

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

Школа _____ Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки _____ 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение школы (НОЦ) _____ Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ВЕРХНЕЧЕНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (Иркутская область)

УДК 622.243.24:532.5(571.53)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Д	Нгуен Минь Хоанг		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Сергеев Виктор Леонидович	Д.Т.Н		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Аспирант ОНД	Донг Ван Хоанг			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кашук Ирина Вадимовна	К.Т.Н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Максимова Юлия Анатольевна			

Томск – 2019г

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ-3е)
в области производственно-технологической деятельности		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
в области организационно-управленческой деятельности		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК-17, ПК-19, ПК-22)
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
в области проектной деятельности		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) Максимова Ю.А. (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Д	Нгуен Минь Хоанг

Тема работы:

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ВЕРХНЕЧЕНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (Иркутская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 2022/с от 18.03.2019 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	19.06.2019
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет технологической информации по Верхнеченскому месторождению, тексты и графические материалы отчетов геолого-технического отдела, фондовая и периодическая литература.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1.1. Физико – географический очерк 1.2. Геолого-геофизическая изученность района 1.3. Стратиграфия 1.4. Тектоника 1.5. Гидрогеология 1.6. Нефтегазоносность 2.1. Методы выделения фильтрационных режимов

	течения к горизонтальному стволу 2.1.1. Аналитический метод 2.1.2. Графо-аналитический метод 2.2. Методы интерпретации кривой восстановления давления горизонтальных скважин 2.2.1. Метод детерминированных моментов 2.2.2. Метод касательных и наилучшего совмещения 3. Интерпретация результатов гидродинамических исследований горизонтальной скважины №1 Верхнеченскогонепфтегазоконденсатного месторождения 4.1.Предпроектный анализ 4.1.1. Анализконкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения 4.1.2. SWOT–анализ 4.2. Планированиеуправлениянаучно-техническим проектом 4.2.1. План проекта 4.2.2. Бюджет научного исследования. 4.2.3. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления) 4.2.4. Накладные расходы 4.3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования 5.1.Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности 5.2. Производственная безопасность 5.3. Анализ вредных производственных факторов 5.4. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению 5.5. Экологическая безопасность 5.6. Безопасность в чрезвычайных ситуациях
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел 1. Краткие геологические характеристики Верхнеченского месторождения 2. Методы интерпретации результатов характеристики Верхнеченскогоместорожжения 3. Интерпретация результатов гидродинамического исследований горизонтальных скважин низкопроницаемыхколлекторов 4. Финансовый менеджмент,	Консультант Донг Ван Хоанг Доцент Кашук Ирина Вадимовна

ресурсоэффективность и ресурсосбережение\	
5. Социальная ответственность	Ассистент Черемискина Мария Сергеевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
1. Краткие геологические характеристики Верхнеченского месторождения	
2. Методы интерпретации результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин по кривой восстановления давления	
3. Интерпретация результатов гидродинамического исследований горизонтальных скважин низкопроницаемых коллекторов Верхнеченского нефтегазоконденсатного месторождения	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	19.03.2019г.
---	--------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Сергеев Виктор Леонидович	д.т.н.		
Аспирант	Донг Ван Хоанг			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Д	НгуенМиньХоанг		

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

Школа : Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Уровень образования : Бакалавриат

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

Период выполнения : Весенний семестр 2018 /2019 учебного года

Бакалаврская работа

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	14.06.2019
--	------------

Дата Контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
24.03.2019	Краткие геологические характеристики Верхнеченского месторождения	10
28.03.2019	Методы интерпретации результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин по КВД	20
01.04.2019	Интерпретация результатов гидродинамического исследований горизонтальной скважины №1 Верхнеченского нефтегазоконденсатного месторождения	20
05.04.2019	Финансовый менеджмент	20
21.05.2019	Социальная ответственность	10
24.05.2019	Оформление работы	10
	Итого	100

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

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

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Аспирант ОНД	Донг Ван Хоанг			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа написана на 86 страницах, содержит 12 рисунков, 24 таблиц, 22 источника.

Ключевые слова: гидродинамические исследования скважин, горизонтальная скважина, кривая восстановления давления, низкопроницаемый коллектор, интерпретация.

Объектом исследования является нефтяные эксплуатационные горизонтальные скважины Верхнеченского месторождения.

Цель работы – Определить параметр нефтяных пластов по полученным результатам от гидродинамических исследований горизонтальных скважин низкопроницаемых коллекторов Верхнеченского месторождения в программном комплексе Saphir.

Рассмотрены методы интерпретации результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин нефтяных месторождений. Приведены результаты интерпретации КВД горизонтальной скважины Верхнеченского месторождения.

Выпускная квалификационная работа производилась на персональном компьютере с помощью Microsoft Office 2010, текстовая часть - Microsoft Word 2010, расчеты и графики - Microsoft Excel 2010, презентация - Microsoft PowerPoint.

Область применения: Месторождения с низкопроницаемыми коллекторами

Перечень сокращений, условных обозначений, символов единиц и терминов

ГДИ – гидродинамические исследования

ГДИС – гидродинамические исследования скважин

КВД – кривая восстановления давления

ГС – горизонтальная скважина

ВСС – влияние ствола скважины

РРФП – ранний радиальный фильтрационный поток

ПРФП – полурadiaльный фильтрационный поток

РЛФП – ранний линейный фильтрационный поток

ПРФП – поздний радиальный фильтрационный поток

ПЛФП – поздний линейный фильтрационный поток

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	11
АННОТАЦИЯ.....	12
1. КРАТКИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ВЕРХНЕЧЕНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ 13	
1.1. Физико-географический очерк.....	13
1.2. Геолого-геофизическая изученность района.....	16
1.3. Стратиграфия	18
1.4. Тектоника	22
2. МЕТОДЫ ИНТЕРПРЕТАЦИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ПО КРИВОЙ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ.....	35
2.1. Методы выделения фильтрационных потоков к горизонтальному стволу 35	
3. ИНТЕРПРЕТАЦИЯ КРИВОЙ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ВЕРХНЕЧЕНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	50
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЖЕНИЕ	58
4.1. Предпроектный анализ	58
4.1.1. Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	58
4.1.2. SWOT–анализ	59
4.2. Планирование управления научно-техническим проектом	61
4.2.1. План проекта.....	61
4.2.2. Бюджет научного исследования	61
4.2.3. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)	65
4.2.4. Накладные расходы.....	65
4.3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	66
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	73

5.1. Общие эргономические требования к организации и оборудованию рабочих мест пользователей ПЭВМ	74
5.2. Производственная безопасность	75
5.2.1. Анализ вредных производственных факторов.....	76
5.2.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (техника безопасности)	80
5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях (Пожарная безопасность)	82
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	84
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	85

ВВЕДЕНИЕ

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

Интерпретация ГДИ скважин с горизонтальным окончанием оказывается сложнее аналогичных интерпретаций для вертикальных скважин. В общем, процесс интерпретации результатов ГДИ горизонтальных скважин состоит в решении задачи диагностики выделения потоков и решении обратной задачи идентификации по определению фильтрационных параметров пласта и скважины с использованием соответствующей выделенному потоку модели пластовой системы. Наиболее распространенными способами выделения фильтрационных потоков являются аналитический и графоаналитический.

Основная цель работы – Определение параметров нефтяных пластов по результатам гидродинамических исследований горизонтальных скважин низкопроницаемых коллекторов Верхнеченского месторождения в программном комплексе Saphir.

Основные задачи для достижения цели в работе:

- Рассмотреть общие геолого-геофизические характеристики нефтяных залежей и их флюидов на Верхнеченском месторождении
- Рассмотреть и проанализировать методы интерпретации результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин по КВД.
- Проводить интерпретацию КВД горизонтальной скважины №1 Верхнеченского месторождения в программном комплексе Saphir.

Объект исследования. Нефтяные эксплуатационные горизонтальные скважины Верхнеченского месторождения.

АННОТАЦИЯ

В первой главе описаны геолого-геофизические характеристики нефтяных залежей и их флюидов на Верхнеченском месторождении.

Во второй главе рассмотрены методы интерпретации результатов гидродинамических исследований нефтяных горизонтальных скважин.

В третьей главе проведена интерпретация кривой восстановления давления горизонтальной скважины №1 Верхнеченского месторождения.

В четвертой главе рассмотрены финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; проектировать и создать конкурентоспособных разработок, технологий, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения; оценить коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований; определить возможных альтернатив проведения научных исследований, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

В пятой главе рассмотрены вопросы охраны труда, недр и окружающей среды, были выявлены опасные и вредные производственные факторы, выявлена экономическая безопасность, описаны средства применяемой индивидуальной и коллективной защиты, действия при возникновении чрезвычайных ситуаций, и также правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

1. КРАТКИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ВЕРХНЕЧЕНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖ- ДЕНИЯ

1.1. Физико-географический очерк

Верхнечонское месторождение расположено на территории Катангского района Иркутской области в 250 км севернее г. Киренска и в 250 км северо-восточнее разведанного Ярактинского месторождения (рис. 1).

В 420 км юго-западнее находится г. Усть-Кут, пос. Ербогачен (районный центр) в 100 км северо-западнее месторождения. Ближайший населенный пункт с. Преображенка расположен в 50 км к западу от месторождения.

Катангский район – самый северный район Иркутской области. Территория района занимает площадь 139 043 км² от 58° до 64° с. ш. с севера на юг и от 104° до 110° в. д. с запада на восток и лежит в пределах Среднесибирского плоскогорья. На севере и северо-западе граничит с Красноярским краем, на северо-востоке - с Якутией, на юге - с Усть-Кутским, Нижнеилимским, Киренским районами Иркутской области. Катангский район имеет статус территории Крайнего Севера. Климат резко континентальный: температура зимой (с ноября по апрель) до - 60° С, летом (июнь, июль) до + 40°С (среднегодовая амплитуда температурных колебаний составляет 80°С). Снег выпадает в сентябре, сходит в мае. Небольшое годовое количество осадков распределяется по временам года неравномерно.

Следует учитывать, что в природно-географическом отношении район труднодоступен для размещения новых отраслей. Транспортная инфраструктура представлена речным сообщением (в пределах района реки судоходны 2 - 3 месяца в году), редкими авиарейсами. Отсутствует строительная база. Только ценность выявленных природных ресурсов может

компенсировать затраты на пионерное инфраструктурное освоение этого района Крайнего Севера.

Верхнечонское месторождение расположено в пределах Средне - Сибирского плоскогорья и представляет собой слабовсхолмленную равнину с относительными превышениями 120 - 150 м. Данный ландшафтный район отличается развитием мерзлотно-болотных среднетаежных лиственничных типов ландшафтов, развитых на пониженных, слабо расчлененных по отношению ко всей территории трассы формах рельефа. Характерно наиболее широкое развитие многолетнемерзлых пород. Этому району присуще внедрение северо-таежных лиственничных мерзлотных типов ландшафтов и тундровых элементов – торфяных болот. Таежные ландшафты региона осложнены ландшафтными элементами смежных единиц северной и южной тайги, что определяет их буферность (переходность). Резкая континентальность климата, развитие мерзлоты, процессов заболачивания и связанных с ними процессов, низкая биологическая активность растительных сообществ обусловили доминирование неустойчивых типов ландшафтов, которые значительно преобразованы антропогенной деятельностью.

На территории Верхнечонского месторождения в настоящее время обитает около 20 видов животных и птиц, являющихся объектами охоты. В субмеридиональном направлении территорию месторождения пересекает р. Чона с ее многочисленными притоками, из которых по площади месторождения протекают: Нельтошка, Бирая, Молчалун, Игняла. Наряду с реками в районе месторождения имеются озера, старицы и болота. Озера большей частью пойменные и термокарстовые, развитые на плоских вершинах водоразделов и пологих склонах. Болота распространены по долинам рек и ручьев, относятся к типу надмерзлотных.

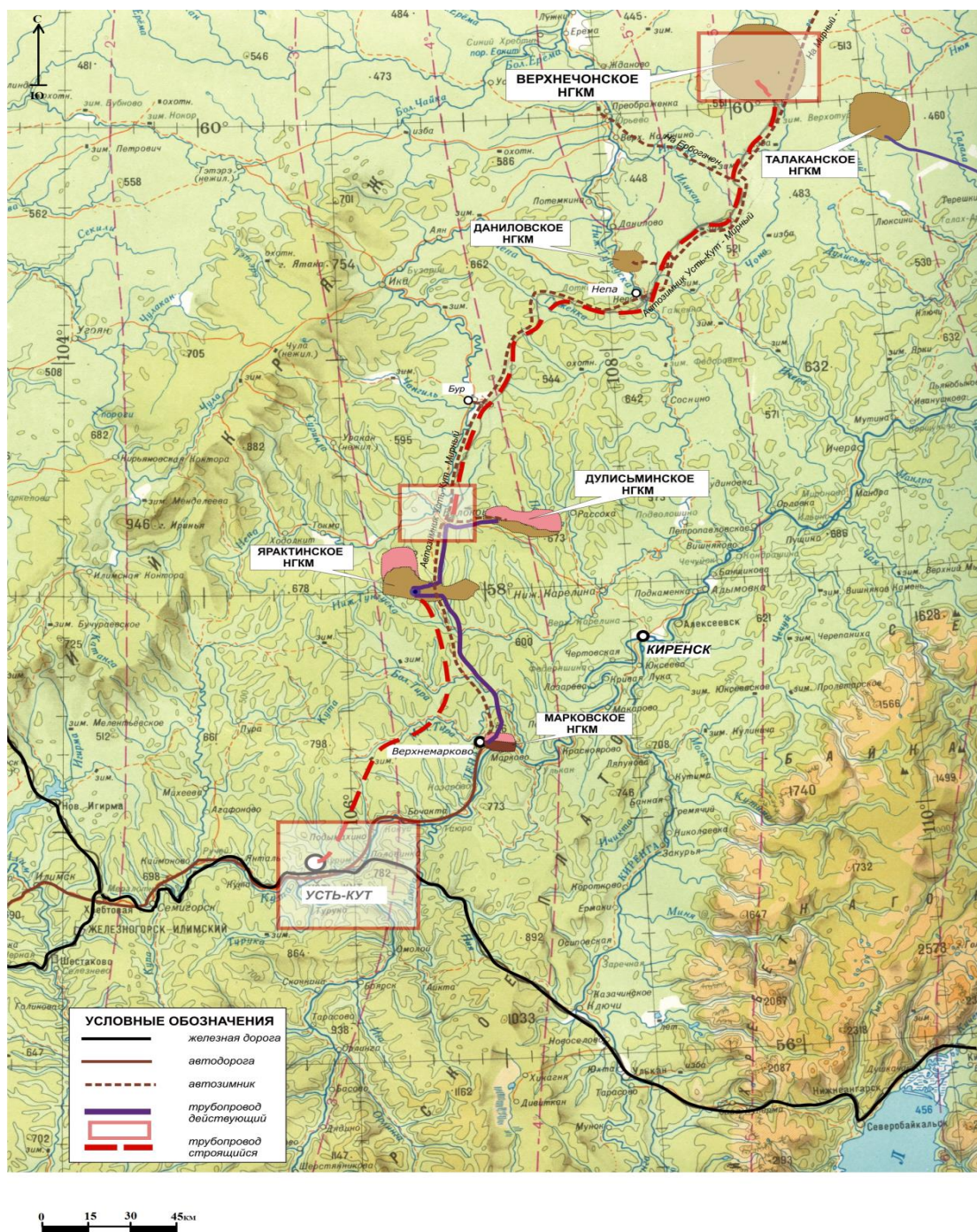


Рисунок 1.1 – Обзорная схема месторождений Иркутской области

1.2. Геолого-геофизическая изученность района

Открытие Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения датируется 1978 г. В период с 1993 по 2002 гг. недропользователем являлось ОАО «РУСИА-Петролеум», в настоящее время – ОАО «Верхнечонскнефтегаз», которое обладает лицензией на добычу углеводородного сырья и геологическое изучение недр на Верхнечонском нефтяном месторождении (серия ИРК № 11287 НЭ от 22 августа 2002 г.). Площадь лицензионного участка - 1481,6 кв. км.

