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
Безветренная погода	-40
Менее 5,0	-35
5,1 – 10,0	-25
10,1 – 15,0	-15
15,1 – 20,0	-5
Более 20,0	0

При высокой температуре снижается концентрация внимания, появляются неосмотрительность и торопливость, при низкой – вследствие интенсивной теплоотдачи организма. Если влажность больше 35-70% воздух считается влажным, если меньше данного диапазона – сухой. Сухой воздух влечет за собой повышенное испарение, которое приводит к ощущению сухости слизистых оболочек и кожи. В свою очередь, влажный воздух осложняет испарение.

При отклонении показателей климата предусмотрены средства индивидуальной защиты (СИЗ). СИЗ должны предотвращать или уменьшать риск действия производственных факторов. Они выбираются согласно ГОСТ 12.4.011-89 [42]. Для защиты головы от теплового облучения алюминиевые, фибровые каски. Также каска поможет избежать травм головы. Для исключения попадания песка в глаза или в носовую полость необходимо применять очки и респираторы. Сотруднику также следует использовать перчатки или рукавицы,

которые в холодный период года помогут избежать обморожения рук. Защитой от пониженной температуры служит теплая спецодежда, а при осадках – плащи. Также сооружают помещения для обогрева сотрудников в холодное время года.

Превышение уровней шума и вибрации

Вблизи ГДИ может производиться капитальный ремонт скважины. Данный вид работ создает уровень шума, не превышающий допустимый согласно ГОСТ 12.1.003-2014 [37]. Значение уровня звука на рабочем месте не должен превышать 40-45 дБ, а на открытой местности – не более 80 дБ. Для снижения уровня шума работникам следует применять СИЗ. Из-за удаленности месторождений от места проживания работников их доставляют на вахту на вертолетах. Они создают уровень шума 95-100 дБ, что превышает норму. Поэтому необходимо выбрать средства защиты согласно СП 51.13330.2011 [43]: противошумные вкладыши или наушники.

Технологическая норма уровня вибрации составляет 92 дБ согласно ГОСТ 12.1.012-90 [38]. При значении уровня вибрации 92дБ частота составляет 63 Гц. Уровень вибрации на рабочем месте оператора исследования объясняется работой лебедки, с помощью которой осуществляют спуск и подъем прибора. При работе с оборудованием при вибрации производительность работника снижается, а также растет число травм. Для защиты от вибрации рекомендуется применять резиновые перчатки.

Повышенная запыленность рабочей зоны

В большинстве случаев насыпные кустовые площадки состоят из песка и глинистого материала. При сильном ветре наблюдается повышенная запыленность рабочей зоны и песок попадает в носовую полость рабочего. Чтобы предотвратить попадание песка необходимо использовать респираторы.

Недостаточная освещенность

Часто приходится работать в темное время суток и необходимо обеспечить достаточную освещенность зоны работ. Норма освещенности должна быть не ниже 10 люксов согласно СП 52.13330.2016 [42]. Если норма освещенности соответствует нужному диапазону, то мероприятия по улучшению освещенности не требуется.

5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия

Пожаровзрывоопасность

На кустовой площадке велик риск пожара или взрыва, так как, добываемые углеводороды являются горючим веществом. Активный способ обеспечения пожаробезопасности подразумевает применение средств пожаротушения, воздействующих на горючее вещество охлаждением очага пожара. При пассивном способе тушения горение прекращается путем изоляции горючего от окислителя. Для тушения пожаров используют жидкие пенообразные, аэрозольные, газообразные, твердые вещества и воду.

Высокое давление

Аппараты, работающие под давлением – оборудование, в котором жидкость или газ находятся под давлением, превышающем атмосферное. Восстановление в скважинах происходит по-разному, давление может восстановиться до 250 кгс/см². Чтобы не допустить чрезвычайных ситуаций разработаны Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением», утверждённые Приказом Ростехнадзора №116 от 25.03.2014 г.

Нарушение герметичности оборудования может произойти при взрыве сосуда, работающего под избыточным давлением. При взрыве может произойти

разрушение взрывной волной близкорасположенного оборудования, а также нанесение травм работнику, в том числе не совместимых с жизнью.

Также нарушение герметичности может быть вызвано дефектами (трещины, вмятины и т.д.), полученные при изготовлении, хранении и транспортировке сосудов, работающих под давлением. Для обнаружения дефектов необходим ежедневный внешний осмотр оборудования, применение средств измерений КИП, а также испытания сосудов и материалов, из которых они изготовлены.

Механические опасности

Как уже говорить ранее процесс восстановления давления индивидуальный для каждой скважины. Фонтанная арматура имеет вращающиеся части, которые могут представлять опасность для жизни сотрудника. Также опасность для сотрудника представляет трубопровод. Поэтому очень важно использовать кожухи и заградительные ограждения, чтобы исключить травмирования сотрудника.

