

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин после проведения технологии гидравлического разрыва пласта на нефтегазоконденсатном месторождении "X" (ХМАО)

УДК 622.243.24:532(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Д	Нургалиев Артур Ильдарович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Кащук Ирина Вадимовна	к.т.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное и критическое мышление	УК(У)-1. Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач	И.УК(У)-1.1. Анализирует задачу, выделяя ее базовые составляющие
		И. УК(У)-1.2 Осуществляет поиск, выделяет и ранжирует информацию на основе системного подхода и методов познания для решения задач по различным типам запросов
		И.УК(У)-1.3 Обосновывает выводы, интерпретации и оценки о научных исследованиях, публикациях и т.д., на основе критериев и базовых методов аргументации
		И.УК(У)-1.4 Анализирует и контекстно обрабатывает информацию для решения поставленных задач с формированием собственных мнений и суждений; предлагает варианты решения задачи, анализирует возможные последствия их использования
		И.УК(У)-1.5 Анализирует пути решения проблем мировоззренческого, нравственного и личностного характера на основе использования основных философских идей и категорий в их историческом развитии и социально-культурном контексте
Разработка и реализация проектов	УК(У)-2. Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений	И.УК(У)-2.1. Формулирует проблему, решение которой напрямую связано с достижением цели проекта
		И.УК(У)-2.2. Определяет связи между поставленными задачами и ожидаемые результаты их решения
		И.УК(У)-2.3. В рамках поставленных задач определяет имеющиеся ресурсы и ограничения, действующие правовые нормы
		И.УК(У)-2.4. Анализирует план-график реализации проекта в целом и выбирает оптимальный способ решения поставленных задач, исходя из действующих правовых норм и имеющихся ресурсов и ограничений
		И. УК(У)-2.5. Контролирует ход выполнения проекта, корректирует план-график в соответствии с результатами контроля
Командная работа и лидерство	УК(У)-3. Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде	И.УК(У)-3.1. Определяет свою роль в команде, исходя из стратегии сотрудничества для достижения поставленной цели
		И.УК(У)-3.2. Формулирует и учитывает в своей деятельности особенности поведения групп людей, выделенных в зависимости от поставленной цели
		И.УК(У)-3.3. Анализирует возможные последствия личных действий и планирует свои действия для достижения заданного результата
		И.УК(У)-3.4. Осуществляет обмен информацией, знаниями и опытом с членами команды; аргументирует свою точку зрения относительно использования идей других членов команды для достижения поставленной цели
		И.УК(У)-3.5. Участвует в командной работе по выполнению поручений
Коммуникация	УК(У)-4. Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)	И.УК(У)-4.1. Выбирает стиль делового общения, в зависимости от языка общения, цели и условий партнерства; адаптирует речь, стиль общения и язык жестов к ситуациям взаимодействия
		И.УК(У)-4.2. Осуществляет поиск необходимой информации для решения стандартных коммуникативных задач на государственном и иностранном языках
		И.УК(У)-4.3. Выполняет перевод профессиональных текстов с иностранного языка на государственный
		И.УК(У)-4.4. Ведет деловую переписку на государственном и иностранном языках с учетом особенностей стилистики официальных и неофициальных писем и социокультурных различий в формате корреспонденции
		И. УК(У)-4.5. Использует диалог для сотрудничества в академической коммуникации общения с учетом личности собеседников, их коммуникативно-речевой стратегии и тактики, степени официальности обстановки; формирует и аргументирует собственную оценку основных идей участников диалога (дискуссии) в соответствии с потребностями совместной деятельности
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в	И.УК(У)-5.1. Интерпретирует историю России в контексте мирового исторического развития
		И.УК(У)-5.2. Находит и использует при социальном и профессиональном общении информацию о культурных особенностях и традициях различных социальных групп

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	социально-историческом, этическом и философском контекстах	И.УК(У)-5.3. Учитывает при социальном и профессиональном общении по заданной теме историческое наследие и социокультурные традиции различных социальных групп, этносов и конфессий, включая мировые религии, философские и этические учения И.УК(У)-5.4. Осуществляет сбор информации по заданной теме с учетом этносов и конфессий, наиболее широко представленных в точках проведения исследования; обосновывает особенности проектной и командной деятельности с представителями других этносов и (или) конфессий И.УК(У)-5.5. Придерживается принципов недискриминационного взаимодействия при личном и массовом общении в целях выполнения профессиональных задач и усиления социальной интеграции
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-6. Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни	И.УК(У)-6.1. Контролирует количество времени, потраченного на конкретные виды деятельности; вырабатывает инструменты и методы управления временем при выполнении конкретных задач, проектов, целей; И.УК(У)-6.2. Анализирует свои ресурсы и их пределы (личностные, ситуативные, временные и т.д.), для успешного выполнения порученной работы И.УК(У)-6.3. Находит и использует источники получения дополнительной информации для повышения уровня общих и профессиональных знаний И.УК(У)-6.4. Анализирует основные возможности и инструменты непрерывного образования применительно к собственным интересам и потребностям с учетом условий, средств, личностных возможностей, этапов карьерного роста, временной перспективы развития деятельности и требований рынка труда И.УК(У)-6.5. Определяет задачи саморазвития, цели и приоритеты профессионального роста; распределяет задачи на долго-, средне- и краткосрочные с обоснованием актуальности и анализа ресурсов для их выполнения
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-7. Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности	И.УК(У)-7.1. Выбирает здоровьесберегающие технологии для поддержания здорового образа жизни с учетом физиологических особенностей организма И.УК(У)-7.2. Планирует свое рабочее и свободное время для оптимального сочетания физической и умственной нагрузки и обеспечения работоспособности И.УК(У)-7.3. Соблюдает и пропагандирует нормы здорового образа жизни в различных жизненных ситуациях и в профессиональной деятельности
Безопасность жизнедеятельности	УК(У)-8. Способен создавать и поддерживать безопасные условия жизнедеятельности, в том числе при возникновении чрезвычайных ситуаций	И.УК(У)-8.1. Анализирует факторы вредного влияния на жизнедеятельность элементов среды обитания (технических средств, технологических процессов, материалов, зданий и сооружений, природных и социальных явлений) И.УК(У)-8.2. Идентифицирует опасные и вредные факторы в рамках выполняемого задания И.УК(У)-8.3. Выявляет и устраняет проблемы, связанные с нарушениями техники безопасности на рабочем месте; разъясняет мероприятия по предотвращению чрезвычайных ситуаций И.УК(У)-8.4. Разъясняет правила поведения при возникновении чрезвычайных ситуаций природного и техногенного происхождения; оказывает первую помощь, участвует в восстановительных мероприятиях
Дополнительная компетенция университета	УК(У)-9. Способен проявлять предприимчивость в профессиональной деятельности, в т.ч. в рамках разработки коммерчески перспективного продукта на основе научно-технической идеи	И.УК(У)-9.1. Выявляет проблему, ставит цель для оптимального решения проблемы, находит и распределяет ресурсы для достижения цели, и достигает эту цель, воспринимая изменения внешней среды и гибко реагируя на эти изменения И.УК(У)-9.2. Разрабатывает коммерчески перспективный продукт на основе научно-технической идеи и ведет проектную деятельность по направлению профессиональной деятельности

Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Применение фундаментальных знаний	ОПК(У)-1. Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общинженерные знания	И.ОПК(У)-1.1. Применяет математический аппарат исследования функций, линейной алгебры, дифференциального и интегрального исчисления, рядов, дифференциальных уравнений, теории функций комплексного переменного в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.2. Применяет математический аппарат теории вероятностей и математической статистики в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.3. Демонстрирует понимание физических явлений и применяет законы механики, термодинамики, электричества и магнетизма, основ оптики, квантовой механики и атомной физики в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.4. Демонстрирует понимание химических процессов и применяет основные законы химии
		И.ОПК(У)-1.5. Демонстрирует знание основ теоретической механики, теории механизмов и машин, сопротивления материалов, деталей машин и основ конструирования и применяет их при решении практических задач
		И.ОПК(У)-1.6. Демонстрирует знание основных правил построения и оформления эскизов, чертежей и схем в соответствии с требованиями стандартов
		И.ОПК(У)-1.7. Выполняет эскизы, чертежи и схемы в соответствии с требованиями стандартов с использованием средств автоматизации проектирования
Техническое проектирование	ОПК(У)-2. Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений	И.ОПК(У)-2.1. Участвует в сборе и обработке первичных материалов по заданию руководства проектной службы
		И.ОПК(У)-2.2. Анализирует ход реализации требований рабочего проекта при выполнении технологических процессов, в силу своей компетенции вносит корректировку в проектные данные
		И.ОПК(У)-2.3. Оценивает сходимость результатов расчетов, получаемых по различным методикам
		И.ОПК(У)-2.4. Обладает навыками работы с ЭВМ, используя новые методы и пакеты программ
Когнитивное управление	ОПК(У)-3. Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента	И.ОПК(У)-3.1. Использует основы логистики, применительно к нефтегазовому предприятию, когда основные технологические операции совершаются в условиях неопределенности
		И.ОПК(У)-3.2. Применяет на практике элементы производственного менеджмента
		И.ОПК(У)-3.3. Обладает навыками управления персоналом в небольшом производственном подразделении
		И.ОПК(У)-3.4. Находит возможность сочетания выполнения основных обязанностей с элементами предпринимательства
Использование инструментов и оборудования	ОПК(У)-4. Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные	И.ОПК(У)-4.1. Сопоставляет технологию проведения типовых экспериментов на стандартном оборудовании в лаборатории и на производстве
		И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно-исследовательской деятельности, используя стандартное оборудование, приборы и материалы
		И.ОПК(У)-4.3. Владеет техникой экспериментирования с использованием пакетов программ
Исследование	ОПК(У)-5. Способен решать задачи в области профессиональной деятельности с применением современных информационных технологий и прикладных аппаратно-программных средств	И.ОПК(У)-5.1. Применяет современные информационные технологии и программное обеспечение при решении задач профессиональной деятельности
		И.ОПК(У)-5.2. Использует знания о составах и свойствах нефти и газа, основные положения метрологии, стандартизации, сертификации нефтегазового производства
		И.ОПК(У)-5.3. Владеет методами оценки риска и управления качеством исполнения технологических операций
		И.ОПК(У)-5.4. Использует основные технологии поиска, разведки и организации нефтегазового производства в России и за рубежом, стандарты и ТУ, источники получения информации, массмедийные и мультимедийные технологии

Принятие решений	ОПК(У)-6. Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии	И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания сущности и значения информации в развитии современного информационного общества, опасностей и угроз, возникающих в этом процессе, основных требований информационной безопасности
		И.ОПК(У)-6.2. Решает стандартные задачи профессиональной деятельности на основе информационной и библиографической культуры с применением современных технологий и требований информационной безопасности
Применение прикладных знаний	ОПК(У)-7. Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами	И.ОПК(У)-7.1. Использует основные виды и содержание макетов производственной документации, связанных с профессиональной деятельностью

Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Тип задач профессиональной деятельности: технологический				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Формирование отчетности по добыче углеводородного сырья 2. Обеспечение технологического режима работы скважин	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ А «Документационное обеспечение добычи углеводородного сырья»	ПК(У)–1. Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-1.1 Решает технические задачи и корректирует технологические процессы при эксплуатации скважин и линейных сооружений
	3. Обеспечение выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту нефтепромыслового оборудования 4. Выполнение диагностического обследования оборудования по добыче углеводородного сырья	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья»	ПК(У)–2. Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-2.1 Проводит диагностику, текущий осмотр и ремонт технологического оборудования, используемого в процессах добычи нефти, газа и газового конденсата
	5. Контроль и выполнение производственных показателей подразделениями по добыче нефти, газа	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);	ПК(У)–3. Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении	И.ПК(У)-3.1 Выполняет работы по контролю безопасности для предотвращения и ликвидации аварийных ситуаций в

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	и газового конденсата 6. Обеспечение оперативного и инженерного безопасного сопровождения технологического процесса добычи нефти, газа и газового конденсата	ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья»	технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	технологических процессах добычи нефти, газа и газового конденсата
	7. Организационно-техническое обеспечение добычи углеводородного сырья 8. Сбор, интерпретация и обобщение геолого-промысловой информации	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ С «Организационно-техническое сопровождение углеводородного сырья»	ПК(У)–4. Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-4.1 Сочетает геолого- промышленную теорию и практику при совершенствовании технологических операций и осуществлении процессов нефтегазового производства в области разработки и эксплуатации месторождений нефти и газа
	8. Сбор, интерпретация и обобщение геолого-промысловой информации 9. Составление геологических отчетов	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ С «Организационно-техническое сопровождение углеводородного сырья» 19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» ОТФ А «Комплексирование геолого-промысловых данных и построение моделей нефтегазовых залежей» ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»	ПК(У)–5. Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин	И.ПК(У)-5.1 Обеспечивает заданные режимы, оперативный контроль за выполнением производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья
	10. Подготовка предложений по повышению эффективности процесса добычи и работы оборудования по добыче углеводородного сырья 11. Составление текущих планов по проведению геолого-промысловых работ и добыче углеводородного сырья	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья» 19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»	ПК(У)-6. Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса добычи углеводородного сырья	И.ПК(У)-6.1 Участвует в организационно-техническом сопровождении работ по восстановлению работоспособности нефтегазопромыслового оборудования в сфере эксплуатации объектов добычи нефти и газа

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8Д	Нургалиеву Артуру Ильдаровичу

Тема работы:

Анализ результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин после проведения технологии гидравлического разрыва пласта на нефтегазоконденсатном месторождении "X" (ХМАО)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№68-67/с от 09.03.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	16.06.2022
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Научная литература, статьи, данные по месторождению, физико-химические свойства откачиваемой продукции, технологические схемы установки УКПГ-1В Тексты, таблицы и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты нормативные документы.
---------------------------------	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Особенности геолого-промысловой характеристики Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения 2. Оценка технологической характеристики производства 3. Анализ технологий подготовки газа 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 5. Социальная ответственность
---	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работ	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.т.н. Кащук И.В.
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Гуляев М.В.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	11.03.2022
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			11.03.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Д	Нургалиев Артур Ильдарович		11.03.2022

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа написана на 80 страницах, содержит 14 рисунков, 22 таблиц, 30 источников.

Ключевые слова: гидродинамические исследования скважин, гидравлический разрыв пласта, горизонтальная скважина, кривая восстановления давления, интерпретация.

Объектом исследования является горизонтальная скважина с трещинами гидравлического разрыва пласта нефтегазоконденсатного месторождения «Х».

Цель работы: определить параметр нефтяных пластов по полученным результатам от гидродинамических исследований горизонтальных скважин с трещинами гидравлического разрыва пласта нефтегазоконденсатного месторождения «Х» в программном комплексе Saphir.

В работе поставлены следующие задачи:

1. Рассмотреть общие сведения о месторождении «Х», литолого-стратиграфическую характеристику, тектонику и нефтегазоносность.
2. Проводить исследование методов интерпретации гидродинамических исследований горизонтальных скважин с трещинами ГРП.
3. Проводить интерпретацию КВД горизонтальной скважины №1 нефтяного месторождения «Х» в программном комплексе Saphir.

В процессе работы были рассмотрены методы интерпретации гидродинамических исследований горизонтальных скважин с трещинами гидравлического разрыва пласта. Приведены результаты интерпретации КВД горизонтальной скважины с трещинами ГРП нефтегазоконденсатного месторождения «Х».

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Интерпретация – обработка результатов гидродинамического исследования с целью получения параметров пласта и скважины. В данной работе применены следующие сокращения соответствующими определениями:

ГДИ – гидродинамические исследования

ГРП – гидравлический разрыв пласта

ГДИС – гидродинамические исследования скважин

КВД – кривая восстановления давления

ПЗП – призабойная зона пласта

ГС – горизонтальная скважина

МДН – метод Миллера Дайса и Хэтчинсона

КС – метод касательных

НЛС – метод наилучшего совмещения

ВДП – верхние дыры перфорации

ТМС – телеметрическая система месторождение.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	13
1. ИНТЕРПРИТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С ТРЕЩИНАМИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА.....	15
1.1 Диагностика фильтрационных потоков горизонтальных скважин с трещинами гидравлического разрыва пласта.....	15
1.2 Методы идентификации КВД горизонтальных скважин с трещинами гидравлического разрыва пласта.....	24
1.3 Пример интерпретации синтетической КВД горизонтальной скважины с трещинами гидравлического разрыва пласта.....	28
2. ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	31
2.1 Общие сведения о месторождении.....	31
2.2 Литолого-стратиграфическая характеристика.....	33
2.3 Тектоника.....	35
2.4 Нефтегазоносность.....	37
3. ИНТЕРПРЕТАЦИЯ КВД ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ X.....	39
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	45
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	46
4.2 Планирование научно-исследовательских работ.....	49
4.3 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	57
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	62
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	62
5.2 Производственная безопасность.....	63
5.3 Анализ потенциальных вредных факторов.....	65
5.4 Пожарная безопасность.....	67

5.5 Экологическая безопасность.....	69
5.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	72
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	76
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	77

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в связи с введением в разработку нефтяных и газовых месторождений трудноизвлекаемых запасов актуальной задачей является определение фильтрационных параметров пластов по результатам гидродинамических исследований (ГДИ) горизонтальных скважин (ГС) с трещинами гидравлического разрыва пласта (ГРП). Полученные значения параметров пластов и скважин позволяют оценивать эффективность проведения гидравлического разрыва пласта, проводить мониторинг и управления разработкой месторождений.