Верхнечонская структура была подготовлена к глубокому бурению сейсморазведочными работами в 1976 г. В процессе разбуривания размеры поднятия уточнялись в сторону увеличения, что потребовало проведения детализационных сейсморазведочных работ параллельно с бурением скважин. Сопоставление структурных построений по данным полевых геофизических исследований и глубокого бурения показало их удовлетворительную сходимость.

Верхнечонское месторождение многопластовое, с залежами структурно-литологического типа, с элементами стратиграфического выклинивания и тектонического экранирования и является сложным при выявлении и прослеживании контуров нефтегазоносности в процессе поисково-разведочного бурения. Тем не менее, соотношение количества скважин, вскрывших залежи нефти и газа, к скважинам, оказавшимся за пределами контура нефтеносности, свидетельствует в целом о достаточно удачной расстановке сети разведочных скважин.

Разбуривание базисного объекта разведки месторождения производилось по ползучей системе от известного к неизвестному с корректировкой мест заложения скважин по получаемым результатам, что оправдано в условиях резкой фациальной неоднородности продуктивных пластов Верхнечонского горизонта. Расстояния между скважинами

изменялись от 2 - 3 км в зонах с большими эффективными толщинами до 4 - 6 км на периферийных участках и в зонах газового насыщения.

По заключению экспертизы ГКЗ такие расстояния между скважинами, при отсутствии повсеместно проведенных детализационных сейсморазведочных исследований (24 - х кратного ОГТ) и без применения современных методик интерпретации имеющегося материала, отрицательно сказались на точности трассировки некоторых нарушений, особенно мелких.

Всего пробурено 3 параметрических, 8 поисковых и 87 разведочных скважин.

На основе всего объема данных сейсморазведочных работ и поисково-разведочного бурения были геометризированы площади основных залежей и представлена модель их геологического строения, которая принята за основу для подсчета запасов по категории $C_1 + C_2$.

Несмотря на довольно высокую степень изученности, анализ фактического материала показывает, что месторождение нуждается в доразведке. Это касается в основном залежей нефти категории C_2 в отложениях преображенского и осинского горизонтов, а также отдельных блоков и участков залежей верхнечонского горизонта, в которых нефтеносность определена по данным ГИС, но не подтверждена результатами опробования.

1.3. Стратиграфия

Расчленение разреза на стратиграфические комплексы (свиты, подвиты) было выполнено в работе 1994 г. Подсчет запасов нефти и газа Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения осуществлялся по стандартному комплексу ГИС (геофизических исследований скважин) с помощью региональных реперов, в качестве которых использовались пласты доломитов большой толщины, залегающие в подошве нижнеданиловской подсвиты. Осинский пласт в подошвенной части усольской свиты. Для глинистых доломитов характерно повышение показаний на кривых ГК (гамма-каротаж) и снижение – на КС (каротаж сопротивлений) и НГК (нейтронный гамма-каротаж). Приуроченность реперов к стратиграфическим границам позволила однозначно расчленить разрез по каждой скважине.

Верхнечонское месторождение приурочено к гемиантиклинали северо-западного простирания, осложняющей северо-западный склон Пеледуйского поднятия, расположенного на юго-восточном склоне Непско-Ботуобинской антеклизы.

В строении осадочного чехла рассматриваемого района принимают участие породы протерозоя, палеозоя, мезозоя и кайнозоя. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза приводится по данным бурения скважин Верхнечонской площади, результатам сейсморазведочных работ, материалам структурно-геологической съемки 1:50000. Общая толщина осадочных отложений изменяется от 1176 до 1729 м.

Породы фундамента вскрыты в 93 из 98 пробуренных на площади скважин и представлены гранитами, гранито-гнейсами, грано-диоритами, пегматитами серыми, розовато-серыми, красными. В верхней части цоколя гранитоиды часто выветрелые, разуплотненные, темно-серые, почти черные. Толщина коры выветривания изменяется от 1 до 34 м. Вскрытая толщина фундамента составляет от 1 до 93,4 м.

Сохранились отложения в пределах узкого грабена, прослеженного на площади скважинами 82, 94, 95, 96.

В разрезе, вскрытом скважиной 82, это сравнительно монотонная толща гравелитов песчаных, галечников полимиктовых серого, зеленовато-серого, реже темно-коричневого цвета, рыхлых. Гравий и галька окатанные, редко полуокатанные размером до 0,05 м, представлены кварцем, микроклином, гранитоидами, кварцитами. Промежутки между крупными обломками заполнены песчаным, алевролито-глинистым, линзами карбонатно-сульфатным материалом. Юго-восточнее, в скважинах 94, 95, 96 разрез представлен пестроцветными песчано-глинистыми породами с примесью гравийного материала, прослоями песчаников и алевролитов, иногда трещиноватых. Вскрытая толщина отложений рифея на Верхнечонской площади составляет 63 - 132,8 м.

Нижнечонская подсвита (V_{np1}) залегает на большей части площади непосредственно на породах фундамента, в пределах грабена на разуплотненных гравелитовых отложениях рифея. Литологически разрез ее неоднороден. Нижняя, базальная часть представлена песчаниками кварцевыми, реже полевошпатово-кварцевыми серыми, коричневато-серыми, в объеме которых на площади выделяется верхнечонский продуктивный горизонт (ВЧ). В юго-восточной половине территории месторождения он разделен глинисто-алевритовыми породами на два пласта. За этими пластами закреплены индексы $V_{ч2}$ для нижнего и $V_{ч1}$ для верхнего. Выше песчаниковых пластов залегает регионально выдержанная пачка аргиллитов темно-серых, реже зеленовато - серых толщиной 6,0 - 14,2 м, которые перекрываются породами терригенно - сульфатно - карбонатной пачки.

Нижнеданиловская подсвита (ϵ_{1dn1}) сложена доломитами с прослоями темно-серых алевролитов. Нижняя граница подсвиты проводится по подошве массивного пласта доломитов преображенского горизонта ($\epsilon_{1пр}$).

Верхнеданиловская подсвита (ϵ_{1dn2}) сложена ритмичным переслаиванием доломитов серых, доломитов – ангидритов, доломитов глинистых темно - серых, участками окремненных. В объеме этих пластов выделяется усть-кутский горизонт. Существенную роль в строении верхней

части разреза занимают водорослевые образования, являющиеся в ряде случаев основными породообразующими элементами. Нижняя граница подсвиты проводится по подошве пласта массивных доломитов. Верхняя граница прослеживается по смене доломитов глинистых темно-серых тонкослоистыми доломитами, реже известняками, засоленными каменными солями усольской свиты.

Представлена переслаиванием каменных солей розовых, грязно-серых, прозрачных, доломитов, известняков, доломито-ангидритов, ангидритов темно- и коричневатого-серых, серых. В нижней части свиты в 18 - 29 м выше ее подошвы залегает осинский продуктивный горизонт, сложенный доломитами, доломитами и известняками. Толщина горизонта на площади 39,5 - 60,0 м. В 53 - 140 м выше его кровли прослеживаются два-три сближенных пласта карбонатов толщиной 13 - 34 м, в которых спорадически отмечаются газо-нефте-водопроявления. Подосинская часть усольской свиты на большей части территории сложена каменными солями с подчиненными прослоями карбонатов. К Верхнечонской площади и далее к северо-востоку каменные соли постепенно выклиниваются и осинский горизонт отделен от нижележащих пород даниловской свиты тонкопереслаивающимися сульфатно - карбонатными породами с единичным прослоем каменных солей толщиной 1,0 – 6,0 м, редко 7,0 - 9,5 м, залегающим непосредственно под осинским горизонтом.

По литологическим признакам отложения свиты в пределах Иркутского амфитеатра подразделяются на три подсвиты: нижнюю, среднюю, верхнюю. В виду однородности состава в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы нижняя и средняя подсвиты не разделяются.

Нижнее-реднебелая подсвита ($\text{C}_{1\text{bs}_{1-2}}$) в верхней части представлена доломитами серыми, коричневатого-серыми, среднемелкозернистыми с редкими прослоями известняков, доломито-ангидритов, доломитов глинистых. Нижняя часть подсвиты представлена известняками серыми, разномелкозернистыми с прослоями доломитов, доломито-

ангидритами глинистыми, редко каменными солями. Ниже известняки серые, иногда доломитизированные с прослоями доломитов, доломитов глинистых, доломито-ангидритов, ангидритов голубовато-серых, серых.

Верхнебельская подсвита ($\text{Є}_1\text{bs}_3$) представлена неравномерным чередованием пластов каменной соли с доломитами. Каменные соли прозрачные, розовые с прослоями доломитов, известняков темно-серых или сульфатно-карбонатные брекчии.

Сложена доломитами светло-коричневато-серыми, в средней части известняками серыми. В нижних 35 - 40 м свиты отмечаются прослои доломитов глинистых темно-серых, доломито-ангидритов серых, которые характеризуются повышенными значениями гамма активности. В объеме свиты выделяется биркинский горизонт.

По своим литологическим особенностям отложения ангарской свиты разделяются на две подсвиты: нижнюю – доломитовую и верхнюю – галогенно-карбонатную.

Верхняя часть представлена доломитами, известняками темно-коричневато-серыми, разномзернистыми, мраморизованными с прослоями каменных солей, сульфато-карбонатных брекчий. Каменная соль белая, серая, крупнокристаллическая с редкими прослоями доломитов, реже ангидрито-доломитов тонко-среднепластинчатых. Траппы могут достигать – 90 м.

Нижняя часть представлена ангидритами, доломито-ангидритами пепельно-серыми с прослоями доломитов глинистых темно-серых.

Нижнелитвинцевская подсвита ($\text{Є}_{1-1}\text{lt}_1$) сложена доломитами, известняками доломитизированными светло-серыми, пятнистыми, кавернозными, в подошве с прослоями доломитов глинистых темно-серых, песчаников, гипсов.

Верхнелитвинцевская подсвита ($\text{Є}_{1-2}\text{lt}_2$) сложена преимущественно доломитами с подчиненными прослоями известняков, брекчий обрушения,

гипсов, доломитов глинистых. Породы светлоокрашенные, участками окремненные.

К этому возрасту отнесены верхоленская и илгинская свиты ($\text{Є}_{2-3\text{vl}+\text{il}}$), отложения которых сохранились от предюрского размыва на большей части территории месторождения. Представлены они красноцветными и зеленовато-серыми глинисто-алевролитовыми породами, чередующимися в средней и нижней частях разреза с мергелями. В подошве верхоленской свиты отмечаются доломиты глинистые, зеленовато-серые с включениями и прослоями гипсов розовых, белых.

Тушамской свиты ($\text{C}_{1\text{ts}}$), залегающая с угловым и стратиграфическим несогласием на породах верхоленской и илгинской свит, сохранились отложения спорадически на водораздельных участках преимущественно в западной части площади. Представлены они алевролитами, песчаниками и аргиллитами с прослоями известняков. Цвет пород голубовато-серый и темно-серый.

Чайкинская свита ($\text{J}_{1\text{cj}}$) залегает на размытой поверхности верхоленской, тушамской свит или долеритах пермо-триаса. Представлена песчаниками серыми, светло-серыми, желтыми и алевролитами желтовато-серыми. Сохранились отложения на водораздельных участках.

Представлены отложения глинами, суглинками, супесями с галечниками, валунами и обломками нижележащих пород. Толщина отложений 5 - 10 м.

1.4. Тектоника

Верхнечонское месторождение приурочено к гемиянтиклинали юго-восточного простирания, входящей в состав Непско-Ботубинской антеклизы и осложняющей западный склон Пеледуйского куполовидного поднятия (рис. 2).

Представление о тектоническом строении месторождения сформировалось в результате обобщения комплекса сведений, полученных

по материалам геолого - съемочных, структурно - картировочных, геофизических исследований и глубокого бурения.

Складка представляет собой изометричную вытянутую структуру юго-восточного простирания, отчетливо выраженную по структурным подсолевым и, особенно, базальным поверхностям осадочного чехла.

В строении гемиянтиклинали выделяются два структурных яруса: фундамент, представленный кристаллическими породами протерозой-архейского возраста, и осадочная толща, представленная отложениями нижнего, среднего и верхнего кембрия, нижнего отдела карбона и нижнего отдела юры, общей толщиной от 1176 до 1729 м (без траппов).

В верхней части фундамента сформировалась кора выветривания, возникшая в результате преобразования магматических пород под влиянием факторов выветривания.

В осадочном чехле выделяются три структурных комплекса пород: подсолевой, солевой и надсолевой.

Принципиальное совпадение структурных планов отмечается по поверхностям фундамента, подсолевых отложений и осинского горизонта, а все вышележащие дислоцированы более сложно. Это обусловлено проявлением соляной тектоники, внедрением пластовой интрузии долеритов и, предположительно, гипергенным выщелачиванием каменных солей ангарской свиты.

Изменение толщин терригенного комплекса контролируется двумя факторами.

Первый из них связан с сокращением толщин базального пласта Вч₂ в северо-западном направлении вплоть до его выклинивания в районе скважин 50, 81, 73, 72, 101, 99, 89, 85, 64. Аналогичная ситуация наблюдается и в отношении глинистой перемычки, разобщающей пласты Вч₁ и Вч₂, выклинивание которой происходит по линии скважин 21, 84, 79, 122, 52, 33, 51, 27, 35, 58, 40, 102, 104. Толщина пласта Вч₁ также сокращается до минимума в этом же направлении, но более плавно, приближаясь к нулевым значениям далеко за пределами площади.

Вторым фактором является возрастание толщин терригенных отложений в юго-восточном направлении за счет увеличения толщин пласта Вч₂ и глинистой перемычки, что наряду с довольно стабильными толщинами пласта Вч₁ приводит к возрастанию контрастности складки по подошве осадочного чехла и изменению ее площади и амплитуды.

По кровле терригенного комплекса, отождествляемого с отражающим горизонтом М₂ (8-12 м выше кровли пласта Вч₁), гемиантиклиналь имеет размеры 55 × 50 км по изогипсе – 1260 м и площадь 1850 км². Высота складки составляет 80 м.

По отложениям подсолевого карбонатного комплекса, до кровли осинского горизонта включительно, структурный план гемиантиклинали практически совпадает с вышеописанным планом кровли терригенного комплекса. Выше, до кровли бельской свиты, наблюдается удовлетворительное сохранение структурного плана и конфигурации складки, которые обуславливают стабильные толщины карбонатных и галитовых пластов.

Эта закономерность позволяет сделать заключение об унаследованном формировании осадочного чехла в мотско-бельское время и дает возможность картирования структур, подобных Верхнечонской, по отражающим поверхностям подсолевого и нижней части (до кровли бельской

свиты) галогенно-карбонатного комплексов (горизонты А и Б). Однако, отдельные усложнения структурного плана, связанные, в частности, с локальными увеличениями толщин усольских каменных солей в юго - восточной части месторождения в скважинах 42, 95 здесь уже присутствуют.

По маркирующим горизонтам ангарской и литвинцевской свит структурный план претерпевает очень резкие изменения, приводящие к обособлению ряда локальных поднятий и мульд в контуре гемиантиклинали. Контрастность их по сравнению с нижележащими горизонтами сильно возрастает, достигая 150 - 200 и более метров. Причины подобной перестройки заключаются в изменении толщин пластов и пачек каменных солей, что приводит, в свою очередь, к изменению соленасыщенности ангарской свиты.

Вторым существенным фактором, усложняющим структурный план по верхним горизонтам галогенно-карбонатного комплекса, является пластовая интрузия долеритов, приуроченная к отложениям ангарской, литвинцевской, верхоленской свит и карбона.