Необходимо систематически проверять целостность защитных ограждений на движущихся и вращающихся механизмах, а также проверку состояния оборудования согласно ГОСТ 12.2.003-91 [40]. Также необходимо соблюдать технику безопасности и форму одежды (все пуговицы застегнуты).

5.2.3 Расчет системы воздухообмена

Произведём расчёт системы воздухообмена в укрытии станции управления скважиной. Размеры помещения 4 / 3 / 2,5 м.

Потребный воздухообмен определяется по формуле 32:

$$L = \frac{1000 \cdot G}{X_B - X_H}, \quad (32)$$

где

L – потребный воздухообмен, м³/ч;

G – количество вредных веществ, выделяющихся в воздух помещения, г/ч;

X_B – предельно допустимая концентрация вредности в воздухе рабочей зоны помещения, мг/м³;

X_H – максимально возможная концентрация той же вредности в воздухе населенных мест по СанПиН 1.2.3685-21, мг/м³.

Применяется также понятие кратности воздухообмена n , которая показывает, сколько раз в течение одного часа воздух полностью сменяется в помещении. Кратность воздухообмена определяется по формуле 33:

$$n = \frac{L}{V}, \quad (33)$$

где

n – кратность воздухообмена, ч⁻¹;

V – внутренний объем помещения, м³.

Согласно СП 2.2.3670-20, кратность воздухообмена $n > 10$ недопустима.

В жилых и общественных помещениях постоянным вредным выделением является выдыхаемый людьми углекислый газ (СО₂). Определение потребного воздухообмена производится по количеству углекислого газа, выделяемого человеком и по его допустимой концентрации.

Предельно допустимая концентрация СО₂ в воздухе рабочей зоны – 9000 мг/м³. Содержание углекислоты в атмосфере вахтового городка – 650 мг/м³.

Количество СО₂, выделяемое всеми работниками определяется по формуле 34:

$$G = N_{\text{чел}} \cdot g_{\text{CO}_2}, \quad (34)$$

где

$N_{\text{чел}}$ – количество людей в помещении, шт;

g_{CO_2} – количество углекислоты, выделяющейся в воздух помещения, г/ч.

Взрослый человек в состоянии покоя выделяет 35 г/ч углекислого газа.

Количество СО₂, выделяемое 1 работником:

$$G = 1 \cdot 35 = 35, \text{ г/ч.}$$

Определим потребный воздухообмен:

$$L = \frac{1000 \cdot 35}{9000 - 650} = 4,19, \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Кратность воздухообмена составляет:

$$n = \frac{4,19}{4 \cdot 3 \cdot 2,5} = 0,14, \text{ ч}^{-1}.$$

Таким образом, нужна вентиляционная система в укрытии станции управления скважиной, которая будет обеспечивать воздухообмен 4,19 м³/ч. Кратность воздухообмена при этом составит 0,15 ч⁻¹.

5.3 Экологическая безопасность

Процесс эксплуатации скважины сопровождается техногенным воздействием на окружающую среду. Поэтому для минимизации вредного воздействия необходимо применять комплекс мероприятий по охране окружающей среды.

Защита атмосферы

Атмосферный воздух может загрязняться вследствие выброса газа и сопутствующих вредных веществ на кустовой площадке. Мероприятиями по охране атмосферы являются поддержание герметичности трубопровода и фонтанной арматуры и контроль за воздушной средой на КНС для определения опасной концентрации газа. Мероприятия по защите атмосферы от загрязнения:

- проверка оборудования на герметичность;
- контроль выхлопных газов автотранспорта, находящегося на кустовой площадке, на содержание окиси углерода CO₂;
- контроль источников выброса на содержание окиси углерода CO₂, окислов азота для подбора оптимального режима сжигания газа и уменьшения концентрации вредных веществ.

Защита гидросферы

Вторичное вскрытие пласта скважин при определённых условиях сопровождается:

- Загрязнением подземных вод химическим реагентами или нефтью при разливе;
- Бытовыми или твердыми отходами;
- Перетоками флюида в заколонном пространстве из-за нарушения целостности обсадной колонны.

Мероприятия по защите гидросферы заключаются в том, что при эксплуатации скважин продукты освоения (нефть, отработанная вода) необходимо собирать в передвижные металлические емкости по 25 м³ с последующей откачкой нефти и пластовой воды в нефтесборный коллектор.

Защита литосферы

В процессе эксплуатации скважины происходит снижение проницаемости пласта за счет закупоривания каналов высокой проницаемости механическими продуктами. Также при повреждении или коррозировании подземного оборудования скважины возможна утечка нефти, которая приведет к загрязнению почвы. Мероприятия по защите литосферы:

- рекультивация земель: при разливе нефти необходимо ее собрать, внести удобрения и высадить растения;
- мероприятия по очистке призабойной зоны пласта;
- контроль за герметичностью оборудования.