Известно, что наиболее достоверным и востребованным методом получения информации о параметрах нефтяных и газовых пластов являются нестационарные гидродинамические исследования скважин по кривым восстановления давления. Интерпретация результатов ГДИ ГС с трещинами ГРП заключается в решении задачи выделения фильтрационных режимов течения и определении гидродинамических параметров пластов и трещин с использованием моделей режимов фильтрации. Наиболее распространенным методом интерпретации ГДИ ГС с трещинами ГРП являются графоаналитические, которые реализованы в программном комплексе Saphir.

Актуальность: оптимизация процесса проведения технологии гидравлического разрыва пласта в условиях падающего пластового давления и роста влагосодержания.

Цель работы: заключается в изучении методов интерпретации гидродинамических исследований горизонтальных скважин с трещинами гидравлического разрыва пласта, определении фильтрационных параметров пластов и скважин на месторождении X.

Задачи:

4. Рассмотреть общие сведения о месторождении «X», литолого-стратиграфическую характеристику, тектонику и нефтегазоносность.

5. Проводить исследование методов интерпретации гидродинамических исследований горизонтальных скважин с трещинами ГРП.
6. Проводить интерпретацию КВД горизонтальной скважины №1 нефтяного месторождения «Х» в программном комплексе Saphir.

Объект исследования: Нефтяные эксплуатационные горизонтальные скважины с трещинами гидравлического разрыва пласта.

1. ИНТЕРПРИТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С ТРЕЩИНАМИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА

1.1 Диагностика фильтрационных потоков горизонтальных скважин с трещинами гидравлического разрыва пласта

Нестационарные гидродинамические исследования скважин являются наиболее информативным методом определения фильтрационных параметров нефтяных и газовых пластов. Они позволяют получить достоверную информацию о параметрах залежей, на основании которых осуществляются процессы добычи нефти и газа, составляются технологические проекты разработки месторождений, создаются геолого-технологические модели процессов нефтегазодобычи.

В настоящее время в связи с большим объемом бурения и ввода в эксплуатацию горизонтальных скважин, в которых с целью повышения нефтеотдачи проводятся гидравлического разрыва пласта, актуальной является задача интерпретации результатов гидродинамических исследований скважин с трещинами гидравлического разрыва пласта (ГРП) по кривым восстановления давления (КВД).

Интерпретация результатов гидродинамических исследований (ГДИ) горизонтальных скважин с трещинами гидравлического разрыва пласта представляется сложной задачей. Это связано с тем, что на процесс перераспределения давления влияют не только геометрические характеристики горизонтальной скважины, но и свойства трещин (качество, длина, удельная проводимость и количества трещин).

Гидравлический разрыв пласта - это технология, которая позволяет увеличить приток нефти или газа скважины. Это делается путем закачивания жидкостей вниз по скважине в подземные горные породы под давлением, которое достаточно высоко для разрушения породы. Цель состоит в том, чтобы

создать сеть взаимосвязанных трещин, которые будут служить поровыми пространствами для перемещения нефти и природного газа в ствол скважины [1].

Технология ГРП включает следующие стадии:

- закачка потрескавшейся жидкости в скважину. Когда давление перекачиваемой жидкости превышает давление разрыва нефтеносного пласта, изначально образуется трещина;
- удлиняет и расширяет эту трещину, вводя в нее жидкость, а затем смесь жидкости и проппант.

Проппант - это расклинивающий агент, который сохраняет трещины открытыми после снижения избыточного давления [1].



Рисунок 1.1– Схема ГРП в горизонтальной скважине

ГРП используется для увеличения скорости, с которой жидкости, такие как нефть, газ и вода, могут извлекаться из подземных природных резервуаров. Коллекторы обычно представляют собой пористость из песчаника, известняка или доломита, но также включают в себя «нетрадиционные» коллекторы, такие как пласты сланца или угля. Гидравлика сдвига позволяет добывать природную нефть и газ из глубоких подземных горных пород (обычно 2000–6000 м), что значительно ниже типичных уровней подземных водоохранилищ. На этой

глубине может не быть достаточной проницаемости или пластового давления, чтобы позволить природной нефти и газу течь из породы в скважины с высокой экономической эффективностью. Поэтому создание трещинных передач в горных породах при эксплуатации пластов, содержащих непроницаемый сланец.

Характерной особенностью горизонтальных скважин с трещинами ГРП является проявление разных типов фильтрационных потоков в зависимости от величины безразмерной проводимости трещин.

$$F_{CD} = \frac{wk_f}{x_fk} \quad (1.1)$$

Где w – ширина трещин, k_f – проницаемость трещины, x_f – полудлина трещин; k - проницаемость пласта.

При этом wk_f - это проводимость трещины, выражающей способность трещины ГРП доставлять флюид к стволу скважины. Чем шире трещина и чем больше проницаемость трещины, тем лучше флюид течет по трещине. Величина x_fk выражает способность пласта доставлять флюид к трещине. Чем больше длина трещины и чем выше проницаемость пласта, тем лучше флюид течет к трещине. Тем больше безразмерная проводимость трещины, тем она эффективнее. Трещина, у которой безразмерная проводимость больше 300, ведет себя как трещина бесконечной проводимости, и потери давления в трещине бесконечно малы. В зависимости от безразмерной проводимости трещины на кривых восстановления давления (КВД) будут появляться разные фильтрационные потоки.

В данной работе рассматриваются горизонтальные скважины с трещинами с бесконечной проводимостью. В этом случае наблюдаются следующие режимы течения, сменяющиеся друг друга: линейный, ранний радиальный, бирадиальный и поздний радиальный (рисунок 1.2) [2]. В зависимости от фильтрационных свойств пласта и скважины некоторые режимы течения могут отсутствовать.

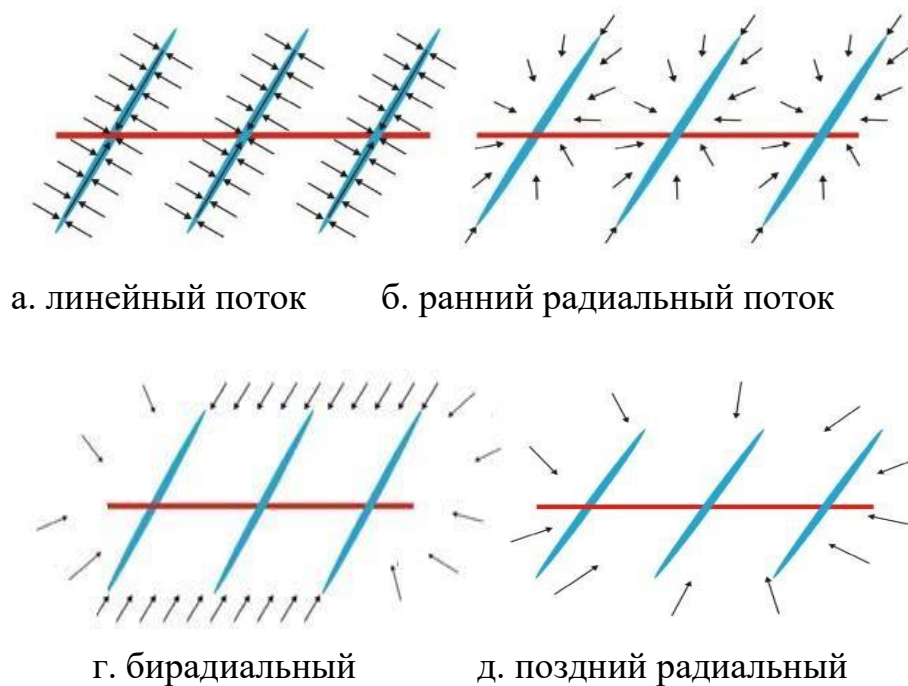


Рисунок 1.2 – Фильтрационные режимы течения горизонтальных скважин с трещинами гидравлического разрыва пласта [25]