Траппы имеют сплошное распространение в пределах месторождения за исключением западной (скв. 67, 69) и юго-восточной окраины (скв. 15, 24, 34, 42, 44, 48, 61, 62, 63, 68, 70, 95, 96, 98, 98, 106, 107, 108, 116, 128). Большая часть траппового тела расположена в ангарской свите, изменяясь в толщинах от 78 до 177 м. Однако, в центральной части месторождения (скв. 52), а также на западной и юго-восточной его окраинах происходит структурный переход интрузии на более высокий стратиграфический уровень литвинцевской и верхоленской свит. Здесь толщины траппового тела варьируют от 51 до 255 м (скв. 52). В юго-восточной (скв. 64, 88, 65, 104) и западной (скв. 101) частях месторождения траппы расположены в самой верхней части осадочного чехла – тушамской свите нижнего карбона, местами выходя на дневную поверхность, имея толщины от 60 до 180 м.

В целом толщины траппового тела изменяются в пределах месторождения плавно, однако, влияние интрузии на структурный план

верхней части осадочного чехла проявляется достаточно четко. Выражается это в неравномерном распространении толщин ангарской, литвинцевской, верхоленской свит и карбона за счет постседиментационного внедрения интрузивной магмы.

Еще одно значительное осложнение в тектоническое строение месторождения внес грабен, находящийся в северо-восточной части площади.

Характеристика грабена может быть дана только по материалам скважин 82 и 94, вскрывших его в пределах месторождения.

Форму грабен имеет узкую, вытянутую в юго-восточном направлении. Размер в поперечнике не превышает 2 - 3 км. Размер по длинной оси (в пределах Иркутской области) составил 23 км (от скв. 82 до границы с республикой Саха). Далее, на якутской территории, грабен прослеживается в том же направлении скважинами 95 и 96.

Амплитуда погружения в пределах месторождения не установлена, так как опущенную часть скважинами 82 и 94 вскрыть не удалось, хотя вскрытые толщины осадочных отложений здесь максимальны (1881 м – скв. 82, 1810 м – скв. 94).

Заполнен грабен рифейскими отложениями, кровля которых находится на уровне поверхности фундамента смежных участков. Вскрытая толщина рифея 133 и 63 м соответственно.

Анализ волновой картины временных разрезов МОГТ позволил выделить в разрезе и протрассировать по площади целый ряд разрывных нарушений, осложняющих структурные планы поверхности фундамента и осадочных отложений.

Среди выделенных зон разрывных нарушений наиболее высокими амплитудами смещения характеризуются Могинско-Ленский разлом, Верхнечонско-Талаканский и Усольский грабены. По специфике проявления наиболее контрастно выделяются Могинско-Ленский разлом, Верхнечонско-Талаканский и Усольский грабены.

Таким образом, по полученным сейсморазведочным данным северо-западная часть выступа фундамента, а по подсолевым отложениям – зона сочленения двух относительно полого погружающихся моноклиналей оказывается раздробленной выявленными разрывными нарушениями на целый ряд блоков.

1.5. Нефтегазоносность

Верхнечонское месторождение находится на территории Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области, входящей в состав Ленско-Тунгусской нефтегазоносной провинции.

Верхнечонское месторождение многопластовое, по степени геологического строения сложное.

Промышленная нефтегазоносность на месторождении связана с песчаниками нижненепской подсвиты (верхнечонские пласты Вч₁ и Вч₂), карбонатами нижнеданиловской подсвиты (преображенский пласт Пр.), карбонатами усольской свиты (осинский горизонт – пласт Ос).

Перспективными на нефть и газ на месторождении являются карбонаты верхнеданиловской подсвиты (устькутские пласты – Ук₁ и Ук₂) и бельской свиты (христофорский пласт - Хр.).

Разведанные залежи углеводородов характеризуются сложным строением резервуаров в связи с невыдержанностью коллекторов как за счет изменения литологии пород, так и за счет локального засоления их порового пространства. Выделенные сейсморазведочными работами разрывные нарушения, контролируют залежи с разным по фазовому состоянию углеводородным насыщением пластов - коллекторов.

Кроме того, контролирующим элементом является также стратиграфический фактор, выраженный в выклинивании базального нижнего продуктивного пласта Вч₂ и выклинивании глинистой перемычки между пластами Вч₁ и Вч₂.

По состоянию изученности месторождения на 01.01.07 г. выявлено 18 залежей нефти и газа, из них 10 в песчаниках верхнечонского горизонта, 4 в доломитах преображенского горизонта, 4 в карбонатах осинского горизонта.

Разведанные залежи, из которых 5 – нефтяные, 9 – газонефтяные, 4 – газоконденсатные, неантиклинального типа, приурочены к гемиантиклинали северо-западного простирания пород подсолевого структурного этажа осадочного чехла(табл. 2)

Общая толщина верхнечонского терригенного комплекса по площади месторождения изменяется от 8 до 63 м. Уменьшение толщины происходит в направлении с юго-востока на северо-запад.

Представлен комплекс двумя продуктивными песчаниковыми пластами, разделенными в восточной и центральной частях площади месторождения аргиллитовой перемычкой.

Таблица 1.2 – Типы залежей Верхнеченского нефтегазоконденсатного месторождения

Пласт	Блок	Район скважин	Тип залежи
ВЧ ₁	I	23,29	Нефтяная
		37,42	Нефтяная с газовой шапкой
	II	38,41	Нефтяная с газовой шапкой
		34	Нефтяная с газовой шапкой
	IX	61	Нефтяная с газовой шапкой
		31	Газовая залежь
ВЧ ₂	I	23,29	Нефтяная
		34,123	Нефтяная
	II	68,116	Нефтяная
ВЧ ₁ +ВЧ ₂	I	32,52	Нефтяная с газовой шапкой
	II	12,54	Нефтяная с газовой шапкой

Пласт	Блок	Район скважин	Тип залежи
	III	55	Нефтяная с газовой шапкой
	IV	900	Нефтяная с газовой шапкой
	V	87,66	Нефтяная с газовой шапкой
	VIII	122,78,114	Нефтяная с газовой шапкой

Тип коллектора верхнечонских продуктивных пластов поровый. Типы выявленных залежей пластовые, стратиграфически, литологически и тектонически экранированные. Значения пористости алевролитов и песчаников пласта по результатам ГИС и лабораторным данным до 18 - 22 %, редко 24 - 26 %, газопроницаемость до 262 - 2332 мД.

Нефтяное и газовое насыщение пластов связано с блоками I, II, III, IV, V, VIII, IX. Покрышкой для залежей служит регионально выдержанная пачка аргиллитов, толщиной 7-11 м (репер).

Пласт Вч₂

Сложен песчаниками кварцевыми, полевошпатокарцевыми. Общая толщина пласта меняется от 1 до 23 м. В скважинах №№ 21, 25, 26, 47, 55, 63, 69, 75, 104, 106, 107, 128 коллектор пласта замещен плотными непроницаемыми породами. Пласт опробован на приток в 68 скважинах, из них в 20 скважинах в процессе бурения и в 48 скважинах в колонне. Совместно с залегающим выше пластом Вч₁, соответственно, в 10 и 11 скважинах.

Пласт Вч₁

Прослеживается по площади месторождения повсеместно. Сложен песчаниками кварцевыми, хорошо отсортированными. Прослой глинисто-алевролитовых пород тонкие, редкие. Их толщина составляет 0,4-0,8 м. В скважинах 21, 26, 35, 47, 49, 53, 63, 64, 68, 69, 71, 72, 73, 75, 76, 79, 84, 88, 91, 94, 98, 104, 106, 107, 116, 123, 128 коллектор пласта замещен непроницаемыми глинистыми породами. Общая толщина пласта составляет

2,5-18-22 м. Пласт опробован на приток в 78 скважинах, из них в 39 скважинах в колоннах.

Ниже приводится характеристика залежей пластов Верхнечонского месторождения по блокам.

Преображенский пласт (Пр)

Приурочен к нижней подошвенной части нижнеданиловской подбиты, отличается относительно однородным строением по всей площади месторождения.

Сложен доломитами коричневато-серыми, серыми, микрофитолитовыми, песчаниковидными. В кровле и подошве горизонта – хемогенными породами с прослоями глинистых, алевролитистых разностей. Общая толщина пласта изменяется от 15,3 (скв. 88) до 22 (скв. 30) м, преимущественно имеет толщину 18 - 20 м. Коллектор пласта выделяется в реликтивно-органогенных перекристаллизованных доломитах. Коллектор поровый. Величины открытой пористости доломитов по данным ГИС и лабораторным исследованиям до 8,0-19,3 %, газопроницаемость преимущественно до 2-6-8 мД, редко до 45-129 мД (скв. 51, 75, 114, 36).

В тектоническом отношении преображенский пласт полностью унаследовал структурный план нижележащих терригенных отложений с той лишь разницей, что дизъюнктивное нарушение в северо - западной части месторождения (между скв. 72, 900 и 66, 101, 112) в преображенских горизонтах либо затухает, либо не является экранирующим.

Преображенский пласт обладает низкой проницаемостью, что затрудняет освоение скважин и выяснение его насыщения. В большинстве скважин притоки получены после кислотных обработок.

По состоянию изученности на 01. 01. 07 г. доказано наличие трех нефтяных залежей.

Залежи приурочены к блокам II, V, VI (скв. 46). Газовая залежь блока VIII не рассматривается как объект подсчета, т.к. при испытании скважин из Преображенского пласта получены притоки с незначительными дебитами

газа. Кроме того, запасы нефти и газа в газонефтяной зоне и газа в газовой шапке по залежи 13, приуроченной к блоку V + IV не считались, на основании того, что были получены низкодебитные притоки газа.

Высота нефтеносности залежи составляет 55 м. Размеры залежи 11 равны $29 \times 38,5$ км.

Запасы нефти оценены по категории C_1 – на площади расположения скважин 27, 34, 35, 41, 54, 56, 57, 58, 100, 113, 123, 1001, 1008. Запасы нефти остальной части залежи – по категории C_2 .

Растворенный в нефти газ при плотности $0,889 \text{ кг/м}^3$ содержит (в %): метана – 73,66, этана – 11,52, пропана – 6,1, н-бутана 0,79, i-бутана – 0,71, пентанов – 0,71, азота – 1,51, углекислого газа 1,27, гелия 0,0089.

Таблица 1.2 – Физико-химическая характеристика пластовой нефти Верхнеченского и преображенского горизонтов

Параметры		Единица измерения	Пласт Вч ₁	Пласт Вч ₂	Пласт Вч ₁ +Вч ₂	Преобра- женский горизонт
2		3	4	5	6	7
Давление насыщения		МПа	12,34	13,58	14,81	11,81
Пересчетный коэффициент		д. е. (%)	0,94	0,85	0,84	0,86
Газосодержание по многоступенчатому разгазированию		м ³ / т	66,4	90,3	96	83,1
Плотность нефти по многоступенчатому разгазированию		г / см ³	0,847	0,848	0,853	0,848
Динамическая вязкость пластовой нефти		мПа × с	3,26	3,93	4	3,57
Содержа- ние фракции	до 150 °С	объем. (%)	7	6,2	5,9	5
	до 200 °С		16	13	14	13
	до 300 °С		37	38	41	39
Содержа- ние	Асфальт е-нов	масс. (%)	0,56	1,38	0,79	0,96

	Параметры	Единица измерения	Пласт Вч ₁	Пласт Вч ₂	Пласт Вч ₁ +Вч ₂	Преобра- женный горизонт
	2	3	4	5	6	7
	смол		10,58	10,86	10,16	9,96
	парафина		1,79	1,74	1,73	1,85
	серы		0,52	0,49	0,51	0,43

Осинский горизонт

Вскрыт всеми пробуренными на месторождении скважинами. В скважине 30 горизонт ассимилирован траппами. Общая толщина горизонта 39,5-60 м. Для осинского горизонта характерны пластовые давления превышающие нормальное гидростатическое.

В осинском горизонте достоверно сохраняется только Могинско-Ленский разлом и разлом, пересекающий его в центральной части месторождения в направлении с юго - запада на северо-восток. Остальные опоярющие разломы в осинском горизонте затухают, в результате чего происходит соединение блоков (I + II; III + IV + V + VI; VII + VIII) и слияние приуроченных к ним залежей. На северо-востоке роль тектонического экрана в осинском горизонте играет грабен северо-западного простирания, вскрытый скважинами 82, 94, 95, унаследованный от подстилающих терригенных отложений.

На большей части площади Верхнечонского месторождения пласт осинского горизонта (Ос) является коллектором. Тип коллектора каверново - поровый. Открытая пористость пород по данным ГИС до 11,0-16,7 %, редко до 19,1-23,6 %, по лабораторным исследованиям – до 9,6-16,2 %, редко 18,0-19,9 %. Газопроницаемость преимущественно до 5-42 мД. Насыщение горизонта, также как и преобразованного, определяется лишь при испытании в колонне с применением кислотных ванн, кислотных обработок.

Осинский горизонт опробован в 38 скважинах в процессе бурения. Из них в 8 получены притоки. В колонне горизонт испытан в 15 скважинах, в 14 из них получены притоки флюидов.

Получение промышленных притоков являлось основанием для выделения одной нефтяной и трех газоконденсатных залежей, по которым проведен подсчет запасов по категориям C_1 и C_2 . Типы выявленных залежей пластовые, литологически и тектонически экранированные.

Балансовые извлекаемые запасы Верхнечонского месторождения, утвержденные ГКЗ в 1995 г., составляют в табл. 1.3.

Таблица 1.3 – Балансовые извлекаемые запасы Верхнечонского месторождения

Нефть	Конденсат	Газ
C_1 - 159,5 млн т. C_2 - 42 млн т.	C_1 - 0,4 млн т. C_2 - 2,9 млн т.	C_1 - 56 млрд куб. м C_2 - 105 млрд куб. м

По содержанию серы нефти относятся к малосернистым и сернистым, парафинистым, смолистым, содержащим значительное количество легкокипящих фракций. Коэффициент вязкости и объемный коэффициент нефти в пластовых условиях характеризуются как средние, при сравнительно высоком газосодержании.

Растворенный газ состоит, в основном, из метана, содержит в промышленных кондициях этан, пропан и бутан. Содержание гелия ниже кондиционного, при незначительном содержании азота и углекислого газа.

2. МЕТОДЫ ИНТЕРПРЕТАЦИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ПО КРИВОЙ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ

2.1. Методы выделения фильтрационных потоков к горизонтальному стволу

Аналитический метод

В данном методе для выделения потоков используются формулы, позволяющие оценить различные режимы течения, согласно подходам Гуда и Тамбинаягама (Goodei Thambynayagam), Оде и Бабу (Odehi Babu) и Озкана (Ozkan).

Метод 1. Формулы Гуда и Тамбинаягама (Goode и Thambynayagam)

Ранний радиальный режим течения: Данный режим течения заканчивается в момент времени:

$$t_{e1} = \frac{190d_z^{2,095}r_w^{-0,095}\varphi\mu_0c_t}{k_v} \quad (2.1)$$

Ранний линейный режим течения: Данный режим течения заканчивается в момент времени:

$$t_{e2} = \frac{20,8\varphi\mu_0c_tL^2}{k_v} \quad (2.2)$$

Указанный режим течения может не реализоваться, если время его окончания, рассчитанное по формуле 2.2, меньше времени окончания раннего радиального режима течения, вычисленного по формуле 2.1.

Поздний радиальный режим течения (или псевдорadiaльный режим): Если возникает позднее радиальное течение (или псевдорadiaльное течение), то момент его возникновения приблизительно равен:

$$t_{e3} = \frac{1230L^2\varphi\mu_0c_t}{k_v} \quad (2.3)$$

В работе [8] предложена следующая формула для определения времени начала псевдорadiaльного режима течения:

$$t_{e3} = \frac{1480L^2\varphi\mu_0c_t}{k_x} \quad (2.4)$$

Для ограниченного пласта этот режим закончится в момент времени

$$t_{e4} = \frac{297(L_{x1} + L_{xd})^{2,095}L^{-0,095}\varphi\mu_0c_t}{k_x} \quad (2.5)$$

Где:

d_z -расстояние от кровли пласта до центра горизонтальной скважины, футы;

k_v -проницаемость в вертикальном направлении, мД;

L -эффективная длина горизонтальной скважины, футы;

k_x -проницаемость в направлении оси x , мД;

L_{x1} -расстояние по осей до начала горизонтального ствола скважины, футы;

L_{xd} -расстояние по оси x до конца горизонтального ствола скважины.