Защита селитебной зоны

В процессе эксплуатации скважины может произойти нарушение герметичности трубопровода или фонтанной арматуры. Это повлечет за собой выброс вредных веществ (метан, сероводород и другие взрывоопасные горючие газы). В случае расположения месторождения около города или поселка городского типа может произойти распространение вредных веществ на жилую зону, что окажет отрицательное влияние на здоровье людей. Поэтому, чтобы не допустить отравления людей следует в пределах населенного пункта установить газоанализаторы, которые предупредят о превышении

довзрывоопасных концентраций горючих газов и предельно допустимых концентраций (ПДК) по сероводороду.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации (ЧС), которые могут возникнуть на кустовой площадке при закачке полимерного раствора в пласт, следующие:

- разрушение элементов, содержание жидкости и газы, находящиеся под высоким давлением;
- разрыв трубопроводов с последующим разливом нефти;
- нарушение электроснабжения или полное отключение подачи электроэнергии;
- землетрясение в следствие интенсивного отбора флюидов, а также при интенсивной закачке в пласт жидкости могут возникать сейсмические события.

Наибольшую опасность для работников представляют собой процессы, идущие под высоким давлением. При этом существует вероятность нарушение герметичности оборудования, т.е. может произойти взрыв. В результате работник может получить травмы, в том числе не совместимые с жизнью.

В случае возникновения ЧС необходимо оградить опасную зону, сообщить о ситуации руководству и начать мероприятия по спасению людей, если есть пострадавшие. Действия при ЧС регламентированы инструкцией, с которой должен быть ознакомлен каждый сотрудник.

Основные мероприятия по предотвращению опасностей, обусловленных повышением давления и нагрузками, включают в себя: осмотр и испытание установок, оборудования, механизмов; применение различных средств блокировки, исключающих аварии при неправильных действиях рабочих; автоматизация производственных процессов, позволяющая вывести людей из опасных зон, и осуществлять контроль показаний приборов дистанционно.

Вывод

В данном разделе были проанализированы вредные и опасные факторы, влияющие на здоровье работников. Выполнение мер безопасности и мер по предупреждению опасных факторов позволит избежать наступления ЧС и сократить вредное воздействие на работников предприятия. В результате эксплуатации скважин может происходить загрязнение окружающей среды, поэтому также нужно уделять должное внимание экологической безопасности.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены гидродинамические исследования, проводимые на горизонтальных скважинах в низкопроницаемом коллекторе. С помощью данной технологии можно определить свойства пласта и ПЗП, а также пластовое давление.

На результаты гидродинамических исследований оказывают влияние параметры пласта и призабойной зон пласта. Отметим, что переоценка одного из параметров приведет к переоценке или недооценке других параметров.

В горизонтальных скважинах выделяют 4 режима течений, которые не всегда можно диагностировать при исследовании методом КВД. Поэтому проводят исследование методом АД. Еще одним отягчающим фактором является исследование в низкопроницаемом коллекторе. Это объясняется отличием в характере и законе фильтрации. Поэтому исследования в данных случаях рекомендуется увеличивать в 1,5-2 раза.

Интерпретация исследований включает в себя следующие этапы: внесение и корректировка исходных данных, выбор модели-кандидата и адаптация выбранной модели. Для интерпретации необходим замер с ТМС и предыстория работы скважины, длительность которой минимум в 5 раз больше исследования.

Также были рассчитана чистая прибыль, полученная компанией за счет проведения исследований методом КВД или АД. При исследовании методом КВД чистая прибыль составит 233,54 млн руб, при исследовании методом АД - 249,18 млн руб. Чистая прибыль во втором случае выше за счет того, что для проведения исследования не нужно останавливать скважину.

Были рассмотрены меры производственной безопасности при выполнении гидродинамических исследований, которые позволяют избежать наступления вредных и опасных производственных факторов. Также были рекомендованы мероприятия по их устранению.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Кременецкий М.И. Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых залежей / М.И. Кременецкий. – Ижевск: Ижевский институт компьютерных исследований, 2012. – 896 с.
2. Дуркин С.М. Математическая модель скважины, дренирующей трещиновато-пористый коллектор: Автореф. дис. канд. техн. наук. – Ухта, 2014. – 26 с.
3. Wan, Y. Numerical pressure transient analysis for unfilled-caved carbonate reservoirs based on Stokes-Darcy coupled theory / Y. Wan, Y. Liu, N. Wu // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – №190. – P. 1-9.
4. Узе О. Анализ динамических потоков / О. Узе, Д. Витура, О. Фьярэ. – Карра, 2017. – Выпуск 5.12.01. – 743 с.
5. Daviau F. Pressure analysis for horizontal well // SPE 14251, presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition – Las Vegas, 1985.
6. Чодри А. Гидродинамические исследования нефтяных скважин. А. Чодри. – М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2011. – 687 с.
7. Куштанова Г.Г. Учебно-методическое пособие «Волновые и импульсные методы исследования пластов и скважин» / Г.Г. Куштанова. – Казань, изд-во Казанского (Приволжского) Федерального Университета, 2010. – 59 с.
8. Oliver H. Dynamic Data Analysis. / H. Oliver [et al.]. – France: kappa publication, 2015. – 558 p.
9. Joshi S.D. Horizontal Well Technology / S.D. Joshi. – 1991. – 533 p.
10. Альшейхли Мохаммед Д.З. Совершенствование методов интерпретации данных гидродинамических исследований скважин с горизонтальным окончанием: дис. канд. техн. наук. – Тюмень, 2017. – 110 с.