При интерпретации результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин с трещинами гидравлического разрыва пласта актуальной задачей является диагностика фильтрационных потоков, т.е. определять время начала и завершения потоков. Традиционные графоаналитические методы, реализованные в ряде программ (Saphir, PanSystem,...), основаны на визуальном анализе производной забойного давления $\frac{dP}{d \ln t}$ в двойных логарифмических координатах. (рисунок 1.3)

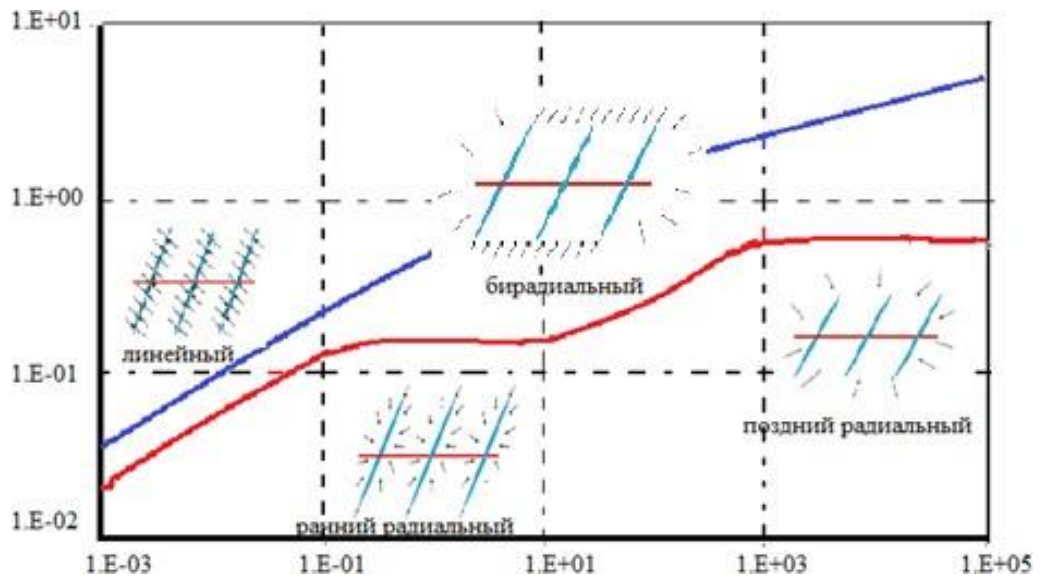


Рисунок 1.3 – Диагностический график потоков в билигарифмических координатах

Линейный поток: во время этого потока течение происходит линейно и непосредственно от пласта до отдельного разрыва, каждый разрыв ведет себя независимо от других разрывов (рисунок 1.2-а) [3]. Линейный поток описывается следующим математическим выражением:

$$\Delta P_3 = 0,6098 \frac{qB}{h} \left(\frac{\mu}{\phi c_t k_{zy} x_f^2} \right)^{0.5} * \sqrt{t} \quad (1.2)$$

Где $\Delta P_3 = P_3(t_0) - P_3(t)$; $P_3(t)$, $P_3(t_0)$ – забойное давление в моменты времени t и t_0 [атм]; t – время [час]; q – дебит [м³ / сут]; B – объемный коэффициент; μ – вязкость нефти [сП]; k_{zy} – горизонтальная проницаемость пласта [мД]; c_t – общая сжимаемость [атм⁻¹]; x_f^2 – полудлина трещин, h – толщина пласта [м]; ϕ – пористость.

$$\frac{dP}{d \ln t} = 0,3049 \frac{qB}{h} \left(\frac{\mu}{\phi c_t k_{zy} x_f^2} \right)^{0.5} * \sqrt{t} \quad (1.3)$$

В периоде линейного потока графики забойного давления и его производной имеют вид прямой с наклоном 0,5. Однако, в промысловых условиях он часто скрыт влиянием ствола скважин.

Ранний радиальный поток: Поток является радиальным и эквивалентно притоку к совершенной по степени вскрытия вертикальной скважине в бесконечном пласте. В начальный момент времени приток происходит только в вертикальной (y-z) плоскости перпендикулярно горизонтальному стволу, из-за этого течение притока можно представить в виде эллипсы (рисунок 1.2- б) [4]. Аналитическое выражение раннего радиального потока имеет следующий вид:

$$\Delta P_3 = 9,215 \frac{q\mu B}{N_f L k_{zy}} \ln \left(\frac{k_{zy} t}{\phi c_t \mu r_{пр}^2} \right) \quad (1.4)$$

Где N_f – количество трещин, L – эффективная длина горизонтального ствола скважины [м]; $r_{пр} = r_c * e^{-S_1}$, r_c – радиус скважины [м], S_1 – скин- фактор механический.

В периоде раннего радиального потока производная забойного давления стабилизируется и равна:

$$\frac{dP_3}{d \ln t} = 9,215 \frac{q\mu B}{N_f L k_{zy}} \quad (1.5)$$

Бирадиальный поток: В периоде данного потока трещины взаимодействуют и импульс давления движется по направлению, перпендикулярному вертикальной плоскости, и имеет эллиптический вид (рисунок 1.3-в) [2]. Зависимость давления от времени при бирадиальном режиме течения имеет вид:

$$\frac{dP_3}{d \ln t} = 9,215 \frac{q\mu B}{N_f L k_{zy}} \quad (1.6)$$

Логарифмическая производная забойного давления равна:

$$\frac{dP_3}{d \ln t} = 0,3776 \frac{q\mu B}{h k_y} \left(\frac{4}{L^2 c_t \mu} \right)^{0.36} * t^{0.36} \quad (1.7)$$

Поэтому бирадиальный поток характеризуется прямой линией с наклоном 0,36 на диагностическом графике.

Поздний радиальный поток: При длительном испытании скважины появился другой режим радиального течения, но в горизонтальной плоскости, и иногда это называют поздним радиальным потоком (рисунок 1.3-г). При стабилизации второй производной, представляющей обычный kh , если коллектор считается изотропным.

В этом потоке скважина действует как точечный источник, то есть эффективная длина скважины значительно меньше радиуса зоны сжимаемости. Поздний радиальный поток может не наблюдаться, если вертикальная граница пласта расположена вблизи скважины и начинает влиять на поведение при раннем давлении. Кроме того, поток недоступен, если верхняя или нижняя граница пласта является границей постоянного давления, то есть если давление в пласте поддерживается активной законтурной областью пласта и большой газовой шапкой [5].

Зависимость забойного давления от времени в периоде позднего радиального потока имеет следующий вид [8]:

$$\Delta P_3 = 9,215 \frac{q\mu B}{hk_y} \ln \left(\frac{k_{xy} t}{\phi c_t \mu r_{пр}^2} \right) \quad (1.8)$$

Где k_{xy} - радиальная проницаемость пласта [мД]; $r_{пр} = r_c * \exp(-s_2)$ – приведенный радиус, r_c – радиус скважины [м]; s_2 – полный скин-фактор.

Критерием выделения участка позднего радиального потока является постоянство логарифмической производной забойного давления, которое равно:

$$\Delta P_3 = 9,215 \frac{q\mu B}{hk_y} \ln \left(\frac{k_{xy}}{\phi c_t \mu r_{пр}^2} \right) \quad (1.9)$$

Практика показывает, что невозможно увидеть все четыре режима течения на диагностическом графике.

- Если параметры пласта удовлетворяют вышеуказанным условиям, то влияние ствола скважины должно быть малым, что достигается в случае закрытия скважины на забое. Однако, с большим эффективным диапазоном, эффект ВСС все еще значительный, потому что значительное количество жидкости, содержащейся в скважине, блокируется. Кроме того, частота измерения давления датчика должна быть в порядке измерения каждые 2-4 секунды в начале исследования [6].

- Для того, чтобы увидеть поздний радиальный поток исследование должно длиться более 200 часов. В низкопроницаемых коллекторах время остановки скважин составляет порядка 500 часов и более.

В случае горизонтальных скважин с конечной проводимостью трещин кроме линейного, раннего радиального, бирадиального и позднего радиального потоков появляется еще один поток в начальной стадии исследований: билинейный (рисунок 1.5).