Этот режим течения не реализуется, если время его окончания, полученное по формуле 1.11, меньше времени его начала, полученного по формуле 2.3. Это также означает, что пласт имеет меньшие размеры, чем предполагалось первоначально. Для того, чтобы вычислить величины L_{x1} и L_{xd} , входящие в формулу 1.11, можно использовать график зависимости давления p_{wf} от $\sqrt{t}$.

Метод 2. Формулы Оде и Бабу (Odeh и Babu)

Ранний радиальный режим течения

Продолжительность данного режима приблизительно равна минимальному из двух значений:

$$t_{e1} = \frac{1800d_z^2\varphi\mu_0c_t}{k_v} \quad (2.6)$$

или

$$t_{e1} = \frac{125L^2\varphi\mu_0c_t}{k_v} \quad (2.7)$$

Ранний линейный режим течения

Времена начала и окончания раннего линейного режима течения определяются из выражений:

$$t_{e2} = \frac{1800D_z^2\varphi\mu_0c_t}{k_v} \quad (2.8)$$

и

$$t_{e3} = \frac{160L^2\varphi\mu_0c_t}{k_x} \quad (2.9)$$

Поздний радиальный режим течения

Этот режим течения начинается в момент времени:

$$t_{e4} = \frac{1480L^2\varphi\mu_0c_t}{k_x} \quad (2.10)$$

и заканчивается в момент времени, равный минимальному из двух значений:

$$t_{e5} = \frac{2000\varphi\mu_0c_t(d_x + \frac{L}{4})^2}{k_x} \quad (2.11)$$

или

$$t_{e5} = \frac{1650\varphi\mu_0c_td_y^2}{k_y} \quad (2.12)$$

Поздний линейный режим течения

Этот режим течения заканчивается в момент времени, равный максимальному из двух значений:

$$t_{e6} = \frac{4800\varphi\mu_0c_tD_x^2}{k_x} \quad (2.13)$$

и

$$t_{e6} = \frac{1800\varphi\mu_0 c_t D_z^2}{k_z} \quad (2.14)$$

где:

d_z	кратчайшее расстояние между скважиной и границей в направлении оси z , футы;
D_z	наибольшее расстояние между скважиной и границей в направлении оси z , футы;
$= h$	h —толщина пласта, футы;
$- d_z$	
k_y	проницаемость в направлении оси y , мД;
d_x	наименьшее расстояние между скважиной и границей в направлении оси x , футы;
D_x	наибольшее расстояние между скважиной и границей в направлении оси x , футы.

Метод 3. Формулы Озкана (Ozkan) и соавторов

Ранний радиальный режим течения

$$L_D = \frac{L}{2h} \sqrt{\frac{k_v}{k_h}} \quad (2.15)$$

$$r_{wD} = \frac{2r_w}{L} \sqrt{\frac{k_h}{k_y}} \quad (2.16)$$

Предполагая, что пласт изотропный, то есть $k_x = k_y$, выражение 2.16 сводится к следующему:

$$r_{wD} = \frac{2r_w}{L} \quad (2.17)$$

После оценки величин L_D и r_{wD} , используя данные рисунка 1.7, можно найти величину t_D (пунктирная кривая AA), и тогда длительность раннего радиального режима течения даётся выражением:

$$t_{e1} = \frac{t_D \varphi \mu_0 c_t L_D^2}{0,001055 k_h} \quad (2.18)$$

где:

- L_D L_D -безразмерная длина скважины;
- h h -толщина пласта, футы;
- r_{wD} r_{wD} -безразмерный радиус скважины;
- t_D t_d -безразмерное время.

Поздний радиальный режим течения

Момент начала этого режима течения можно определить, используя выражения 2.15 и 2.16. Затем находится время t_D по данным рисунка 2.1 (пунктирная линия ВВ) и результат подставляется в выражение 2.18.



Рисунок 2.1 – Зависимость давления от времени для горизонтальной скважины

Графо-аналитический метод

Данный метод основан на особенностях поведения логарифмической производной давления. Выделение потоков производится на диагностическом (билогарифмическом) графике.

Безразмерное давление для радиального притока выглядит следующим образом :

$$P_D = \frac{1}{2} \left(\ln \frac{t_D}{C_D} + 0,81 + \ln[C_D e^{2S}] \right) \quad (2.19)$$

Тогда логарифмическая производная давления в безразмерных координатах для радиального притока равна:

$$P'_D = \frac{\partial P_D}{\partial \left(\ln \frac{t_D}{C_D} \right)} = 0,5 \quad (2.20)$$

Значит, участки кривых производных, относящиеся к радиальному притоку, представляют собой горизонтальные прямые линии с ординатой, равной 0,5 (в безразмерных координатах).

Безразмерное давление для периода доминирования ВСС выглядит следующим образом :

$$P_D = \frac{t_D}{C_D} = P'_D \quad (2.21)$$

В период доминирования ВСС на билогарифмическом графике кривая давления и кривая производной совпадают и представляют собой прямую линию единичного наклона.

Вообще говоря, любой режим течения описывается либо логарифмической зависимостью давления от времени, либо степенной зависимостью.

В случае логарифмической зависимости (радиальная, полурadiaльная структура потока) логарифмическая производная равна :

$$P'_D = \frac{\partial P}{\partial \left(\ln \frac{t_D}{C_D} \right)} = a \quad (2.22)$$

Таким образом, график производной в данном случае имеет вид горизонтальной прямой.

В случае степенной зависимости (ВСС, линейный, билинейный, сферический, псевдоустановившийся режимы течения) логарифмическая производная равна:

$$P'_D = a \cdot n \left(\frac{t_D}{C_D} \right)^n \quad (2.23)$$

следовательно,

$$\log P'_D = n \cdot \log \frac{t_D}{C_D} + \log(a \cdot n) \quad (2.24)$$

Таким образом, график производной в билогарифмических координатах имеет вид прямой линии наклона n . Для ВСС $n = 1$, для линейного режима $n = 0,5$, для билинейного – $n = 0,25$.

На графике производной каждый режим течения имеет свой характеристический признак (прямую линию определённого тангенса угла наклона).

Все режимы течения можно «опознать» на одном графике. По этой причине билогарифмический график кривых давления и производной давления называется диагностическим графиком.

В зависимости от конкретных условий (длины горизонтального ствола, размеров пласта, положения скважины относительно границ) некоторые из режимов течения могут проявиться чётко. Влияние других может быть незначительным или вовсе отсутствовать.

Рисунок 2.2 иллюстрирует поведение давления и его логарифмической производной в билогарифмических координатах в случае малой (порядка десятков метров) длины горизонтального ствола и отсутствия существенного влияния поперечных границ пласта. В этом случае преобладает влияние радиальных режимов течения. Сразу по окончании послепритока (интервал «Q» на рисунке 1.8) могут наблюдаться ранний радиальный и полурadiальный режимы течения (интервалы «ER₁» и «ER₂»). На заключительной стадии исследования наблюдается поздний радиальный режим течения (интервал «R»). В данных условиях его влияние является доминирующим.

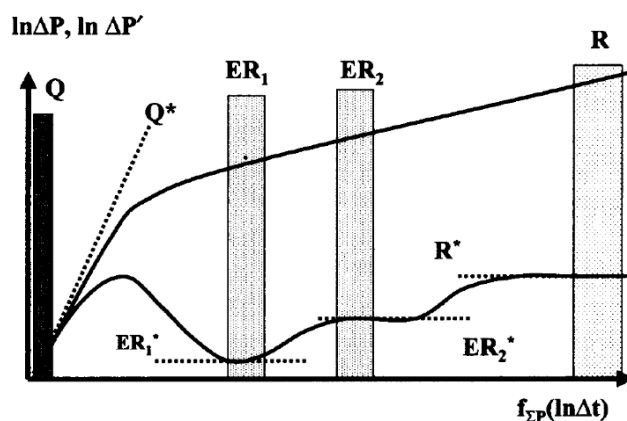


Рисунок 2.2 – Поведение давления (ΔP) и его логарифмической производной ($\Delta P'$) в билогарифмических координатах (диагностика горизонтальной скважины в неограниченном по простиранью пласте) .

В интервалах послепритока «Q», раннего радиального «ER₁», полурадиального «ER₂» и позднего радиального «R» течения значения $\Delta P'$ аппроксимируются линейными зависимостями (ER₁*, ER₂* и R*) с угловым коэффициентом «0», в интервале послепритока «Q» – с угловым коэффициентом «1». Сразу после полурадиального режима течения скважина выходит на поздний радиальный режим. Ввиду малой длины ствола ранний линейный режим не фиксируется.

При длине ствола порядка нескольких сотен метров его влияние более существенно и на логарифмической производной ярко выражен интервал раннего линейного течения (интервал «L» на рисунке 2.3), который, если длительность исследования достаточна, переходит в поздний радиальный (рисунок 2.3.б).

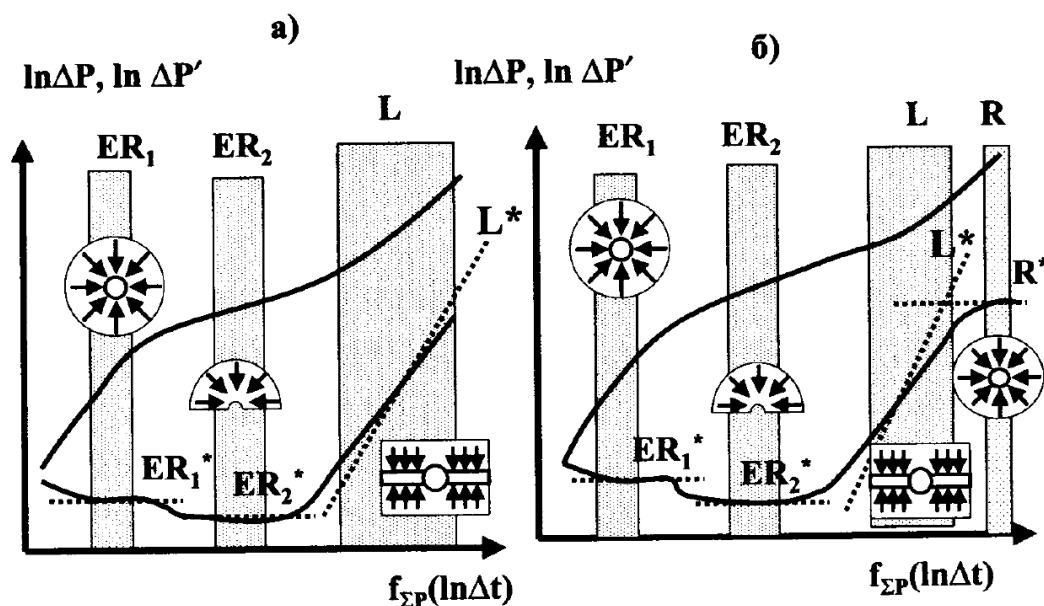


Рисунок 2.3 – Поведение давления (ΔP) и его логарифмической производной ($\Delta P'$) в билигарифмических координатах (диагностика режимов течения в горизонтальной скважине в неограниченном по простираанию пласте) при длине горизонтального ствола 800 (а) и 400 (б) м

В интервалах раннего радиального «ER₁», полурадиального «ER₂» и позднего радиального «R» течения значения $\Delta P'$ аппроксимируются линейными зависимостями (ER₁*, ER₂* и R*) с угловым коэффициентом «0», в интервале раннего линейного притока (L*) – с угловым коэффициентом «0,5». При уменьшении длины горизонтального ствола (б) менее ярко выражен линейный режим, но наблюдается поздний радиальный.

Рисунок 2.4.а более подробно характеризует влияние на логарифмическую производную длины ствола при его одинаковом удалении от горизонтальных границ. Полурадиальный режим в этом случае не проявляется. Чёткость фиксации раннего радиального и линейного режимов зависит от длины ствола. Чем длиннее ствол, тем рельефнее проявляются названные режимы. Линейный режим при этом становится более продолжительным.

Рисунок 2.4.б иллюстрирует влияние относительного положения ствола относительно горизонтальных границ. Чем ближе скважина к одной из границ, тем более отчётливо проявляется полурадиальный режим. Понятно, что пласт для этого должен быть достаточно мощным, а искажающее влияние послепритока невелико.

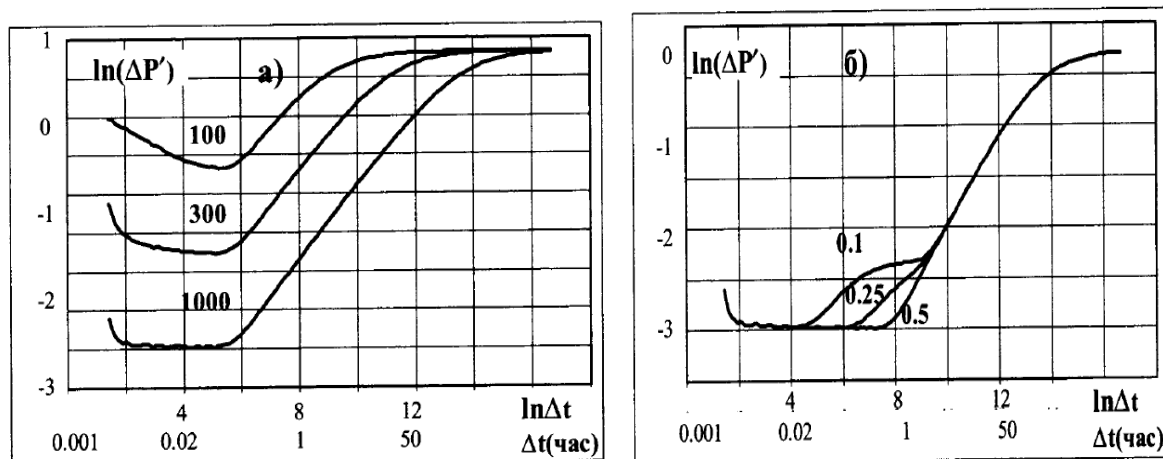


Рисунок 2.4 – Поведение логарифмической производной при исследовании по технологии КСД горизонтальной скважины: а) при расположении ствола на одинаковом расстоянии от горизонтальных границ, длине горизонтального ствола 100, 300 и 1000 м (шифр кривых), мощности пласта 10 м; б) при длине горизонтального ствола 1000 м, мощности пласта 30 м, относительном расстоянии до ближайшей горизонтальной границы 0,1; 0,25 и 0,5 (шифр кривых). Коэффициент послепритока $0,005 \text{ м}^3/\text{МПа}$, скин-фактор +4, проницаемость пласта по горизонтали 30 мД, по вертикали 6 мД.

2.2. Методы интерпретации кривой восстановления давления горизонтальных скважин

Метод детерминированных моментов давления

Суть метода заключается в вычислении интегралов вида

$$\mu_k = \int_{t_0}^{\infty} (P_{nl} - P_3^*(t)) t^k dt, \quad k = 0, 1, 2, \quad (2.25)$$

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

Точное значение детерминированных моментов (2.2.1) вычислить достаточно трудно, поскольку необходимо знать пластовое давление $P_{пл}$ и восстановить (прогнозировать) значения забойного давления в интервале (T, ∞) . В этой связи на практике используются оценки детерминированных моментов вида

$$\mu_k^* = \int_{t_0}^T (P_{пл} - P_3^*(t)) t^k dt \approx \sum_{i=1}^T P_{пл}^* - P_3^*(t_i) n^k + P_{пл}^* - P_3^*(t_0), k = 0, 1, 2, \dots \quad (2.26)$$

где μ_k^* – оценка детерминированного момента порядка k .

$$P_{пл}^* = P_3^*(T) = \int_{f_1}^T \frac{dP_3^*(\tau)}{d\tau} d\tau + P_3(t_0) \quad - \text{оценка пластового давления к}$$

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

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

Приведем наиболее используемые выражения для первых трех детерминированных моментов

$$\begin{aligned} \mu_0 &= \frac{q_0}{8\pi} \left(\frac{kh}{\mu}\right)^{-1} \frac{R^2}{\chi}, \\ \mu_1 &= \frac{5q_0}{256\pi} \left(\frac{kh}{\mu}\right)^{-1} \left(\frac{R^2}{\chi}\right), \\ \mu_2 &= \frac{23q_0}{3456\pi} \left(\frac{kh}{\mu}\right)^{-1} \left(\frac{R^2}{\chi}\right). \end{aligned} \quad (2.27)$$

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

$$\sigma^* = \frac{4q_0\mu_1^*}{5\pi(\mu_0)^2}, \chi^* = \frac{6,4\mu_0^*(R^*)^2}{\mu_1^*} \quad (2.28)$$

где R^* – оценка радиуса контура питания скважины (обычно в качестве R^* берут половину расстояния между скважинами).