11. Bourdet D. Use of Pressure Derivative in Well-Test Interpretation / D. Bourdet, J.A. Ayoub, Y.M. Pirard // Society of Petroleum Engineers, SPE Formation Evaluation, SPE-12777-PA. – Vol. 4, No. 2. – June 1989. – P. 114-121.

12. Колесникова А.А. Промыслово-геофизические исследования горизонтальных скважин при низком нестабильном притоке / А.А. Колесникова, М.И. Кременецкий, А.И. Ипатов [и др.] // Нефтяное хозяйство. — 2016. — № 8. — С. 84–88.

13. Квеско Б.Б. Подземная гидромеханика: учебное пособие / Б.Б. Квеско, Е.Г. Карпова. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 169 с.

14. 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.

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

URL: <https://science-education.ru/ru/article/view?id=23068> .

16. Методические указания ОАО «Самаранефтегаз» по интерпретации гидродинамическим исследований скважин. – Самара, 2013. – Версия 1.00. – 205 с.

17. РД 153-39.0-109-01 Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений.

18. Закиров С.Н. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Часть 2 / С.Н. Закиров [и др.]. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2009. – 484 с.

19. Узе О. Анализ динамических потоков / О. Узе, Д. Витура, О. Фьярэ. – Карра, 2008. – Выпуск 4.10.01. – 358 с.
20. Чжоу Цяофэн. Оценка производительности горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта на основе математического моделирования и анализа промысловых данных. – М., 2018. – 145 с.
21. Андаева Е.А. Метод оперативного контроля состояния призабойной зоны низкодебитных скважин / Е.А. Андаева // Территория Нефтегаз. – 2016. – №3. – С. 140-144.
22. Boyun Guo. Petroleum production engineering / Boyun Guo, Xinghui Liu and Xuehao Tan. – Amsterdam, Copyright Elsevier, 2017. – 727 p.
23. Баженов Д.Ю. Комплексование 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.
24. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия.
25. Зайцев М.В. Модели нелинейной фильтрации и влияние параметров нелинейности на дебит скважин в низкопроницаемых коллекторах / М.В. Зайцев, Н.Н. Михайлов, Е.С. Туманова // Георесурсы. – 2021. – Т.23, №4. – С. 44-50.
26. Дударева О.В. Особенности фильтрации в низкопроницаемых коллекторах: автореф. дис. канд. физ.-мат. наук. – Уфа, 2016. – 10 с.
27. Байков В.А. Нелинейная фильтрация в низкопроницаемых коллекторах. Анализ и интерпретация результатов лабораторных исследований ядра Приобского месторождения / В.А. Байков [и др.] // Научно-технический вестник ОАО «НК «РОСНЕФТЬ». – 2013. – №2(31). – С. 8-12.
28. Baoquan Z. Low velocity non-linear flow in ultra-low permeability reservoir / Z. Baoquan, C. Linsong, I. Chunlan // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2011. – №80. P. 1-6.

29. Белова А.В. Совершенствование методов гидродинамических исследований низкопроницаемых пластов и малодебитных скважин: автореф. дис. канд. техн. наук. – Москва, 2008. – 25 с.

30. Шагапов В.Ш. Проявление нелинейных эффектов фильтрации в низкопроницаемых коллекторах при переменных режимах функционирования скважины/ В.Ш. Шагапов, О.В. Дударева // Вестник Томского государственного университета. Математика и механика. – 2016. – №1(39). – С. 102-114.

31. Прогноз социально-экономического развития. – Режим доступа: https://www.economy.gov.ru/material/directions/makroec/prognozy_socialno_ekonomicheskogo_razvitiya/.

32. Об утверждении классификации видов экономической деятельности по классам профессионального риска: Приказ N 851н от 30.12.2016 Министерства труда и социальной защиты РФ (в ред. Приказа Минтруда России от 10.11.2021 N 788н) [Электронный ресурс]. – URL: <https://mvf.klerk.ru/spr/spr143.htm>.

33. 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/.

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

35. Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.

36. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

37. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

38. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.

39. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*.

40. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

41. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

42. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

43. СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003*.

44. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

Приложение А

Таблица 8 – Эксплуатационные затраты при исследовании методом КВД (в млн руб.)