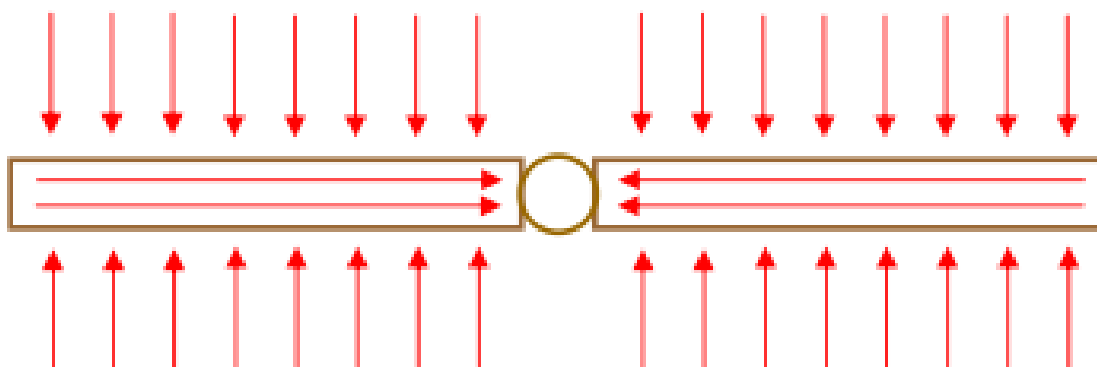


Рисунок 1.4 – Билинейный режим течения

Название «билинейный режим течения» происходит от комбинации двух линейных режимов притока: линейного течения в трещине и линейного течения в пласте к трещине. Этот режим течения длится до тех пор, пока «волна давления» не достигает «кончиков» трещины. В периоде билинейного течения давление зависит линейно от корня четвертой степени из времени. Зависимость принимает вид:

$$\Delta P_3 = \frac{11.85}{(\phi \mu c_t k_y)^{0.25}} * \frac{q \mu B}{nh \sqrt{k_f w_f}} * t^{0.25} \quad (1.10)$$

Где w_f - ширина трещин, k_f – проницаемость трещин, n – число активных трещин.

Логарифмическая производная забойного давления равна:

$$\Delta P_3 = \frac{2.96}{(\phi \mu c_t k_y)^{0.25}} * \frac{q \mu B}{nh \sqrt{k_f w_f}} * t^{0.25} \quad (1.11)$$

Следовательно, характеристическим признаком билинейного режима течения является то, что производная забойного давления принимает формулу прямой линии наклона 0,25 на билогарифмическом графике (рисунок 1.5). По модели билинейного режима течения можно получить оценку проводимости трещины wk_f . Однако он часто скрыт эффектом влияния ствола скважин. Поэтому трудно определять величину провиодимости трещины по результатам ГДИ горизонтальных скважин по КВД.

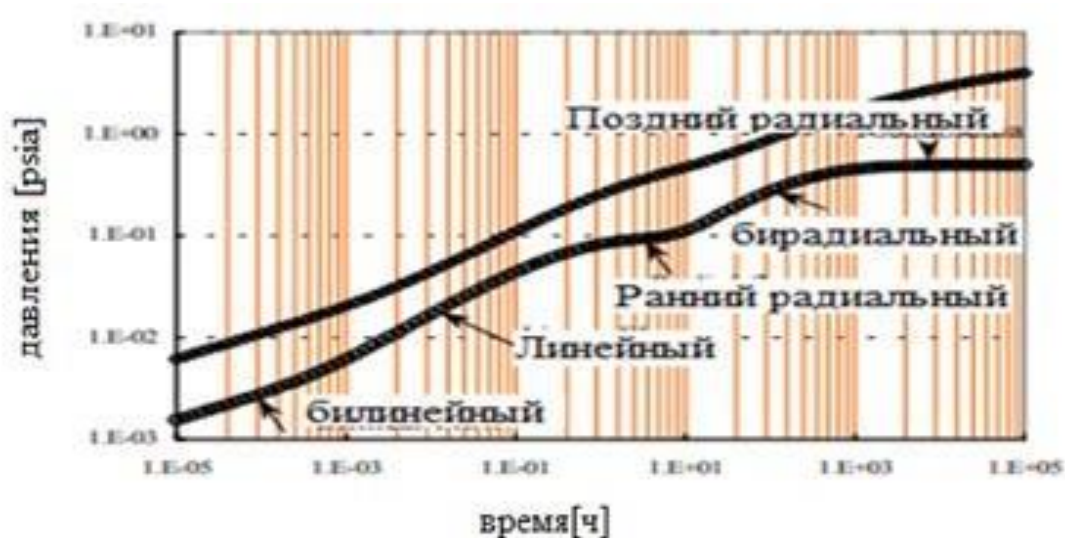


Рисунок 1.5 – Диагностический график потоков горизонтальных скважин с конечной проводимостью трещин в билогарифмических координатах

1.2 Методы идентификации КВД горизонтальных скважин с трещинами гидравлического разрыва пласта

Задача определения фильтрационных параметров пластов, трещин и скважин решается с использованием аналитических моделей (1.2), (1.4), (1.6) и (1.8) для выделенных фильтрационных потоков. В данной работе рассматриваются два метода идентификации КВД горизонтальных скважин с трещинами ГРП, которые широко используются в нефтегазовых компаниях и программных комплексах: метод касательных и метод наилучшего совмещения.

Метод касательных

Процесс восстановления забойного давления в горизонтальной скважине с ГРП в периоде позднего радиального потока можно описываться следующим аналитическим выражением:

$$\Delta P_3 = 9,215 \frac{q\mu B}{hk_{xy}} \ln \left(\frac{k_{xy}t}{\phi c_t \mu r_{\text{пр}}^2} \right) \quad (1.12)$$

где k_{xy} - радиальная (латеральная) проницаемость пласта [мД]; $r_{\text{пр}} = r_c * \exp(-s_2)$ - приведенный радиус, r_c – радиус скважины [м], S_2 – полный скин-фактор.

Уравнение (1.12) можно переписать в виде:

$$\Delta P_3 = 9,215 \frac{q\mu B}{hk_{xy}} \ln \left(\frac{k_{xy}t}{\phi c_t \mu r_{\text{пр}}^2} \right) = 9,215 \frac{q\mu B}{hk_{xy}} \ln \left(\frac{k_{xy}}{\phi c_t \mu r_{\text{пр}}^2} \right) + 9,215 \frac{q\mu B}{hk_{xy}} \ln t \quad (1.13)$$

$$\text{или} \quad \Delta P_3 = A + X \ln t \quad (1.14)$$

$$\text{где } A = 9,215 \frac{q\mu B}{hk_{xy}} \ln \left(\frac{k_{xy}}{\phi c_t \mu r_{\text{пр}}^2} \right); X = 9,215 \frac{q\mu B}{hk_{xy}}$$

Таким образом зависимость забойного давления от времени в координатах $\Delta P - \ln t$ имеет вид прямой (рисунок 1.6) [7]. Для обработки участка позднего радиального потока продолжаем выделенный прямолинейный участок до оси ординат и определяем значение параметра А. Значение параметр Х определяется по уклону этого участка - $X = \tan \alpha$. Полученные значения коэффициентов А и Х позволяют определять радиальную проницаемость и полный скин-фактор.

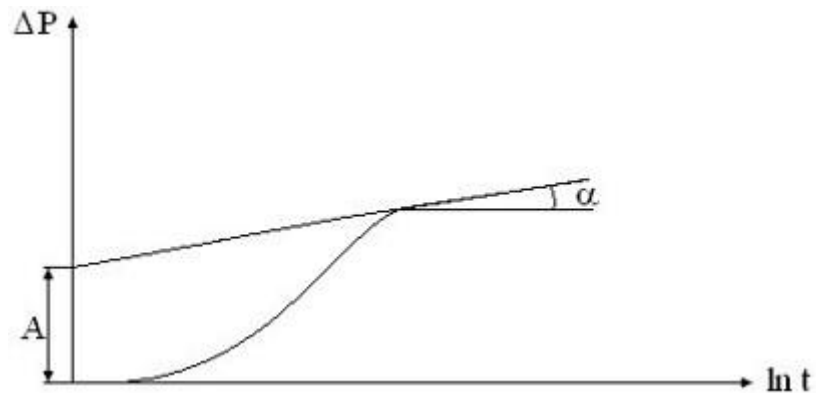


Рисунок 1.6 – Схема обработки участок позднего радиального потока ГС

Модель бирадиального потока можно переписать в виде:

$$\Delta P_3 = X_{\text{op}} t^{0.36} \quad (1.15)$$

Аналогично для модели раннего радиального потока:

$$\Delta P_3 = A_{\text{pp}} + X_{\text{pp}} \ln t \quad (1.16)$$

и модели линейного потока:

$$\Delta P_3 = X_{\text{л}} \sqrt{t} \quad (1.17)$$

Обработка участков бирадиального, раннего радиального и линейного потоков с использованием моделей (1.15) - (1.17) позволяет определять такие параметры, как работающая длина горизонтального ствола, полудлины трещин, механический скин-фактор.