Полученные оценки проницаемости и пьезопроводности могут быть использованы в качестве дополнительной априорной информации. Например, для моделей КВД (2.2.9), (2.2.10) в качестве априорных данные о параметрах α_1 , α_2 можно использовать их оценки, полученные на основе метода детерминированных моментов

$$\overline{\alpha_1} = \frac{1}{4\pi\sigma^*}, \overline{\alpha_2} = \frac{2,25\chi^*}{r_c^2} \quad (2.29)$$

На основе метода детерминированных моментов производится расчет диагностического коэффициента

$$d^* = \frac{\mu_0^*\mu_2^*}{(\mu_1^*)^2} \quad (2.30)$$

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

Например, при $d^* = 2,18$ ($1,9 < d^* < 2,5$) принимают гипотезу о фильтрации жидкости в однородном продуктивном пласте. Данному типу пласта-коллектора соответствует модель КВД вида

Модели неограниченного однородного пласта. Дебит постоянный И модели, которая легко сводится к линейной модели :

$$P_3(t) = P_3(t_0) + \frac{q_0\mu}{4\pi kh} \log\left(\frac{2,25\chi t}{r_c^2}\right), \quad (2.31)$$

$$\Delta P_3(x) = \alpha_1 + \alpha_2 x$$

$$\Delta P_3(x) = P_3(x) - P_3(x_0), x = \ln t, \alpha_2 = \frac{q_0}{4\pi\sigma} \ln\left(\frac{2,25\chi}{r_c^2}\right), \alpha_1 = \frac{\mu q_0}{4\pi kh}$$

Из этой модели определив параметры α_1 , α_1 нетрудно получить фильтрационные параметры пласта k и χ .

При $d^* > 2,5$ следует использовать модель неоднородного пласта с ухудшенной проницаемостью в окрестности призабойной зоны скважины.

$$\Delta P_3(x) = P_3(t) = P_3(t_0) + \frac{q_0}{4\pi kh} \left(\ln \frac{2,25}{r_c^2} \chi t \right) + 2s_k \quad (2.32)$$

$P_3(t_0)$ – забойное давление в начальный момент времени остановки скважины t_0 (Па, 1 МПа (мега Паскаль) = 10^6 Па, 1 Па $\approx$ 10 атмосфер);

q_0 – дебит скважины до ее остановки ($\text{м}^3/\text{с}$, $1 \text{ м}^3/\text{сут} = 84600^{-1} \text{ м}^3/\text{с}$);

k – проницаемость пласта – коллектора (мкм^2);

h – эффективная (работающая) толщина пласта (в метрах);

μ – вязкость нефти (Паскаль в секунду), 1 МПа = 10^{-3} Па;

χ – пьезопроводность пласта ($\text{м}^2/\text{с}$);

r_c^2 – радиус скважины (в метрах);

t – время (в секундах).

где добавляется важный безразмерный параметр – скин-фактор скважины s_k , который характеризует состояние призабойной зоны пласта (степень «загрязнения» скважины). При нулевых и отрицательных значениях скин-фактора состояние скважины хорошее. При положительных значениях скин-фактора скважина загрязнена, и требуется проведение геолого-технического мероприятия (обработка призабойной зоны, гид- роразрыв пласта и т. д.).

При $d^* < 1,9$ следует использовать модель КВД, соответствующую трещиновато-пористому коллектору.

$$\Delta P_3(x) = P_3(t) = P_3(t_0) + \alpha_1 (\ln \alpha_2 t + E(-\alpha_3 t) - E(-\alpha_4 t)), \quad (2.33)$$

где $\alpha_1 = (q_0 \mu) / (4\pi k h)$, $\alpha_3 = \frac{\lambda \alpha_2}{\omega(1-\omega)}$, $\alpha_4 = \frac{\lambda \alpha_2}{(1-\omega)}$, $\alpha_2 = \frac{2,25\chi}{r_c^2}$; λ –

коэффициент межпорового перетока, ω – относительная упругоёмкость наиболее проницаемой среды к суммарной упругоёмкости.

Определяя параметры $\alpha_2, \alpha_3, \alpha_4$, легко рассчитать параметры λ и ω :

$$\omega = \alpha_4 / \alpha_3, \lambda = \frac{\alpha_4(\alpha_3 - \alpha_4)}{\alpha_2 \alpha_3}$$

Метод касательных и наилучшего совмещения

Метод касательных заключается в выделении на КВД прямолинейного участка (t_n, t_k) – и определении параметров α_1, α_2 – линейной модели

вида:

$$y^*(t_i) = \alpha_1 + \alpha_2 x_i, i = \overline{1, n_1}, \quad (2.34)$$

где $y^*(t_i) = P_3^*(t) - P_3(t_0)$, $i = \overline{1, n_1}$ – приведенные значения забойного давления;

$x_i = \log t_i$, $i = \overline{1, n_1}$ – время в логарифмических координатах; n_1 – число точек на

участке (t_n, t_k) ; α_1, α_2 – параметры, связанные с фильтрационными параметрами пласта k и χ :

$$\alpha_1 = \frac{\mu q_0}{4\pi k h}, \alpha_2 = \frac{q_0}{4\pi \sigma} \log\left(\frac{2,25\chi}{r_c^2}\right) \quad (2.35)$$

Для определения параметров методом касательных используются две крайние точки выделенного интервала, по которым определяют угол наклона прямой, проходящей через эти точки и точку пересечения этой прямой с осью y .

Для более точного определения параметров линейной α_1, α_2 модели (2.31) в пакетах прикладных программ ГДИС широко используется.

Метод наилучшего совмещения, который фактически представляет метод наименьших квадратов (МНК), широко используемый в задачах идентификации систем и обработки экспериментальной информации. Суть метода заключается в определении оптимальных значений параметров модели путем минимизации квадратичного критерия качества

$$J(\alpha) = (y^* - y(\alpha))^T (y^* - y(\alpha)) \quad (2.36)$$

где $y^* = (y^*(t_1), y^*(t_2), \dots, y^*(t_n))^T$ - вектор столбец приведенных значений забойного давления в моменты времени

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

$$\alpha^* = \arg \min_{\alpha} J(\alpha) \quad (2.37)$$

При использовании линейной модели КВД (2.34) задача оптимизации (2.36) сводится к решению соответствующей системы линейных уравнений, оценки параметров рассчитываются по формуле:

$$\alpha_1^* = \frac{1}{n_1} \sum_{i=1}^{n_1} y_i^* + \alpha_2^* \bar{x}, \alpha_2^* = \frac{\sum_{i=1}^{n_1} y_i^* (x_i - \bar{x})}{\sum_{i=1}^{n_1} (x_i - \bar{x})^2} \quad (2.38)$$

$$\text{где } \bar{x} = \frac{1}{n_1} \sum_{i=1}^{n_1} x_i, x_i = \log t_i, i = \overline{1, n_1}, x_0 = \log t_0$$

Зная оценки параметров α_1, α_2 (7.4.16), нетрудно получить приближения для гидропроводности и проницаемости пласта:

$$\sigma^* = \frac{\mu q_0}{4\pi \alpha_1^*}, \chi^* = 0.44 r_c^2 \exp\left(\frac{4\pi \alpha_2^* \sigma^*}{q_0}\right) \quad (2.39)$$

Следует отметить, что метод наилучшего совмещения и для нелинейной по параметрам модели КВД, и в случае использования процедуры Гаусса–Ньютона совпадает с рассмотренным во втором параграфе шестой главы методом идентификации интегрированной системы модели КВД при значениях управляющих параметров, равных нулю.

3. ИНТЕРПРЕТАЦИЯ КРИВОЙ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ВЕРХНЕЧЕНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В настоящее время для интерпретации результатов ГДИС сервисные нефтегазовые компании широко используют современный программный продукт, разработанный компанией KappaEngineering – Saphir. В данной программе применяется графоаналитический метод для интерпретации результатов ГДИС. В этой главе проводятся результаты интерпретации КВД нефтяной горизонтальной скважины №1 Верхнеченского месторождения. В табл. 3.1 приведены данные горизонтальной скважины №1 для интерпретации КВД.

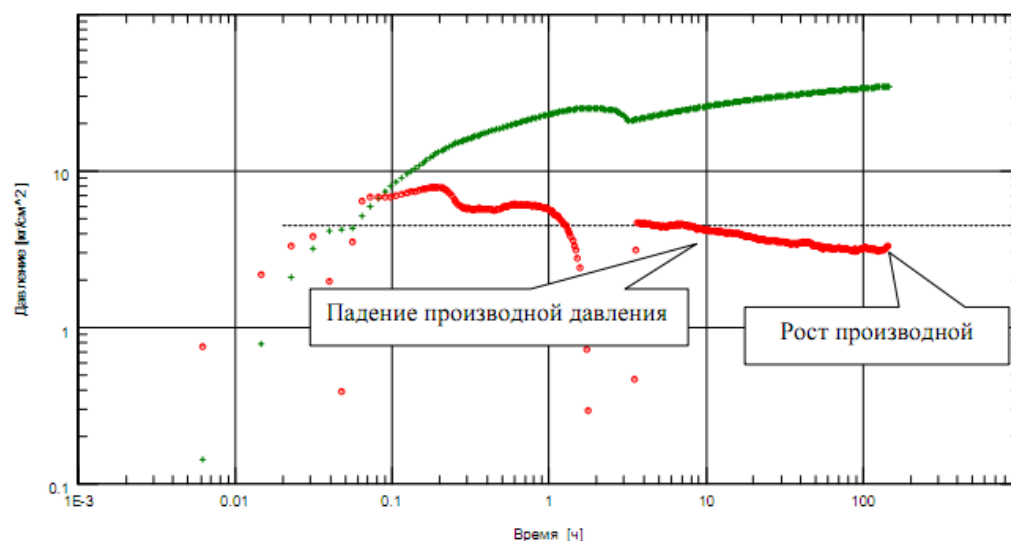
Таблица 3.1 – исходные данные двух горизонтальной скважины №1

Дебит до остановки скважин, м ³ /сут	301,9
Толщина пласта, м	53,35
Вязкость пластовой нефти, сПз	0,7
Сжимаемость нефти, 1/ат	$2,13 \cdot 10^{-5}$
Пористость	0,2
Радиус скважины, м	0,076

Обработка нестационарных гидродинамических исследований горизонтальной скважины №1 осуществляется в ПО Saphir графоаналитическим способом. Основным графиком для анализа является диагностический график в билогарифмических координатах. Интерпретация исследования начиналась с выбора модели течения в пласте, которая определяется по виду производной давления на диагностическом графике. На рис. 3.1 приведены диагностический график горизонтальной скважины №1. В данном случае для интерпретации использована модель притока к горизонтальным скважинам – "Две непроницаемые границы - гомогенная",

подразумевающая однородный пласт с непроницаемыми кровлей и подошвой пласта.

На диагностическом графике спустя 1 час после закрытия скважина на КВД наблюдается провал производной, который обусловлен перераспределением фаз флюид в стволе скважине, т.е. выделением свободного газа. После указанного провала на производной наблюдается медленное падение, при этом последующий незначительный рост отмечается примерно через 100 часов в конечный период исследования (см. рис. 3.1). Данное поведение характерно для случая низкой вертикальной проницаемости, при этом четко не диагностируется линейный режим фильтрации. Также указанный вид может быть характерен при неравномерном по длине притоке в горизонтальную секцию, т.е. когда из горизонтального ствола скважины приток в различных пропорциях осуществляется по разным неравным частям. Данное предположение подтверждается заключением по снятию профиля притока от 27.01.2011г. (приток, приуроченный к интервалу среднего фильтра 3993-4272 м, значительно больше притока в остальные интервалы) и результатами ПГИ от 06.07.2011 в соответствии с которыми интервал перфорации в районе 4055,5-4137,9 принимает 65,47% притока, 4145,3-4182,7 принимает 27,47%, 4186,1-4223,9 и 4281,1-4325,6 - 3,5% притока. В соответствии с этим, эффективная длина скважины отличается от ПГИ проведенного в январе 2011г.



Диагностический график : $p-p@dt=0$ и производная $[кг/см^2]$ в зависим. от dt [ч]

— кривая изменения ΔP на глубину ВДП от логарифма времени
 — кривая производной давления

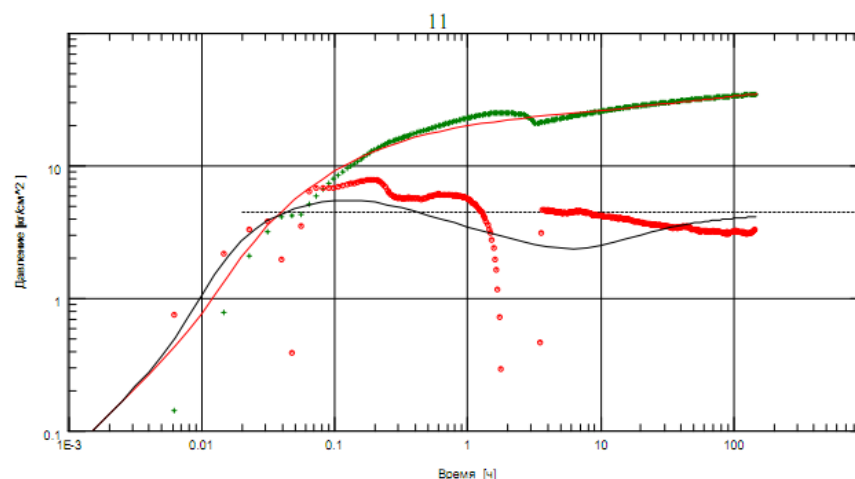
Рисунок 3.1 – Диагностический график КВД горизонтальной скважины №1 в билогарифмических координатах

На диагностическом графике не наблюдается линейного и позднего радиального режима фильтрации, поэтому результаты интерпретации будут нести некоторую погрешность. Поздний радиальный режим был выбран оценочно по участку стабилизации производной давления до начала падения, исходя из предположения, что при малой величине вертикальной проницаемости поздний радиальный режим будет примерно соответствовать начальному радиальному режиму. для оценки эффективной длины горизонтального участка были использованы данные ПГИ от 27.01.2011 и ПГИ от 06.07.2011, согласно которым эффективная длина скважины составила 939 м и 202.1 м соответственно. В связи с этим было рассмотрено два варианта интерпретации.

Вариант 1

В данном варианте интерпретации величина эффективной длины горизонтальной скважины была принята по ПГИ от 06.07.2011 (202,1 м).

На рис. 3.2 представлен диагностический график математического моделирования КВД (Вариант 1) в билогарифмических координатах. В таблице 3.2 приведены полученные в ходе моделирования параметры.