Год	Текущие затраты								Налоги, включаемые в себестоимость				Итого
	Всего	в т.ч.:							Всего	в т.ч.:			
		Заработная плата	Содержание и эксплуатация оборудования	Капитальный ремонт скважины	Общепроизводственные расходы	Амортизация основных фондов	Интерпретация данных и ПО	Прочие		НДПИ	Страховые взносы	Прочие	
2022	43,12	1,08	5,76	3,74	1,02	25,69	4,54	1,30	147,69	139,70	0,40	7,58	190,81
2023	39,36	1,08	5,46	0,55	0,96	25,69	4,30	1,32	126,70	119,72	0,40	6,58	166,06
2024	41,37	1,08	4,85	3,74	0,86	25,69	3,82	1,33	104,59	98,70	0,40	5,49	145,96
2025	37,54	1,08	4,52	0,55	0,80	25,69	3,57	1,33	97,23	92,11	0,40	4,72	134,77
2026	39,58	1,08	3,94	3,74	0,69	25,69	3,10	1,33	84,39	80,19	0,40	3,79	123,97
ИТОГО	200,98	5,40	24,52	12,34	4,33	128,45	19,33	6,61	560,59	530,42	2,02	28,16	761,57

Приложение Б

Таблица 9 – Эксплуатационные затраты при исследовании методом АД (в млн руб.)

Год	Текущие затраты								Налоги, включаемые в себестоимость				Итого
	Всего	в т.ч.:							Всего	в т.ч.:			
		Заработная плата	Содержание и эксплуатация оборудования	Капитальный ремонт скважины	Общепроизводственные расходы	Амортизация основных фондов	Интерпретация данных и ПО	Прочие		НДПИ	Страховые взносы	Прочие	
2022	44,97	1,08	6,08	3,74	1,07	25,69	4,79	2,51	155,81	147,60	0,40	7,81	200,78
2023	41,17	1,08	5,76	0,55	1,02	25,69	4,54	2,53	133,47	126,29	0,40	6,77	174,63
2024	43,13	1,08	5,12	3,74	0,90	25,69	4,04	2,56	110,34	104,28	0,40	5,66	153,47
2025	39,26	1,08	4,77	0,55	0,84	25,69	3,76	2,56	102,44	97,17	0,40	4,87	141,70
2026	41,25	1,08	4,16	3,74	0,73	25,69	3,28	2,56	89,06	84,73	0,40	3,93	130,31
ИТОГО	209,77	5,40	25,89	12,34	4,57	128,45	20,41	12,71	591,12	560,06	2,02	29,04	800,89

Приложение В
(справочное)

INTEGRATED APPROACH TO CONDUCTING HYDRODYNAMIC STUDIES
IN HORIZONTAL WELLS

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ04	Вендина Дарья Александровна		

Руководитель ВКР

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

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИП:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Матвеевко Ирина Алексеевна	д.ф.н.		

INTRODUCTION

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.

The introduction of hydrodynamic research began in the 1950s. At first, two special graphics were used, and included the graph on a semi-logarithmic scale, as well as the Miller-Dice-Hutchinson and Horner graphs. The disadvantage of this method was that only one mode could be diagnosed on it. This mode was an infinite radial flow mode, where it was possible to determine the main characteristics of the formation. However, other graphics were later implemented, allowing the diagnose in different flow modes: linear, bilinear, pseudo-steady-state, etc. [1].

The type curve method was introduced in the 1970s. The essence of this method is to build the pressure response on a double logarithmic scale, followed by moving the graph until it coincides with one of the printed type curves. This method was also called palettes, since the graph was built on a drawing tracing paper. Based on the relative position of the data curve and the typical curve, the results are obtained. While the method of typical curves has a poor resolution, the employment of the Bourdet derivative, allows for a better data interpretation.

The Bourdet derivative was developed in 1983. The Bourdet derivative is a logarithmic derivative of pressure. This derivative is plotted on a bi-logarithmic

graph and is a derivative of the slope of the graph in semi-logarithmic coordinates. Because of this development, it was possible to increase the resolution, as well as the ability to interpret the data.

The Bourdet derivative and personal computer significantly influenced the development of hydrodynamic research in the 1980s and 1990s. With the implementation of new software, it was possible to directly create models, using the superposition method. Improved mathematical models were used to combine pressure response curves that responded to different changes in the environment, while considering the previous data on pressures and production rates, thus enhancing the creation of an accurate model that corresponds to the data of the well study.

PRESSURE RECOVERY CURVE METHOD

The pressure recovery curve study (figure 1) was performed on a shut-in well with wellhead sealing. During the study, fluid production was also stopped. Pressure recovery is performed using fluid compression in the formation. In order to determine the parameters of the remote part of the formation, it is necessary a sufficient fluid compression duration, in order to eliminate the influence of the "post-inflow" effect, which consists in the continued inflow of fluid into the wellbore. Therefore, it is recommended the minimum duration of the pressure recovery curve method to be between 3 to 5 days.

If the study is carried out in a low-permeability reservoir, the duration of the study should be increased in 1,5 to 2 times, in order to obtain the most reliable result. If it is necessary to evaluate the geometry of the formation, i.e. determine the distance to the boundary, then the survey time is determined regarding the distance from the well to the expected boundary.