Таким образом, обработка кривой восстановления давления горизонтальных скважин с трещинами ГРП в соответствии с методом касательной проводится по следующей схеме:

Обработка участка позднего радиального потока с использованием модели (1.4) в координатах $\Delta P - \ln t$. Полученные значения коэффициентов А и Х позволяют определять:

- радиальную проницаемость: $k_{xy} = 9,215 \frac{q\mu B}{hX}$

- полный скин-фактор: $S_1 = -\ln \sqrt{\frac{\frac{k_{xy}}{Ahk_{xy}}}{\phi_{ct}\mu e^{9.215q\mu B}}}{r_c}$

Обработка участка бирадиального потока с использованием модели (1.15) в координатах « $\Delta P - t^{0.36}$ ». По полученной оценке коэффициента $X_{бр}$ определяют эффективную длину горизонтального ствола скважины:

$$L = \sqrt{\frac{4}{\Phi \mu c_t \left(\frac{X_{бр} h k_y}{1.0488 q \mu B} \right)^{\frac{1}{0.36}}}}$$

Обработка участка раннего радиального потока с использованием модели (1.16) в координатах $\Delta P - \ln t$. По полученным значениям коэффициентов A_{pp} и X_{pp} определяется вертикальная проницаемость и механический фактор [8]:

-вертикальная проницаемость: $k_{zy} = 9,215 \frac{q \mu B}{L X_{pp} N_f}$

-механический скин-фактор: $S_2 = -\ln \sqrt{\frac{\frac{k_{zy}}{A_{pp} N_f L k_{zy}}}{\Phi c_t \mu e \frac{9.215 q \mu B}{r_c}}}$

Обработка участка линейного потока с использованием модели (1.17) в координатах $\Delta P - \sqrt{t}$. Полученное значение коэффициента $X_{л}$ позволяет получить оценку полудлины трещины:

$$x_f = \sqrt{\frac{\mu}{\Phi c_t k_{zy} \left(\frac{X_{л} h}{0.6098 q B} \right)^2}}$$

Метод наилучшего совмещения

Для более точного определения параметров линейной модели 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 [9].

$$J(\alpha) = (y^* - y(\alpha))^T (y^* - y(\alpha)) \quad (1.18)$$

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

При использовании линейной модели КВД либо преобразованной к линейной удобно представляются в матричном виде:

$$y^* = F\alpha + \varepsilon \quad (1.19)$$

где $F = \begin{pmatrix} 1 & 1 & \dots & 1 \\ t_1 & t_2 & \dots & t_n \end{pmatrix}^T$ – матрица; $\varepsilon = \varepsilon_i, i = \overline{1, n}$ – вектор случайных величин; α – неизвестный вектор.

Определение параметра модели α , в данном случае сводится к задаче оптимизации:

$$\alpha^* \operatorname{argmin} J(\alpha) \quad (1.20)$$

где $J(\alpha) = \|y^* - F\alpha\|^2$ – квадратичный критерий качества.

Для определения параметров α^* , используемых систем нелинейных уравнений:

$$\frac{\partial J(\alpha)}{\partial \alpha} = \frac{\partial J(\alpha_j)}{\partial (\alpha_j)} = 0, j = \overline{1, m}, \quad (1.21)$$

Метод МНК сводится к решению системы линейных уравнений (СЛАУ):

$$(F^T F)\alpha = F^T y^*, \quad (1.22)$$

Для преобразованной к линейной ортогональной модели КВД пористого однородного, неограниченного пласта в режиме постоянного дебита скважины оценки параметров α_1 и α_2 :

$$\alpha^* = \frac{1}{n_1} \sum_{i=1}^{n_1} y^*_i + \alpha^*_2 \bar{x}, \quad (1.23)$$

$$\alpha^*_2 = \frac{\frac{1}{n_1} \sum_{i=1}^{n_1} y^*_i + \alpha^*_2 \bar{x}}{\sum_{i=1}^{n_1} (x_i - \bar{x})^2}, \quad (1.24)$$

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

Применение метода наилучшего совмещения для обработки участков фильтрационных потоков позволяет определять фильтрационные параметры пластов (радиальная, вертикальная проницаемость, скин-фактор...), скважин (эффективная длина горизонтального ствола) и трещин (полудлина трещин) [9].

1.3 Пример интерпретации синтетической КВД горизонтальной скважины с трещинами гидравлического разрыва пласта

Для апробации приведенных моделей фильтрационных потоков проводится интерпретация синтетической КВД горизонтальной скважин с трещинами ГРП. Модельная КВД получается с использованием программного комплекса Saphir и с использованием исходных данных, приведенных в таблице 1.1.

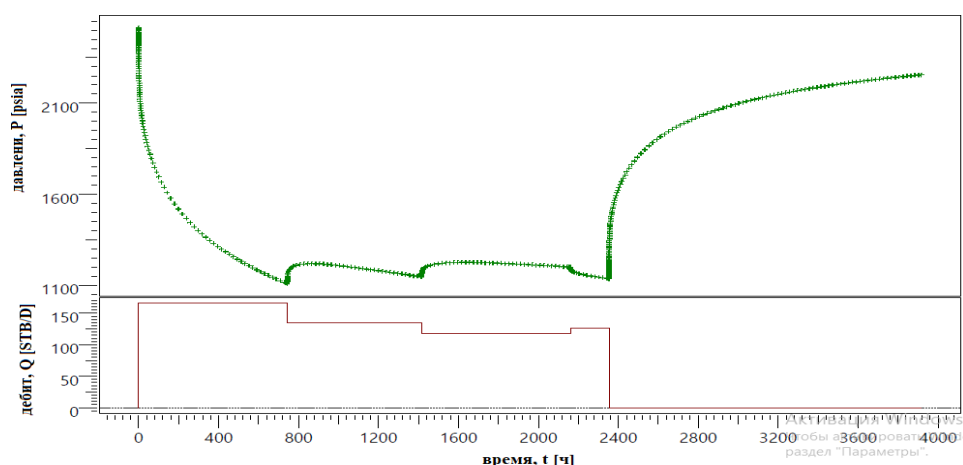


Рисунок 1.7 – Синтетическая кривая восстановления давления

Таблица 1.1 – Исходные данные для синтетической КВД

Параметры	Значение
Радиус скважины, м	0,108
Пористость	0,135
Толщина пласта, м	12
Коэффициент сжимаемости, см ² /кгс	0,00018 9
Объемный коэффициент	1,35

Динамическая вязкость, сП	0,54
Дебит до остановки, м3/д	20
Число трещин	4
тр, время работы до остановки, час	2353,75 9
Радиальная проницаемость	0,6
Полный скин-фактор	-4,6
Длина горизонтального ствола скважины, м	100

Для выделения фильтрационных потоков используется диагностический график в двойных логарифмических координатах (рисунок 1.8). На графике по стабилизации производной забойного давления четко выделен поздний радиальный поток, по которому определяется радиальная проницаемость и полный скин-фактор. Также выделены линейный поток на ранней стадии исследования по прямой с наклоном 0,5, ранний радиальный поток с

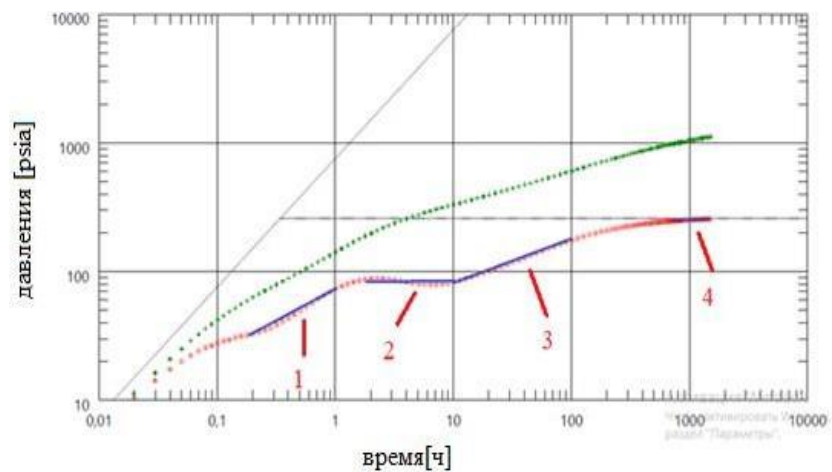


Рисунок 1.8 – Диагностический график по синтетической КВД
1 – линейный; 2 – ранний радиальный; 3 – бирадиальный; 4 – поздний радиальный.