Диагностический график : $p-p@dt=0$ и производная [кг/см²] в зависим. от dt [ч]

- кривая изменения ΔP на глубину ВДП от логарифма времени
- кривая производной давления
- кривая изменения ΔP на глубину ВДП от логарифма времени, полученная путем математического моделирования
- кривая производной давления, полученная путем математического моделирования

Рисунок 3.2 – Диагностический график математического моделирования КВД в биполарных координатах (Вариант 1)

Отметим, что полученная путем моделирования величина анизотропии пласта (k_z/k_r) нетипична и завышена в сравнении с результатами других ГДИС на данный пласт. По результатам предыдущих исследований величина анизотропии пласта также значительно меньше, чем было получено по данной интерпретации, и составляет порядка 0,0003-0,016. Возможным объяснением слишком высокой анизотропии пласта по данному варианту интерпретации, является заниженное значение эффективной длины скважины.

Таблица 3.2 – Параметры, полученные в результате моделирования (Вариант 1)

Коэффициент влияния ствола скважины, м ³ /(кгс/см ²)	0,0828
Проницаемость пласта, мД	13,2
Скин-фактор	-1,3
Полный скин-фактор	-4,23
Отношение вертикальной проницаемости к горизонтальной k_z/k_r	0,136
Экстраполированное пластовое давление на ВДП, кгс/см ²	237,21

Для проверки устойчивости полученных в ходе интерпретации гидродинамических параметров, на их основе, согласно заданным дебитам скважины, было также выполнено построение теоретического отклика давления в скважине на изменение дебита в ходе всего исследования, т.е. выполнено математическое моделирование всего исследования. Целью данной процедуры является проверка того, что поведение заданной модели пласта способно воспроизвести замеренное по факту изменение давления. В результате рассчитывается кривая смоделированного давления (см. рис.3.3). По результатам моделирования наблюдается неудовлетворительная сходимость смоделированного и замеренного давления всего исследования.

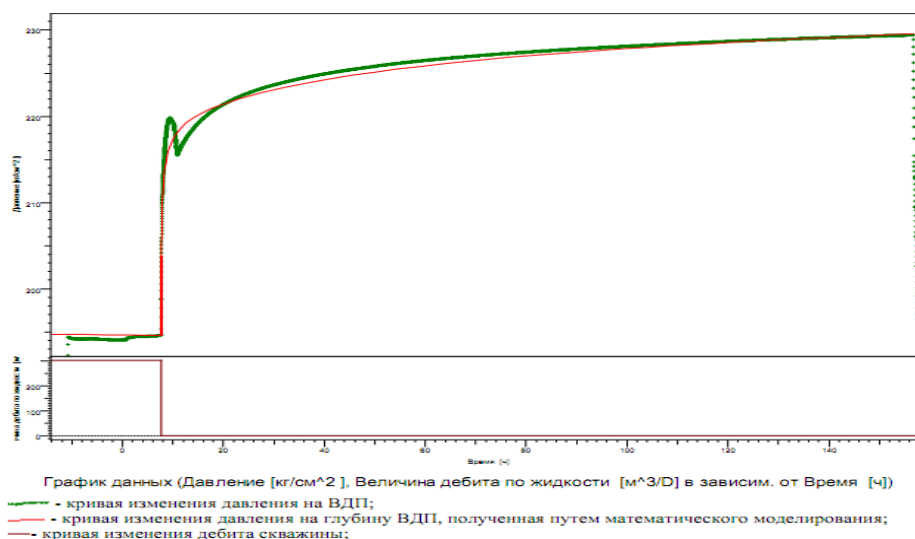


Рисунок 3.3. График моделирования всего исследования (Вариант 1)
Вариант 2

Также был рассмотрен второй вариант интерпретации при условии эффективной длины скважины в соответствии с ПГИ от 27.01.2011 составляющей 939 м.

На рис. 3.3 представлен диагностический график математического моделирования КВД (Вариант 2) в билогарифмических координатах. В таблице 3.3 приведены полученные в ходе моделирования параметры.

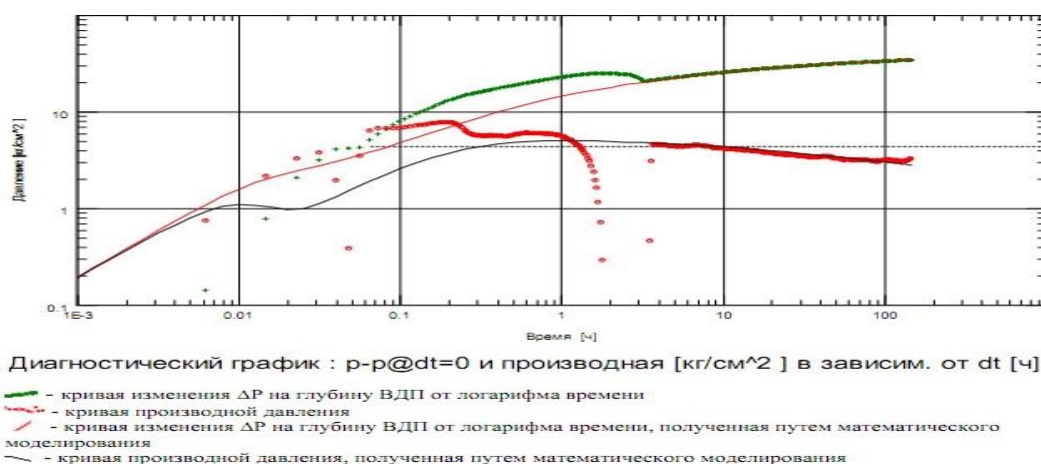


Рисунок 3.4 – Диагностический график математического моделирования КВД в билигарифмических координатах (Вариант 2)

Табл. 3.3–Параметры, полученные в результате моделирования (Вариант 2)

Коэффициент влияния ствола скважины, $м^3/(кгс/см^2)$	0,27 1
Проницаемость пласта, мД	12,5
Скин-фактор	-1,64
Полный скин-фактор	-4,54
Отношение вертикальной проницаемости к горизонтальной k_z/k_r	0,00 326
Экстраполированное пластовое давление на ВДП, $кгс/см^2$	234, 94

Отметим, что по результатам интерпретации по указанному варианту величина анизотропии (k_z/k_r) пласта согласуется с априорными данными о величине вертикальной проницаемости исследуемого пласта. Также кривая математического моделирования более лучше согласуется с фактической кривой. Для проверки устойчивости полученных в ходе данного варианта интерпретации гидродинамических параметров, на их основе, согласно заданным дебитам скважины, было также выполнено построение теоретического отклика давления в скважине на изменение дебита в ходе всего

исследования, т.е. выполнено математическое моделирование всего исследования. Целью данной процедуры является проверка того, что поведение заданной модели пласта способно воспроизвести замеренное по факту изменение давления. В результате рассчитывается кривая смоделированного давления (см. рис. 3.5). По результатам моделирования наблюдается хорошая сходимость смоделированного и замеренного давления всего исследования.

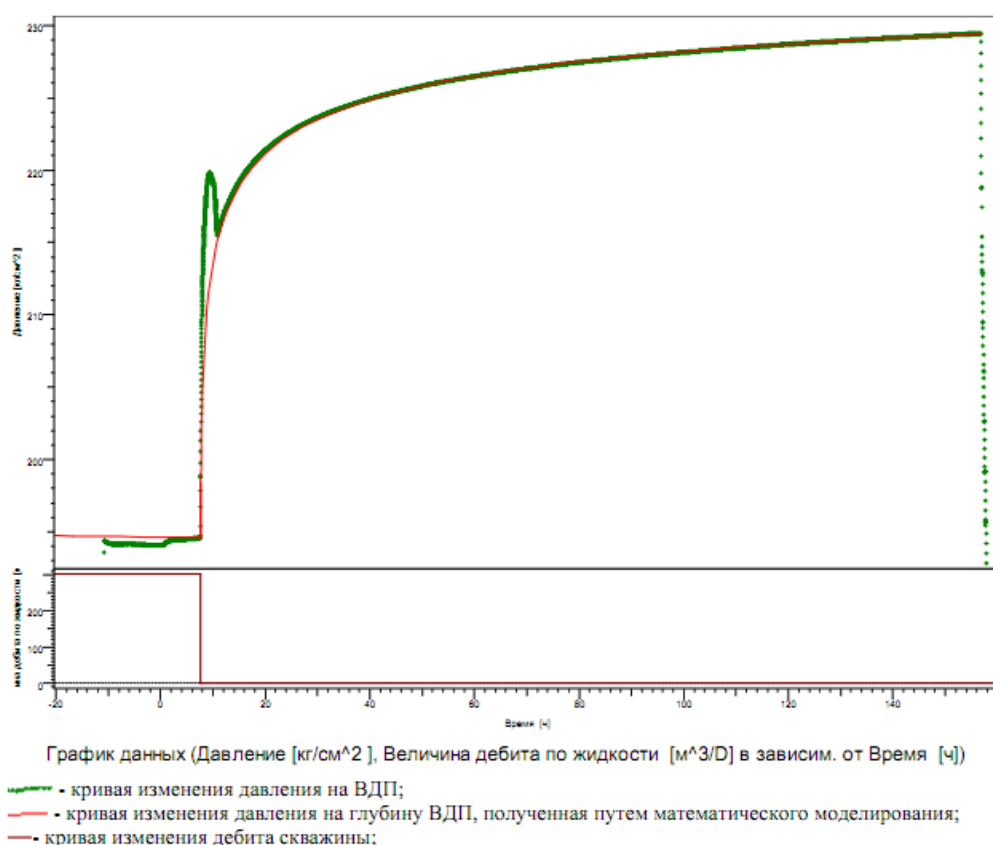


Рисунок 3.5 – График моделирования всего исследования (Вариант 2)

Таким образом, по результатам интерпретации исследования КВД на скважине №1 были получены данные о пластовом давлении, оценены фильтрационные параметры пласта, получены данные о призабойной зоне. Следует отметить наилучшую сходимость модели варианта 2 с результатами промыслового замера. Также, величина анизотропии пласта по второму варианту согласуется с априорными данными о величине вертикальной проницаемости исследуемого пласта.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Д	Нгуен Минь Хоанг

Школа	Природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.03.01)

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально–технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет стоимости работ, материальных ресурсов выполнялся согласно рыночным ценам Томского региона.
2. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисление во внебюджетные фонды 30%.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и его сегментирования. Выполнение SWOT–анализа проекта
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация Закупок	Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НТИ
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Проведение оценки ресурсной, финансовой эффективности
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
1. Матрица SWOT 2. График проведения НИ (Диаграмма Ганнта)	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кашук Ирина Вадимовна	Кандидат технических Наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Д	Нгуен Минь Хоанг		

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЖЕНИЕ

Одно из основных направлений деятельности любого нефтегазодобывающего предприятия, в настоящее время – сокращение себестоимости продукции скважин, в частности, в технологических процессах подготовки нефти.

Месторождение «Белый Тигр» находится на заключительной стадии разработки, о чем свидетельствует ежегодное уменьшение добычи нефти и рост обводненности продукции, поэтому наблюдается постоянный рост себестоимости добычи нефти.

В настоящее время перспективность научного исследования определяется не столько масштабом открытия, оценить которое на первых этапах жизненного цикла высокотехнологического и ресурсоэффективного продукта бывает достаточно трудно, сколько коммерческой ценностью разработки. Оценка коммерческой ценности разработки является необходимым условием при поиске источников финансирования для проведения научного исследования и коммерциализации его результатов. Это важно для разработчиков, которые должны представлять состояние и перспективы проводимых научных исследований.

4.1. Предпроектный анализ

4.1.1. Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

При ведении собственного производства необходим систематический анализ конкурирующих разработок во избежание потери занимаемой ниши рынка. Периодический анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности позволяет оценить эффективность научной разработки по сравнению с конкурирующими предприятиями. Из наиболее влияющих предприятий–конкурентов в области подготовки нефти: СП «Вьетсовпетро» и ПВН «Петровьетнам».

В табл. 4.1 приведена оценочная карта, включающая конкурентные

технические решения в области.

Таблица 4.1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Количество выхода продукта	0,17	4	5	3	0,68	0,85	0,51
2. Качество продукта	0,09	5	4	3	0,45	0,36	0,27
3. Энергоемкость процессов	0,05	4	5	3	0,2	0,25	0,15
4. Надежность моделирования	0,15	5	4	4	0,75	0,6	0,6
5. Безопасность	0,17	4	4	4	0,68	0,68	0,68
6. Качество интеллектуального Интерфейса	0,06	5	4	4	0,3	0,24	0,24
Экономические критерии оценки эффективности							
7. Цена	0,07	5	4	4	0,35	0,28	0,28
8. Конкурентоспособность продукта	0,04	5	4	4	0,2	0,16	0,16
9. Уровень проникновения на рынок	0,04	4	5	5	0,16	0,2	0,2
10. Предполагаемый Эксплуатации	0,06	5	4	3	0,3	0,24	0,18
11. Срок выхода на рынок	0,05	5	5	4	0,25	0,25	0,2
12. Финансирование	0,05	4	3	5	0,2	0,15	0,25
Итого	1				4,52	4,26	3,72

4.1.2. SWOT–анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно–исследовательского проекта.

Результаты первого этапа SWOT–анализа представлены в табл. 4.2.

Таблица 4.2 – Матрица SWOT

	Сильные стороны научно–исследовательского проекта: 1. Систематическое повышение уровня квалификации. 2. Наличие квалифицированного персонала, имеющего опыт работы в данной области. 3. Высокое качество продукции, соответствующее мировым стандартам. 4. Внедрение новых узлов оборудования и совершенствования технологических процессов.	Слабые стороны научно–исследовательского проекта: 1. Низкий уровень заработной платы для молодых специалистов. 2. Устаревшее оборудование. 3. Высокая степень износа оборудования. 4. Повышение цен у поставщиков. 5. Высокий уровень ценна выпускаемую продукцию.
Возможности: 1. Малое количество посредников на территории Южно-Восточной Азии. 2. Небольшое количество конкурентов на территории Южно-Восточной Азии. 3. Высокое качество поставляемых ресурсов.	Сильные стороны и возможности: 1. Эффективное использование ресурсов производства. 2. Оптимизация количества посредников за счет постоянных и проверенных поставщиков (пользоваться услугами постоянных поставщиков). 3. Поддержание увеличения спроса и выхода на новые рынки сбыта товара за счет высокого качества продукции.	Слабые стороны и возможности: 1. Создание эффективной системы мотивации и стимулирования для сотрудников. 2. Нарботка и укрепление конкурентных преимуществ продукта. 3. Модернизация оборудования. 4. Внедрение технологии 5. Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношений
Угрозы: 1. Увеличение уровня налогов. 2. Повышение требований к качеству продукции. 3. Несвоевременные поставки сырья и оборудования.	Сильные стороны и угрозы: 1. Применение оптимальной налоговой политики. 2. Внедрение менеджмента качества. 3. Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношений.	Слабые стороны и угрозы: 1. Повышение цен на выпускаемую продукцию. 2. Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношений.

4.2. Планирование управления научно-техническим проектом

4.2.1. План проекта

В рамках планирования научного проекта необходимо построить календарный и сетевой графики проекта. Линейный график представлен в виде таблицы (табл. 4.3).

Таблица 4.3 – Календарный план проекта

Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников
Изучение литературы, составление литературного обзора	40	11.01.19	28.02.19	Руководитель Исполнитель
Расчет математического модели	31	01.03.19	31.03.19	Исполнитель
Обсуждение полученных результатов	14	01.04.19	15.04.19	Исполнитель
Оформление выводов	18	20.04.19	02.05.19	Руководитель Исполнитель
Оформление пояснительной записки	21	03.05.19	24.05.19	Руководитель Исполнитель
Итого:	124	11.01.19	25.05.19	

4.2.2. Бюджет научного исследования

Расчет стоимости материальных затрат производится по действующим прейскурантам или договорным ценам. В стоимость материальных затрат включают транспортно-заготовительные расходы (3 – 5 % от цены). В эту же статью включаются затраты на оформление документации (канцелярские принадлежности, тиражирование материалов).

Результаты по данной статье указаны в табл. 4.4.