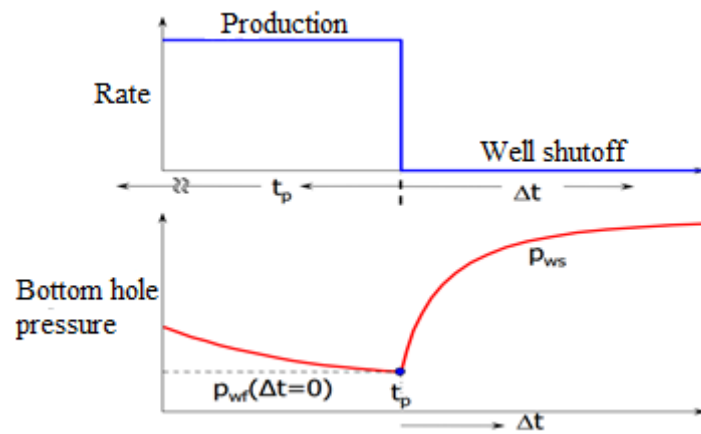


Figure 1 – Pressure recovery curve

The interpretation must take into account the history of the well. It is recommended to consider a minimum of 5 times the study time, during the pressure recovery curve study. The historical data considers the production rates and the duration of cycles of the previous well history.

Main parameters that can be obtained from the pressure recovery curve study:

- Formation pressure;
- Permeability and conductivity factors and piezoconductivity coefficient;
- Skin factor;
- Radius of study and drainage area;
- Mode stabilization time;
- Fracture parameters (for horizontal or hydraulic well , if fracturing was performed).

Pressure recovery curve interpretation is performed using Saphir software. The interpretation requires production rates from the well of interest, as well as from adjacent wells, being analyzed. It is also necessary to record the response time of the bottomhole pressure change during the pressure buildup period. For interpretation, unloading from telemetry system is required. However, it is also recommended to record the response times throughout the production history. In addition to pressure and flow rate, it is necessary to have information on the physical properties of the

formation fluid, the pressure ratio, flow rate and volume, as well as geology and logging.

PRODUCTION ANALYSIS METHOD

Production analysis refers to the evaluation of the declination in well productivity due to long-term monitoring of bottomhole pressure and production rate and occurs in steady-state flow mode. The production analysis study is conducted with known data on production rate and pressure, as well as when it is necessary to analyze and interpret the data. This test method uses values measured using a depth gauge, with the measurement being suitable for both steady-state and non-steady-state flow studies.

Production analysis is performed if the pressure recovery curve is under-recovered and parameters cannot be determined. The production analysis covers a wider time frame - months or years. Due to a longer study, it is possible to obtain trends on the diagnostic graph that could not be determined from the pressure recovery curve. Figure 2 presents a production analysis study, based on flow rate and pressure at the pump intake as data for interpretation. As a result of the production analysis study, the same parameters as in the pressure recovery curve study can be obtained.