Обработка КВД осуществляется методом касательных и наилучшего совмещения. Результаты обработки фильтрационных потоков приведены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 –Результаты интерпретации КВД горизонтальной скважин с ГРП

Параметр	Значение	
	КС	НЛС
Горизонтальная проницаемость, мД	0,64	0,64
Полный скин-фактор	-4,53	-4,53
Эффективная длина скважины, м	74,13	106,78
Вертикальная проницаемость, мД	0,084	0,059
Скин-фактор механический	-1,57	-1,38
Полудлина трещин, м	239,05	98,77
Отношение вертикальной проницаемости к горизонтальной	0,131	0,092
Экстраполированное пластовое давление на ВДП, атм	60,23	71,96

Из таблицы 1.2 видно, что использование приведенных моделей потоков и методов интерпретации КВД позволяет достаточно точно определять фильтрационные параметры пластов, скважин и трещин по результатам гидродинамических исследований горизонтальных скважин с трещинами ГРП. Метод наилучшего совмещения дает лучшие результаты.

2. ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

2.1 Общие сведения о месторождении

В административном отношении нефтегазоконденсатное месторождение, являющееся частью нефтегазоконденсатного месторождения «Х», расположено в Октябрьском районе Ханты-Мансийского АО Тюменской области на лицензионной территории. Основными транспортными маршрутами на месте происшествия являются зимняя дорога и зимняя дорога лесоруба, начало работы с января по февраль. Летом часть груза доставляется самолетом.

Месторождения нефти были открыты в 1962 году, в 1977 году - месторождения газа. С 1981 года ведется промышленная разработка месторождений Шеркали на Талинской площади. Месторождение Х по количеству запасы нефти классифицируются как самые большие. Он расположен в одноименной арке, осложненной большим количеством населенных пунктов - Емеговский, Паляновский, Каменный и др. Это месторождение имеет сложную и неоднородную структуру в различных нефтегазовых комплексах. Большинство местных структур имеют независимый нефтяной потенциал и фактически являются отдельными месторождениями. Они объединены в одно месторождение Х большим этажом средней юры Ю2-9.

В эту область входят 21 площадь: Талинская, Эм-Еговская, Паляновская, Ингинская, Восточно-Ингинская, Сосново-Мыская, Постнокортская и др. (рисунок 2.1).

В настоящее время в разработке находятся 3 участка: Талинская, ЭмЕговская и Каменная, на которые приходится 93% запасов нефти. Первоначальный запас для пластов средней юры Ю2-9 оценивается в 1,2 млрд. тонн нефти [10].



Рисунок 2.1– Схема размещения месторождений X нефтегазоносной области (по А.К. Багаутдинову и др. под ред. В.М. Глазовой 1996г)

Месторождения X принадлежат к распределённому фонду недр. Лицензия выдается компанией “Т”. Основными производственными горизонтами являются тюмская и викуловская свиты. В “Т” было принято решение о слиянии Талинского, Ем- Еговского, Паляновского, Каменного, Ингинского, Лебяжского, Сосновского, Мисского, Восточно-Ингинского, Елизаровского и Лог-местного поднимает в одном месторождения. В настоящее время установлено, что в X куполе в разрезе Тюмской свиты имеется единое месторождение, состоящее из не связанных между собой отдельных линз нефтенасыщения между ними.

В данном районе континентальный климат, в котором долгая суровая зима и короткое прохладное лето. Средняя температура года здесь –1,8 градус, самого холодного месяца – января –25 градусов, а июля +15 градусов. Среднегодовое количество осадков составляет 450-500 мм, из которых 70% приходится на апрель-октябрь. Средняя толщина снежного покрова составляет 0,7 м, а в нижней части достигает 1,5 м. Абсолютные высоты варьируются в диапазоне 33-206 м, на большинстве областей 150-160 м. Склоны оврагов, холмов и хребтов летом

могут быть сильно разрушены дождевой водой. Площадь относится к лесу, растительность представление насосново-еловый лес. На болотах преобладают смешанные леса. Хвойные растут в болотах и затопленных районах Оби, в горных и холмистых районах [10].

Почвы в районе подзолисто-аллювиальные, в болотах развиты торфяные почвы. Многие виды аллювия и песка и гравия выращиваются в долинах рек и на террасах. Склоны оврагов, холмов и хребтов могут сильно размываться из-за таяния вода и вода атмосферных осадков летом.

2.2 Литолого-стратиграфическая характеристика

Различные горные комплексы от докембрия до современного связаны с геологическим строением X нефтяного региона. В Талинской области на глубину 3934м скважина №800 является максимальным участком. Породы триасового, докембрийского и палеозойского периодов работают в структуре фундамента, которые образуют формирующие комплексы. Они, в свою очередь, точно показывают свою технико-магматическую фазу.

Стратиграфический анализ разреза проводится по методу глубокого бурения на месторождении на основе диаграмм корреляции, утвержденных Межведомственным Стратиграфическим Комитетом (МСК), обновленных и дополненных в последующие годы.

Тюменская свита – располагается у основания мезо-кайнозойной платформы. Толщина этой свиты варьируется от 1 до 350 м. Она делится на среднюю, верхнюю и нижнюю подсвиты. Средняя представляет собой переслаивание мелкозернистых песчаников, которые моментами замещены прослоями алевролитов с аргиллитами, углей и почвой. Верхняя состоит из отложений алевролита и глины, сформированными в прибрежно-морской обстановке. ЮК2 и ЮК3 - пласты, которые подчинены верхней свите. Нижняя представляет собой песчаную гальку и валуны, от которой зависят такие классы как ЮК10 и ЮК11 [11].

Кузнецовская свита –она залегает поверхностно на отложениях уватской свиты, толщина свиты составляет 35-50м. Также представляет собой серо-синюю и тёмно-серую глину с аллювиальными слоями и низким глауконитом песчаника. Свита внутри себя сохранила в большом количестве остатки фауны, рыб, аммонитов, пелеципод, лингул и пиритизированный и обугленный растительный дендрит.

Ганькинская свита – в пределах исследуемой местности устроен повсеместно, толщина 40-60м, которая постепенно уменьшается на север. Данные свиты представляются сероватой глиной с зеленоватым оттенком, с чередующимися алевролитами и мергелями [11].

Талицкая свита –в исследуемом районе довольно широко распространён. Толщина свиты 115-150м. Делится на нижнюю и верхнюю подсвиты. Нижняя состоит из тёмно-серых, массивных глин, моментами глауконитовыми, с мелкими линзами сидеритов и алевролитов. Верхняя подсвита позже делится на нижнюю и верхнюю части. В нижней части находятся тёмно-серые и почти чёрные глины с включениями в виде многочисленных линз и гнёзд, которые состоят из алевролита-песчаного материала с крайними прослоями алевролита. Сами породы включают стяжение глауконита и пирита. А верхняя часть включает однородные, иногда опоковидные и тонкоотмученные глины.

Люлинворская свита – простирается в пределах нефтегазовой области X. Общая толщина составляет 200-225 м. Породы ордена соответственно лежат на скалах Талицкой и без следов видимого разрушения покрыты отложениями Тавдинского. Люлинворская свита разделена на три подсвиты.

Атлымская свита – располагается на выступах тавдинской свиты моментами с мелким перерывом. Мощность составляет 60-80м. Она сложена аллювием, аллювиально-озёрными, светло-серыми кварц полевошпатовыми, сахаровидными разномерными и мелкозернистыми песками с включениями зелёных и бурых глин [11].

Новомихайловская свита – её толщина 50-70 м. Она сложена из сменяющихся алевролитов, серых кварцевых и кварц-полевошпатовых песков, бурых и серых глин, так же встречаются пласты лингнитов и углей. Породы очень обогащены растительными остатками, в следствии чего содержат ярозит и пирит.