Таблица 4.4 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество			Цена за ед., т.руб			Затраты на материалы, (Зм), т.руб.		
		Разработка	Аналог 1	Аналог 2	Разработка	Аналог 1	Аналог 2	Разработка	Аналог 1	Аналог 2
Программа Shaphir	шт	1	1	1	90	90	90	90	90	90
Канцелярские товары (бумага)	шт	2	4	3	2	2	2	4	8	6
ИТОГО:								94	98	96

Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стендов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по конкретной теме (табл. 4.6). Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене.

Таблица 4.5 – Расчет затрат по статье «Спецоборудование для научных работ»

Наименование	Ед. изм.	Количество			Цена за ед., т.руб			Затраты на оборудования, (Зм), т.руб.		
		Разработк а	Аналог 1	Аналог 2	Разработк а	Анало г 1	Анало г 2	Разра ботка	Анал ог 1	Анал ог 2
Испытательный стенд	т	1	2	2	50	40	50	50	80	100
Компьютер	шт	2	1	1	30	50	40	60	50	40
Монитор	шт	1	2	2	5	7	7	5	14	14
ИТОГО:								115	144	154

Основная заработная плата

В настоящую статью включается основная заработная плата научных и инженерно–технических работников, рабочих макетных мастерских и опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы оплаты труда. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы (размер определяется Положением об оплате труда). Расчет основной заработной платы сводим в табл.4.6.

Таблица 4.6 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	З _б , руб.	k _р	З _м , руб	З _{дн} , руб.	T _р , раб.дн.	З _{осн} , руб.
Руководитель	28944,94	1,3	37628,42	1889,86	64	120950,9
Исполнитель	11400				88	52427,76

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением проекта, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату.

$$C_{зп} = З_{осн} + З_{доп}, \quad (4.1)$$

Где З_{осн}, З_{доп} – основная и дополнительная заработная плата;

Основная заработная плата (З_{осн}) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$З_{осн} = З_{дн} \cdot T_{раб}, \quad (4.2)$$

где З_{осн} – основная заработная плата одного работника;

T_р – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. (табл.27);

З_{дн} – среднедневная заработная плата работника, руб. Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{дн} = \frac{З_{м} \cdot М}{F_{д}}, \quad (4.3)$$

где З_м – месячный должностной оклад работника, руб.; М – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дня М = 11,2 месяца, 5-дневная неделя; при отпуске в 48 раб. дней М = 10,4 месяца, 6-дневная неделя;

F_д – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб.дн. (табл. 4.7).

Таблица 4.7– Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Исполнитель
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней –выходныедни –праздничныедни	118	118
Потери рабочего времени –отпуск –невыходы поболезни	24	48
Действительный годовой фонд рабочего времени	223	199

В данную статью включается сумма выплат, предусмотренных законодательством о труде, например, оплата очередных и дополнительных отпусков; оплата времени, связанного с выполнением государственных и общественных обязанностей; выплата вознаграждения за выслугу лет и т.п. (в среднем – 12 % от суммы основной заработной платы).

Дополнительная заработная плата рассчитывается исходя из 10–15% от основной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнении темы:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}}, \quad (4.4)$$

где $З_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата, руб; $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной зарплаты; $З_{\text{осн}}$ – основная заработная плата, руб.

В табл. 4. приведена форма расчёта основной и дополнительной заработной платы

Таблица 4.8 – Заработная плата исполнителей НТИ

Заработная плата	Руководитель	Исполнитель
Основная зарплата	120950,9	52427,76
Дополнительная зарплата	18142,64	–
Итого по статье $C_{\text{зп}}$	139093,54	52427,76

4.2.3. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Отчисления на социальные нужды

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды.

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}), \quad (4.5)$$

где $k_{\text{внеб}} = 30\%$ коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

Отчисления во внебюджетные фонды рекомендуется представлять в табличной форме (табл. 4.9).

Таблица 4.9– Отчисления на социальные нужды

	Руководитель	Исполнитель
Зарплата	120950,9	52427,76
Отчисления на социальные нужды	41728,06	15728,33

4.2.4. Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$З_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 7) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (4.6)$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

Определение бюджета затрат на научно–исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в табл. 4.10.

Таблица 4.10 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб		
	Разработка	Аналог1	Аналог2
1. Материальные затраты НТИ	94	98	96
2. Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	115	144	154
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	173378,66		
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	18142,64		
5. Отчисления внебюджетные фонды	57456,39		
6. Накладные расходы	73276,4	78556,4	79836,4
7. Бюджет затрат НТИ	531254,1	569534,1	578814,1

4.3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Оценка сравнительной эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат двух вариантов исполнения научного исследования (табл. 4.11). Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Таблица 4.11 –Группировка затрат по статьям аналогов разработки

Затраты по статьям						
Сырье, материалы (за вычетом возвратных отходов), покупные изделия и полуфабрикаты	Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Накладные расходы	Итого плановая себестоимость
94000	115000	173378,66	18142,64	57456,39	73276,4	531254,1
98000	144000	173378,66	18142,64	57456,39	78556,4	569534,1
96000	154000	173378,66	18142,64	57456,39	79836,4	578814,1

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\Phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}} = \frac{531254,1}{578814,1} = 0,92, \quad (4.8)$$

$$I_{\Phi}^{a1} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}} = \frac{569534,1}{578814,1} = 0,98, \quad (4.9)$$

$$I_{\Phi}^{a2} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}} = \frac{578814,1}{578814,1} = 1, \quad (4.10)$$

где I_{Φ}^p – интегральный финансовый показатель разработки; Φ_{pi} – стоимость i–го варианта исполнения; Φ_{pi} – максимальная стоимость исполнения научно–исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное удешевление стоимости разработки в разы.

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i \cdot b_i^a \quad (4.11)$$

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i \cdot b_i^p \quad (4.12)$$

где I_m – интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов; a_i – весовой коэффициент i -го параметра; b_i^a , b_i^p – бальная оценка i -го параметра для аналога и разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания; n – число параметров сравнения. Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности приведен в табл. 4.12.

Таблица 4.12 – Сравнительная оценка характеристик вариантов
исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент Параметра	Текущий проект	Аналог 1	Аналог 2
1. Способствует росту производительности труда	0,1	4	5	3
2. Удобство в эксплуатации	0,15	4	5	3
3. Помехоустойчивость	0,15	4	5	4
4. Энергосбережение	0,2	5	4	4
5. Надежность	0,25	4	5	4
6. Материалоемкость	0,15	5	5	3
ИТОГО	1	4,6	4,4	3,5

$$I_m^p = 4 \times 0,1 + 4 \times 0,15 + 4 \times 0,15 + 5 \times 0,2 + 4 \times 0,25 + 5 \times 0,15 = 4,35, \quad (4.13)$$

$$I_1^A = 5 \times 0,1 + 5 \times 0,15 + 5 \times 0,15 + 4 \times 0,2 + 5 \times 0,25 + 5 \times 0,15 = 4,8, \quad (4.14)$$

$$I_2^A = 3 \times 0,1 + 3 \times 0,15 + 4 \times 0,15 + 4 \times 0,2 + 4 \times 0,25 + 5 \times 0,15 = 3,9, \quad (4.15)$$

Интегральный показатель эффективности разработки ($I_{\text{финр}}^p$) и аналога

($I_{\text{финр}}^a$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{\text{финр}}^p = \frac{I_m^p}{I_{\phi}^p} = \frac{4,35}{0,92} = 4,74 , \quad (4.16)$$

$$I_{\text{финр}}^{a1} = \frac{I_m^{a1}}{I_{\phi}^{a1}} = \frac{4,8}{0,98} = 4,88 , \quad (4.17)$$

$$I_{\text{финр}}^{a2} = \frac{I_m^{a2}}{I_{\phi}^{a2}} = \frac{3,9}{1} = 3,9 , \quad (4.18)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта (табл. 4.13).

Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{финр}}^p}{I_{\text{финр}}^{a1}} = \frac{4,88}{3,9} = 1,25 , \quad (4.19)$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{финр}}^p}{I_{\text{финр}}^{a2}} = \frac{4,88}{4,74} = 1,03 , \quad (4.20)$$

где $\mathcal{E}_{\text{ср}}$ – сравнительная эффективность проекта; $I_{m\mathcal{E}}^p$ – интегральный показатель разработки; $I_{m\mathcal{E}}^a$ – интегральный технико-экономический показатель аналога.

Таблица 4.13 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Разработка	Аналог 1	Аналог 2
1	Интегральный финансовый показатель Разработки	0,92	0,98	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,35	4,8	3,9
3	Интегральный показатель Эффективности	4,74	4,88	3,9
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,25	1,03	

Вывод:

В ходе выполнения данной работы были рассмотрены следующие вопросы:

- составление календарного плана проект, на основании которого была построена диаграмма Ганта;
- определение бюджета НТИ. При использовании разработка исполнения потребуется 531254,1 руб. – это наименьший показатель среди трех рассмотренных вариантов;
- определение ресурсной (ресурсоберегающей), финансовой эффективности исследования. У аналога 1 исполнения наилучшие показатели.

Разница среди затрат на бюджет НТИ трех исполнении не большая. Наименьшая сумма – 531254,1 руб., а наибольшая – 578814,1 руб. Учитывая показатели ресурсной (ресурсоберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности, целесообразно для проведения исследования будет выбрать аналог 2 исполнения.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Д	Нгуен Минь Хоанг

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.03.01)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования ВКР является: Интерпретация результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин низкопроницаемых коллекторов Верхнечонского нефтегазового месторождения
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: - специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	- Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства; - рассмотреть организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
2. Производственная безопасность 2.1 Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: - физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; - действие фактора на организм человека; - приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); - предлагаемые средства защиты; - (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). 2.2 Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: - механические опасности (источники, средства защиты); - термические опасности (источники, средства защиты); - электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);	1. Анализ выявленных вредных факторов - Отклонение показателей микроклимата; - Недостаточная освещенность рабочей зоны; - Степень нервно-эмоционального напряжения; 2. Анализ выявленных опасных факторов: - Электробезопасность;

- Пожаровзрывобезопасность(причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).	
3. Экологическая безопасность: - защита селитебной зоны - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); - разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	Оценка воздействия месторождения на атмосферный воздух, состояние поверхностных вод.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: - перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; - выбор наиболее типичной ЧС; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.	Рассмотреть наиболее вероятную чрезвычайную ситуацию (пожар, взрыв). Разработать меры по предупреждению ЧС и план действий в результате возникшей ЧС и ликвидации ее последствий.
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Д	Нгуен Минь Хоанг		

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Социальная ответственность - ответственность перед людьми и данными им обещаниями (обязательствами) когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров. Основными законодательными актами по охране труда являются Конституция России, Основы законодательства и др . В этих документах отражены правовые вопросы охраны труда и здоровья трудящихся. На основании вышеперечисленных источников, а также исходя из соответствующих правил безопасности и норм производственной санитарии в данном проекте, разрабатываются основные мероприятия по созданию безопасных условий работы операторов при интерпретации результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин.

Сущность данной работы – применение программы нового современного метода адаптивной интерпретации результатов гидродинамических исследований скважин с целью повышения точности результатов и сокращения время простоя скважин следовательно увеличивает экономическую эффективность при разработке нефтегазового месторождения.

Разработка данной программы велась на персональном компьютере в помещении, находящемся в офисном здании. Помещение представляет собой комнату прямоугольной формы размером 6х8 м реальная площадь и площадь на одно рабочее место оператора персональной электронно-вычислительной машины (ПЭВМ) в данном помещении составляют 8 кв.м. Высота потолков составляет 3 м. Выход в коридор осуществляется через один одностворчатый дверной блок шириной 1,5 м. В помещении расположены три окна, имеется искусственная и естественная освещенность.

5.1. Общие эргономические требования к организации и оборудованию рабочих мест пользователей ПЭВМ

Эргономические требования к организации и оборудованию рабочих мест пользователей ПЭВМ согласны ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ

- При размещении рабочих мест с ПЭВМ расстояние между рабочими столами с видеомониторами (в направлении тыла поверхности одного видеомонитора и экрана другого видеомонитора), должно быть не менее 2,0 м, а расстояние между боковыми поверхностями видеомониторов - не менее 1,2 м.

- Рабочие места с ПЭВМ в помещениях с источниками вредных производственных факторов должны размещаться в изолированных кабинах с организованным воздухообменом.

- Экран видеомонитора должен находиться от глаз пользователя на расстоянии 600 - 700 мм, но не ближе 500 мм с учетом размеров алфавитно-цифровых знаков и символов.

- Конструкция рабочего стола должна обеспечивать оптимальное размещение на рабочей поверхности используемого оборудования с учетом его количества и конструктивных особенностей, характера выполняемой работы. При этом допускается использование рабочих столов различных конструкций, отвечающих современным требованиям эргономики. Поверхность рабочего стола должна иметь коэффициент отражения 0,5 - 0,7.

Поверхность сиденья, спинки и других элементов стула (кресла) должна быть полумягкой, с нескользящим, слабо электризующимся и воздухопроницаемым покрытием, обеспечивающим легкую очистку от загрязнений

5.2. Производственная безопасность

Когда анализируются вредные и опасные факторы, которые могут возникать при проведении исследований в лаборатории, при разработке или эксплуатации проектируемого решения. Для идентификации потенциальных факторов необходимо использовать ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация». При выполнении данной работы присутствуют следующие опасные и вредные факторы (Таблица 5.1):

Таблица 5.1- Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ на рабочем месте

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Работа с ПЭВМ для идентификации и интерпретации результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин.	1. Отклонение показателей микроклимата в помещении 2. Недостаточная освещенность рабочей зоны. 3. Степень нервно-эмоционального напряжения	1. Электрический ток. 2. Пожароопасность.	- СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы»; - СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений»; - СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 «Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению»; - ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ «Система стандартов безопасности труда»;

5.2.1. Анализ вредных производственных факторов

5.2.1.1. Отклонение показателей микроклимата в помещении

Наиболее значительным фактором, который чаще всего реально влияет на производительность и безопасность труда, является микроклимат рабочего места, который характеризуется уровнем температуры и влажности воздуха, скоростью его движения. Источники отклонения показателей микроклимата в производственных помещениях: климатического пояса и сезона года, характера технологического процесса и вида используемого оборудования, условий воздухообмена, размеров помещения, числа работающих людей и т. Эти параметры должны соответствовать требованиям, приведенным в табл. 5.2. СанПиН 2.2.4.548-96

Таблица 5.2-Допустимые параметры микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ	Температура воздуха, °С		Температура поверхностей, t°С	Относительная влажность воздуха, φ%	Скорость движения воздуха, м/с	
		Диапазон ниже оптимальных величин $t^{\circ}_{\text{опт}}$	Диапазон выше оптимальных величин $t^{\circ}_{\text{опт}}$			Если $t^{\circ} < t^{\circ}_{\text{опт}}$	Если $t^{\circ} > t^{\circ}_{\text{опт}}$ "***"
Холодный	Ia	20,0 - 21,9	24,1 - 25,0	19,0 - 26,0	15 - 75	0,1	0,1
	Iб	19,0 - 20,9	23,1 - 24,0	18,0 - 25,0	15 - 75	0,1	0,2
Теплый	Ia	21,0 - 22,9	25,1 - 28,0	20,0 - 29,0	15 - 75	0,1	0,2
	Iб	20,0 - 21,9	24,1 - 28,0	19,0 - 29,0	15 - 75	0,1	0,3

Категории Ia соответствует данной работе с интенсивностью энерготрат 120 ккал/ч, производимые сидя и сопровождающиеся незначительным физическим напряжением.

В помещениях, где установлены компьютеры, должны соблюдаться

определенные параметры микроклимата.

Таблица 5.3 – Требуемые параметры микроклимата в рабочей зоне производственных помещений

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

5.2.1.2. Недостаточная освещенность рабочей зоны

В аудитории используется комбинированное освещение: искусственное и естественное. Естественное освещение проникает в помещение через окна. Этим обеспечивается боковое освещение. А работа с компьютером при плохом освещении вызывает излишнее напряжение глаз, ведет к ухудшению зрения, требуется значительное время использовать искусственное освещение. Для обеспечения требуемого освещения произведем расчет искусственной освещенности рабочего места:

Габариты помещения: $a = 8\text{ м}$; $b = 6\text{ м}$; $h = 3\text{ м}$.