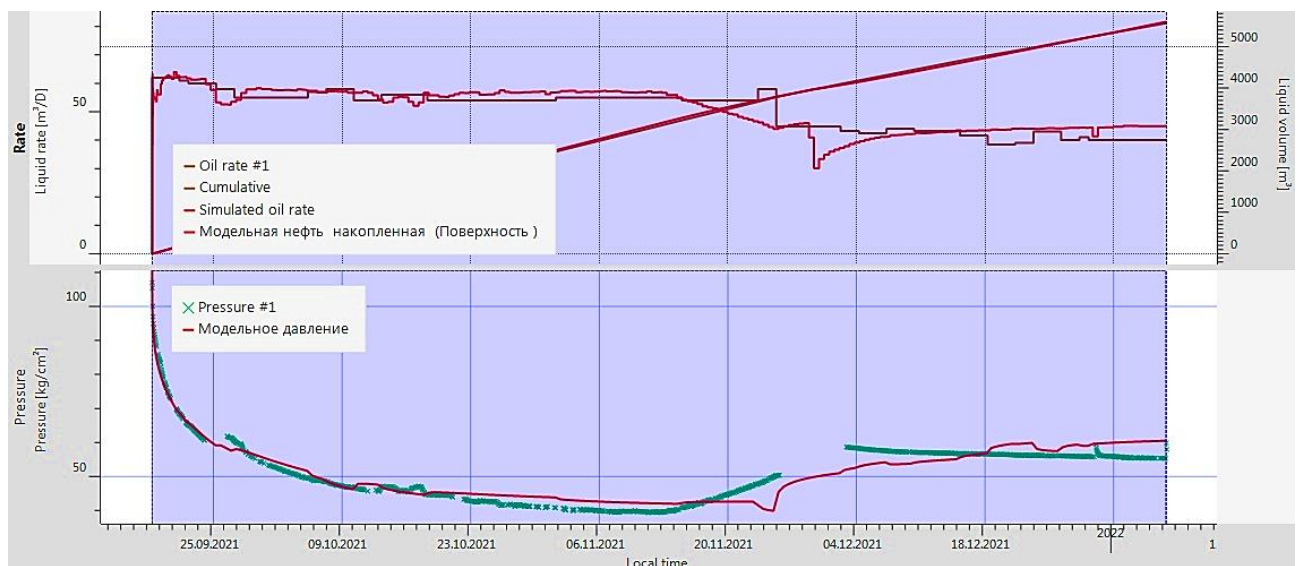


Figure 2 – Production analysis study

NON-LINEAR FILTRATION IN LOW PERMEABLE HEADER

Traditionally, the law of filtering the moving phase of collectors is described by Darcy's law (equation 1). The main characteristic of these reservoirs are the negligible interfacial interaction, thus not affecting the filtration pattern.

$$V = \frac{k}{\mu} \cdot grad p \quad (1)$$

where

V – filtration rate of the moving phase [m^3/s];

$grad p$ – pressure gradient [MPa/m];

k – formation permeability [μm^2];

μ – fluid viscosity [$mPa \cdot s$].

However, in a low permeability reservoir, the filtration differs from a filtration in a high permeability reservoir. The difference lies in the nature and law of filtering, due to the fact that capillaries with a small radius are present in the low-permeability reservoir. The main distinguishing features of this type of reservoir are high filtration resistance and complex structure.

The forces acting between the liquid and the solid phase, i.e. the molecular forces, have a significant importance in the analysis. However, if two-phase filtration occurs in the formation, then capillary forces have large values. This can be explained by the fact that in this case, due to the small pore radius, the effect on filtration is increased. Sufficient pressure is required to overcome the resistance of capillary and molecular forces, but if the pressure is insufficient, the movement of oil will be interrupted. Then, the oil will be divided into drops, leading to an increase in filtration resistance, as well as a decrease in the displacement effect.

Therefore, a generalized Darcy filtration law with a limiting pressure gradient (equation 2) is used to describe non-linear filtration.

$$V = -\frac{k}{\mu} \cdot grad p \cdot \eta, \quad (2)$$

where

η – a dimensionless factor that takes into account the nonlinearity factor (equation 3).

$$\begin{cases} \eta = 1 - \left(\frac{q}{\text{grad } p}\right)^\gamma & \text{for } |\nabla p| \geq q, \\ \eta = 0 & \text{for } |\nabla p| < q, \end{cases} \quad (3)$$

where

q – limit pressure gradient [MPa/m];

γ – degree index determining the rate of output of the filtration law regarding the linear Darcy zone with an increase in the pressure gradient value. A.H. Mirzajanzadeh first proposed a generalized Darcy's law, which described the filtration of non-Newtonian oil, the coefficient being then considered equals to 1. Also, the index can have values of $\frac{1}{2}$ and 2, for cases of low and high output rates to the linear filtration law, respectfully.

The effect of interfacial interactions between the to be filtered fluid and the intrapore surface is specific to the filtration in a low permeability formation. One of the main characteristics of the low permeable terrigenous reservoir is related to an increase in the content of clay particles, which possess increased surface activity.

The low-permeability reservoir main features are the increase in the proportion of micropores, the difference in pore size between micro and macro-pores, as well as the increase in specific surface area with a decrease in permeability. Due to this specificity, during filtration, abnormal manifestations of the interaction forces between the fluid and the rock skeleton occur, leading to non-linear filtration effects. [2]

As a result of the surface interaction between the fluid and the rock skeleton, the properties of the near-surface liquid layer change, and additional resistance forces to movement arise. Due to this fact, the formation of stagnant zones are observed, which reduce the cross-sections of the capillaries or can completely close the pores, incurring in the reduction of oil. Stagnant zones formation are susceptible to occur in the zones where the pressure gradient is lower than some limit value q . Therefore, some differential pressure should be applied to overcome or eradicate the generated

stagnant zones. Therefore, filtration will occur at a pressure gradient greater than the gradient limit in a low permeability formation.

HORIZONTAL WELL FLOW CONDITIONS

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. [3] 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 3) 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.

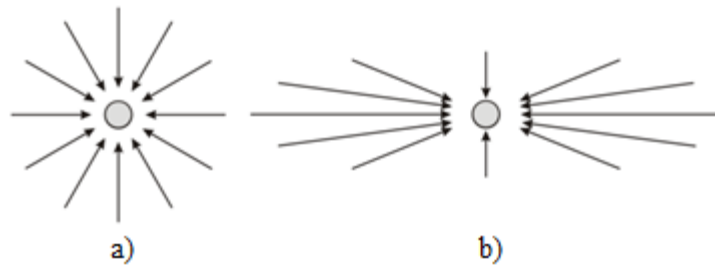


Figure 3 – Initial radial flow to the well with a horizontal end:
a - in a homogeneous reservoir; b - in a heterogeneous reservoir

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 4) 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.

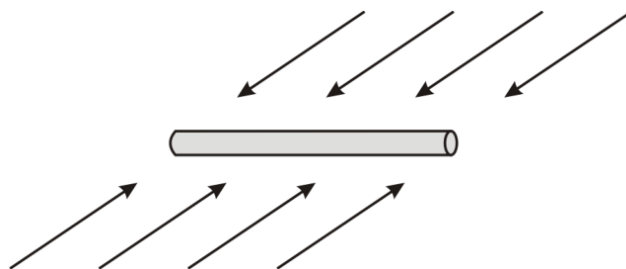


Figure 4 – Scheme of the initial linear stream to the horizontal well

Linear inflow coincides with transition stage from initial radial to late radial inflow. This explains the reason for the influx 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 5) 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.

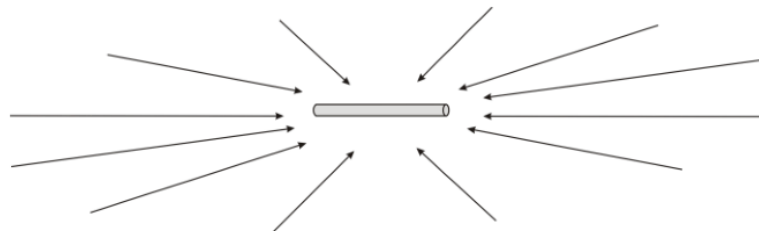


Figure 5 – Diagram of Late Radial Flow to Horizontal Wellbore

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 6).

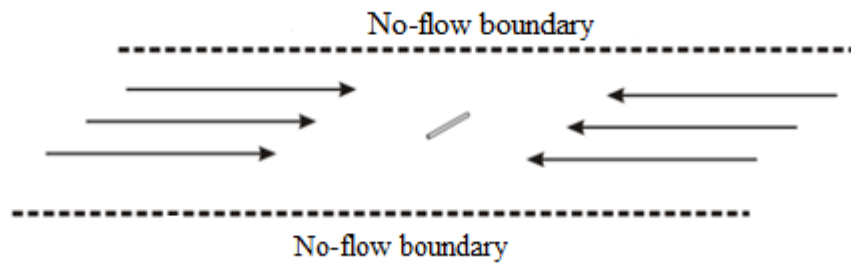


Figure 6 – Flow to the horizontal wellbore if parallel impermeable boundaries exist

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 7.

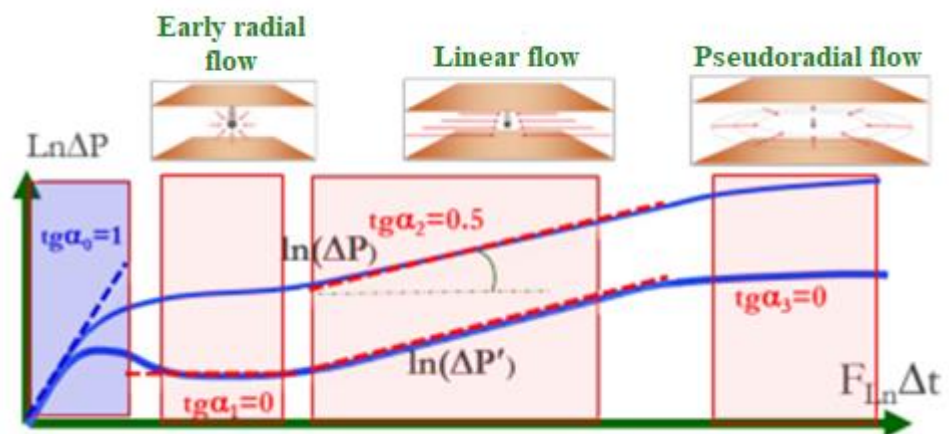


Figure 7 – Diagnostic scheme of horizontal wells hydrodynamic studies

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.

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.

CONCLUSION

This paper discussed hydrodynamic studies performed on horizontal wells in a low permeability reservoir. From these studies, it is possible to determine the properties of the formation and the bottomhole zones of the wells, as well as the formation pressure. It is also possible to determine the features of the borehole and the remote zones of the formation.

In horizontal wells, four different flows modes are identified, which cannot always be diagnosed during pressure recovery curve analysis. Therefore, the study is carried out by the method of analysis of production. Another aggravating factor is exploration research in a low permeability reservoir, being explained by the difference in the nature and law of filtration. Therefore, study periods in these cases are recommended to be increased by 1,5 to 2 times in order to obtain the most reliable result.

REFERENCES

1. Oliver H. Dynamic Data Analysis / H. Oliver [et al.]. – France: kappa publication, 2017. – v 5.12.01. – 743 p.
2. Baoquan Z. Low velocity non-linear flow in ultra-low permeability reservoir / Z. Baoquan, C. Linsong, I. Chunlan // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2011. – №80. P. 1-6.
3. Joshi S.D. Horizontal Well Technology / S.D. Joshi. – 1991. – 533 p.