Коэффициенты отражения потолка- 70, стен- 50, пола- 20

Выбор типа светильников: ОД-2-40. Мощность лампы – 2*40Вт.

Коэффициент $\lambda = 1,4$.

Высота рабочей поверхности над полом: $h_p = 0,75\text{ м}$ - высота рабочего стола.

Расстояние светильников от перекрытия: 0м. Высота светильника над полом: 3м

Расстояние между соседними светильниками определяется по формуле:

$$L = \lambda \cdot H = 1,4 \cdot 3 = 4,2\text{ м}$$

Расстояние от крайнего ряда светильников до стены равно:

$$L / 3 = 4,2 / 3 = 1,4 \text{ м.}$$

Размещаем светильники в 2 ряда.

Допустим в каждом ряду установить x светильников типа ОД мощностью $2 \cdot 40$ Вт (с длиной 0,8 м), при этом разрывы между светильниками в ряду составят $50 \text{ см} = 0,5 \text{ м}$. Имеется $(x-1)$ разрывов.

$$0,8x + (x-1) \cdot 0,5 + 2 \cdot 1,4 = 8$$

$$x = 4,4$$

Применяем $x=5$.

Учитывая, что в каждом светильнике установлено две лампы, общее число ламп в помещении: $n = 2 \cdot 2 \cdot 5 = 20$ ламп.

Находим индекс помещения

$$i = \frac{S}{h(a+b)} = \frac{8 \cdot 6}{3(8+6)} = 1.14$$

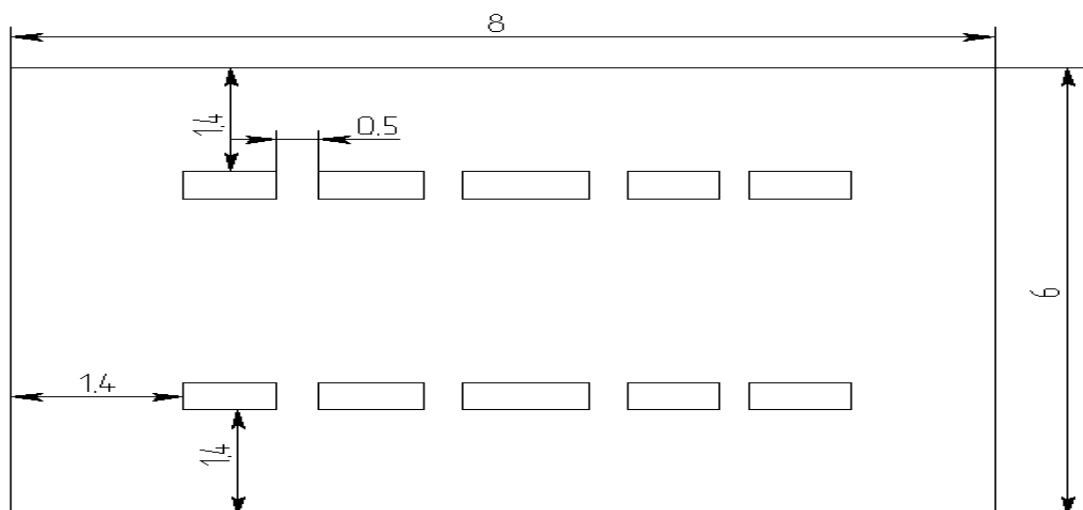


Рисунок 5.1 - Схема расположения светильников в аудитории

Состояние потолка: Свежепобеленный $\rho_{\text{п}} = 70\%$

Состояние стен : Свежепобеленные с окнами, без штора $\rho_{\text{ст}} = 50\%$

Коэффициент использования $\eta = 0,51$

Определяем потребный световой поток ламп в каждом из рядов:

$$\Phi = \frac{E \cdot S \cdot K \cdot Z}{n \cdot \eta} = \frac{200 \cdot 48 \cdot 1,5 \cdot 1,1}{20 \cdot 0,51} = 3105 \text{ Лм}$$

где: $E = 200 \text{ лк}$ – требуемая освещенность согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-

03;

$K_3 = 1,5$ – коэффициент запаса;

$S = a \cdot b = 8 \cdot 6 = 48 \text{ м}^2$ – освещаемая площадь;

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

$n = 5 \cdot 2 = 10$ – число светильников,

$\eta = 0,51$ – коэффициент использования

выбираем ближайшую стандартную лампу – ОД 40 Вт типа ЛБ с потоком 3200 Лм.

Делаем проверку выполнения условия:

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

$$\frac{\Phi_{\text{л.станд}} - \Phi_{\text{л.расч}}}{\Phi_{\text{л.станд}}} \cdot 100\% = \frac{3200 - 3105}{3200} \cdot 100\% = 3\%$$

Получается: $-10\% < 3 < +20\%$ проверка выполнена

Определяем электрическую мощность осветительной установки:

$$P = 20 \cdot 40 = 800 \text{ Вт}.$$

Вывод: Для освещения рабочего места используется 10 светильников ОД -2-40 (в одном светильнике 2 лампы люминесцентные ЛБ 40 Вт), расположенны в 2 рядах. Суммарная электрическая мощность осветительной установки составляет 800 Вт.

5.2.1.3. Степень нервно-эмоционального напряжения

Любая умственная работа вызывает нервно-эмоциональное напряжение, для каждого рода деятельности необходим свой оптимум эмоционального напряжения, при котором реакции организма оказываются наиболее совершенными и эффективными.

При выполнении человеком умственной работы с нервно-эмоциональным напряжением имеют место сдвиги в вегетативных функциях человека: повышение кровяного давления, изменение ЭКГ, увеличение

легочной вентиляции и потребление кислорода, повышение температуры тела.

Во время регламентированных перерывов с целью снижения нервно-эмоционального напряжения, утомления зрительного анализатора, целесообразно выполнять комплексы упражнений для глаз, улучшения мозгового кровообращения, снятия утомления с плечевого пояса и рук, туловища и ног.

5.2.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (техника безопасности)

Электробезопасность:

Действие электрического тока на организм человека носит разносторонний характер. При поражении электрическим током могут возникнуть электрические травмы, поражение отдельного участка тела или органа человека (ожоги, металлизация кожи, электрические метки, механические повреждения) и электрические удары (шоки), действующие на организм в целом. Результатом воздействия на организм человека электрического тока могут быть электрические травмы, электрические удары, и даже смерть [ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ].

Поэтому, для обеспечения безопасности рабочих необходимо строго соблюдать технику безопасности, регулярно проверять заземления и качество рабочих оборудования, вести работы в защитной амуниции.

Техническими методами и средствами защиты для обеспечения электробезопасности в соответствии с ГОСТ “ССБТ Электробезопасность“. Общие требования“ являются защитное заземление и зануление, выравнивание потенциалов, малое напряжение, электрическое разделение цепей, изоляция токоведущих частей, ограждающие устройства, предупредительная сигнализация, средства защиты и предохранительные устройства.

Оборудование (ПЭВМ) в данном помещении относится к I классу по способу защиты от поражения электрическим током. Питание ПЭВМ в помещении осуществляется через сеть частотой 50 Гц, напряжением 220 В. Компьютер подключается к источнику питания с помощью трехжильного

провода, в котором одна жила служит для заземления. Сопротивление заземляющего устройства для данного типа сети в помещении не должно превышать 4 Ом, что отвечает требованиям для электрооборудования с напряжением до 1000 В, сопротивление изоляции токоведущих проводов должно быть не менее 0,5 Ом. В данном помещении заземление произведено, сопротивление заземляющего устройства составляет 3,3 Ом, что соответствует требованиям. Контроль защитного заземления производится ежегодно.

5.3. Экологическая безопасность

Мероприятия по охране атмосферы - Загрязнение атмосферы происходит через организованные и неорганизованные источники выбросов. Система сбора обводненной нефти герметична. Поэтому воздействие на атмосферный воздух будет иметь место только от функционирующего оборудования.

Основными компонентами вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу, являются низшие предельные углеводороды, углекислый газ, азотистые соединения, сажа, фтористый водород, оксид железа и другие.

На месторождении реализуются мероприятия, направленные на сокращение объёмов выбросов загрязняющих веществ от организованных и неорганизованных источников выбросов, сокращение токсичности выбросов, и недопущении аварийных ситуаций.

К мероприятиям, направленным на уменьшения воздействия от транспортных средств, относятся следующие: применение более «чистого» вида топлива (дизельное); проверка состояния и работы двигателей; постоянный строгий контроль над выбросами в атмосферу транспортными средствами; доведение до минимума количества одновременно работающих двигателей.

В период эксплуатации оборудования предусмотрены следующие технические решения: установка на трубопроводах арматуры класса «А», характеризующейся отсутствием видимых протечек жидкости и утечек газа и обеспечивающей отключение любого участка трубопровода при аварийной

ситуации; выполнение сварных швов, исключаяющих в них возможные микротрещины; своевременный контроль, ремонт, регулировка и техническое обслуживание узлов, систем и агрегатов, влияющих на выброс вредных веществ; контроль за выбросами загрязняющих веществ в атмосферу.

5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях (Пожарная безопасность)

Пожарная безопасность объектов народного хозяйства, в том числе электрических установок, регламентируется ГОСТ 12.1.004-91, а также строительными нормами и правилами, межотраслевыми типовыми правилами пожарной безопасности на отдельных объектах. На таблице 5.7 приведен пожароопасной категории В1 – В4 помещения согласованы ГОСТ Р 22.0.07-95

Таблица 5.4 – Удельная пожарная нагрузка и способы размещения для категорий В1-В4

Категория помещения	Удельная пожарная нагрузка g на участке, МДж.м ⁻²	Способ размещения
В1	Более 2200	Не нормируется
В2	1401-2200	В соответствии с таблицей 5.8
В3	181-1400	В соответствии с таблицей 5.8
В4	1-180	На любом участке пола помещения площадь каждого из участков пожарной нагрузки не более 10 м ² . Способ размещения участков пожарной нагрузки определяется согласно таблице 5.8

Таблица 5.5 – Значение предельных расстояний $l_{пр}$ в зависимости от критической плотности падающих лучистых потоков $q_{кр}$

$q_{кр}, \text{кВт} \cdot \text{м}^{-2}$	5	10	15	20	25	30	40	50
$l_{пр}, \text{м}$	12	8	6	5	4	3,8	3,2	2,8

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

В помещении возможны пожары, относящиеся к классам А и Е. Пожары класса А связаны с горением твердых веществ, в основном органического происхождения, горение сопровождается тлением (древесина, текстиль, бумага). Пожары класса Е связаны с горением электрооборудования.

Для защиты от пожара в данном помещении должен иметься хотя бы один огнетушитель. Объем и другие параметры огнетушителя должны соответствовать требованиям СП 9.13130.2009

Работники обязаны знать и строго выполнять правила пожарной безопасности применительно к обслуживаемому участку. Они должны проходить инструктаж, обучение и проверку знаний в соответствии с действующими нормативными документами по СНиП 21-01-97 .

Вывод

Социальная ответственность – это система добровольных взаимоотношений между работником, работодателем и обществом, направленная на совершенствование социально-трудовых отношений, поддержание социальной стабильности в трудовом коллективе и окружающем сообществе, развитие социальной и природоохранной деятельности на национальном и международном уровнях.

Использование социальной ответственности в деятельности организаций способствует устойчивому развитию и позволяет усилить конкурентные позиции на рынке за счёт формирования внутренней и внешней благоприятной деловой репутации.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе было описано геологическое строение Верхнеченского месторождения. Также, была рассмотрена задача интерпретации результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин, которая заключается в выделении фильтрационных потоков и определении параметров пласта и скважин по модели, соответствующей выделенному потоку. Для выделения фильтрационных потоков горизонтальных скважин используются аналитический и графоаналитический способы. На практике часто используются три метода для определения параметров пласта и скважин: метод детерминированных моментов давления, метод касательных и метод наилучшего совмещения.

В ходе выполнения дипломной работы была проведена интерпретация одной горизонтальной скважины №1 Верхнеченского месторождения в программном комплексе Saphir. Обработка была затруднена выделением свободного газа в процессе измерения забойного давления, который вызывает провал на производной давления. В связи с этим на диагностическом графике не наблюдаются линейный и поздний радиальный потоки. Для определения параметров пласта и скважины было рассмотрено два варианта интерпретации с использованием дополнительной информации о параметрах пласта и скважин, полученной промыслово-геофизическими исследованиями скважин. Для проверки результатов интерпретации было проведено математическое моделирование кривой восстановления давления в программном комплексе Saphir. Следует отметить наилучшую сходимость модели варианта 2 с результатом промыслового замера. Таким образом, были определены оценки параметров пласта и скважины: радиальной проницаемости, скин-фактора, эффективной длины горизонтального ствола и пластового давления.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Goode P.A., Thambynayagam R.K.M. Pressure drawdown and buildup analysis of horizontal wells in anisotropic media // SPE 1987. .P 683-699.
2. Odeh A.S., Babu D.K. Transient flow behavior of horizontal wells: Pressure drawdown and buildup analysis // SPE FE. 1990. P. 7-15.
3. Kuchuk F.J. Well testing and interpretation for horizontal wells //JPT. 1995. P 36-41.
4. Чодри А. Гидродинамические исследования нефтяных скважин. — М.: ООО «Премииум Инжиниринг», 2011. — 687с.
5. Кременецкий, Михаил Израилевич. Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых залежей / М. И. Кременецкий, А. И. Ипатов, Д. Н. Гуляев. — Москва; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. — 894 с.
6. Goode P.A., Thambynayagam R.K.M. Pressure drawdown and buildup analysis of horizontal wells in anisotropic media // SPE 1987. .P 683-699.
7. Odeh A.S., Babu D.K. Transient flow behavior of horizontal wells: Pressure drawdown and buildup analysis // SPE FE. 1990. P. 7-15.
8. Чодри А. Гидродинамические исследования нефтяных скважин. — М.: ООО «Премииум Инжиниринг», 2011. — 687с.
9. Goode P.A., Thambynayagam R.K.M. Pressure drawdown and buildup analysis of horizontal wells in anisotropic media // SPE 1987. .P 683-699.
10. Odeh A.S., Babu D.K. Transient flow behavior of horizontal wells: Pressure drawdown and buildup analysis // SPE FE. 1990. P. 7-15.
11. Kuchuk F.J. Well testing and interpretation for horizontal wells //JPT. 1995. P 36-41.
12. Чодри А. Гидродинамические исследования нефтяных скважин. — М.: ООО «Премииум Инжиниринг», 2011. — 687с.
13. Кременецкий, Михаил Израилевич. Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых залежей

/ М. И. Кременецкий, А. И. Ипатов, Д. Н. Гуляев. — Москва; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. — 894 с.

14. Кульпин Л.Г., Мясников Ю.А. Гидродинамические методы исследований нефтегазовых пластов. — М.: Недра, 1974. —200 с.

15. Сергеев В. Л., Аниканов В. С. Метод адаптивной идентификации гидродинамических исследований скважин с учетом априорной информации // Известия Томского политехнического университета. — 2010. — Т. 317. — № 5. — С. 50 – 52.

16. Крепша Н.В. Безопасность жизнедеятельности. Методические указания по разработке раздела «Социальная ответственность» ВКР Института природных ресурсов всех направлений высшего образования. Издательство ТПУ – 2014.

17. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы

18. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий

19. Трудовой кодекс российской федерации (ТК РФ) от 30.12.2001 N 197-ФЗ. Электронный ресурс: <http://www.consultant.ru/popular/tkrf/>

20. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ «Опасные и вредные производственные Факторы. Классификация»;

21. СП 12.13130.2009. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности;

22. СП 9.13130.2009. Техника пожарная. Огнетушители. Требования к эксплуатации;

СНиП 21-01-97. Пожарная безопасность зданий и сооружений