Журавлёвская свита –толщина 10-30м, состоит она из зеленовато-серых и серых глинистых алевролитов с прослоями алевролитов, и песков с моментами глауконита.

Хантыманская свита – толщина свиты 240-275м. Сложена осадочными слоями уватской свиты. Делится на нижнюю и верхнюю подсвиты. Нижняя часть состоит из тёмной морской грязи, известняка и сидерита. В нижнем сложном субэlementе найдены комплексы фораминифер и радиолярий. При исследовании изучаемых условий определён возраст данной подсвиты, он взят по весу среднего Альба. Возраст верхней части в форме верхнего Альба. Она уложена серым илом и глиной с меняющимися слоями песка.

2.3 Тектоника

Согласно тектонической карте плиты (под редакцией В.И. Шпильмана, 1998) в структуре фундамента выделяются два тектонических этажа. Нижний представляет собой складчато-блоковый, который обозначается геотехническими, глубоко метаморфическими, сильнодеформированными породами докембрия и палеозоя, разбитыми в результате образования различных компонентов и возрастов. Верхний этаж является посредником между геотехническими образованиями, которые составляют складчатое основание и образуют типичный фундамент. Отложения промежуточного комплекс характеризуются небольшим вывихом, слабой метаморфозой и проявлением перетекания магнии. Складная конструкция фундамента образуя 34 линейные полосы поднятий и впадин северо-западных атак, разделенных крупными винтовками северо–востока [12].

Западно-Сибирская плита, сформировавшаяся в послепротерозойское время, относится к молодым образованиям и характеризуется третьим этажом структура. Отложения трех структурных этажей участвуют в тектонической структуре Западной Сибири: нижнего – палеозойский фундамент, среднего – промежуточный чехол пермо-триасового возраста и верхнего – отложения осадочного чехла мезозойско-кайнозойского возраста.

Арки Х являются морфологически слабо вытянутой структурой северо-западного простирания с размерами длины и короткой оси соответственно 165-117 км. Это показано на рисунке 2.2. На севере свод отделена от соседних активных структур того же ранга Елизаровским мегапрогибом, а на западе и северо-западе она граничит с единственной линией Шеркалинского. Мутомский бассейн граничит с Х сводом с запада. С юга, через седло Потима, произошло его соединение с мегавалом Шайм. Свод в современном структурном планировании является тектоническим элементом с обвалом слоев на восток в сторону Ханты – Мансийской деградации.

Дизъюнктивная тектоника.

Элементы дизъюнктивной тектоники наблюдаются в доюрских, юрских и нижнемеловых отложениях. Разрывные нарушения, закартированные в подошве осадочного чехла, проникают в осадочную толщу, что говорит о продолжительности и неоднократном возобновлении тектонической активности. В большинстве случаев наблюдается «залечивание» глубинных разломов и преобразование их во флексурные перегибы в верхних структурных этажах. Однако, сводовые части локальных поднятий характеризуются блоковой раздробленностью; разрывные нарушения, зафиксированные в доюрском фундаменте, проникают в осадочную толщу вплоть до отложений викуловской свиты и носят в основном всбросово-надвиговый, реже раздвиговый характер [5].

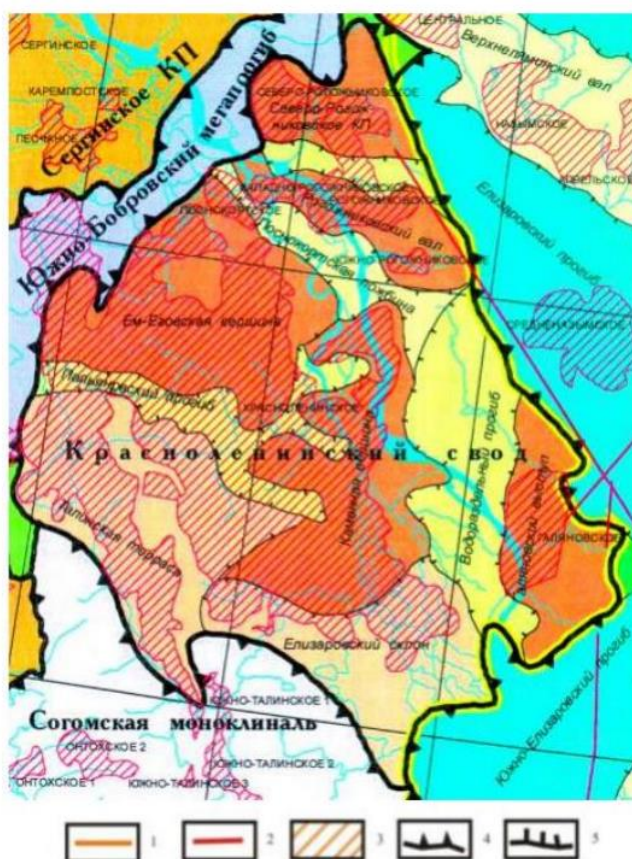


Рисунок 2.2 – Фрагмент тектонической карты центральной части Западно – Сибирской плиты масштаб 1:2000000

Условные обозначения: 1 – граница синеклизы, 2– границы участка проектных работ, 3 – открытые месторождения нефти, газа и газоконденсата, 4 – границы тектонических элементов I порядка, 5 – границы внутреннего районирования тектонических элементов I порядка.

2.4 Нефтегазоносность

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

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

Толщина пласта ВК1 колеблется в пределах 12-19 м. Залежь нефти пласта ВК1 объединяет в едином контуре Ем-Ёговское, Пальяновское и Сиговское поднятия. Размеры залежи пласта ВК1 по внешнему контуру составляют 20*46 км, высота 60 м, нефтенасыщенные толщины изменяются от 3.6 до 22 м. Залежь пластовая сводовая. ВНК для пласта ВК1 изменяется от -1335 до -1420 м с выраженным наклоном в восточном направлении [1].

Пласт ВК2-3 отделяется от ВК1 2-10 глинистой метровой перемычкой. Толщина пласта ВК2-3 изменяется от 11 до 31 м. Пласт ВК2-3 по внешнему контуру нефтеносности составляет 10*25 км, высота 2.5 м. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 1.6 до 27.6 м. Залежь нефти по всей площади водоплавающая. ВНК наклонный, с изменением абсолютных отметок от -1349 до -1366 м.

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

В керне нефтенасыщенность коллекторов по разрезу характеризуется значительной неоднородностью. Слабо глинистые песчаники и алевролиты окрашены в темно-коричневый цвет, имеют резкий запах нефти, на образцах 37 наблюдается выпот нефти. Толщина таких прослоев колеблется от 5-30 см, редко достигает 2-5 м и более, чаще толщина этих прослоев составляет 5-10 см. Более глинистые алевролиты и алевриты, а также участки разреза с тонким (1-5 мм) чередованием алевролитов и алевритов имеют относительно слабое насыщение нефтью.

3. ИНТЕРПРЕТАЦИЯ КВД ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ X

На горизонтальной скважине №1 нефтяного месторождения «X» было проведение гидродинамическое исследование с регистрацией КВД. Время исследования составило 456 часов. Замер давления производился глубинным прибором, глубина спуска которого составила 2456м. Скважина эксплуатируется механическим способом с использованием насосом типа ЭЦН-80-2350. Дебит скважины до остановки составил 56 м³/сут. Для интенсификации притока в скважине был проведен гидравлический разрыв пласта. В таблице 3.1 приведены используемые свойства жидкости, пласта и скважин для интерпретации КВД в программном комплексе Saphir.

Таблица 3.1 – Используемые для интерпретации параметры пласта, трещин и флюида

Параметры	Значение
Дебит скважины до остановки, м ³ /сут	56
Радиус скважины, м	0,108
Вязкость, сП	0,540001
Толщина пласта, м	20
Число трещин	4
Объемный коэффициент нефти	1,004
Пористость	0,24
Общая сжимаемость, см ² /кг	1,4147*10 ⁻⁴

Обработка исследования КВД осуществлялась графоаналитическом способом. Основным графиком для анализа является диагностический график в двойных логарифмических координатах. Интерпретация результатов исследования начиналась с выбора модели течения в пласте, которая определяется по виду производной забойного давления на билигарифмическом

графике (рисунок 3.1). На протяжении всего исследования наблюдается небольшая зашумленность замера в связи низкой дискретности датчика ТМС.

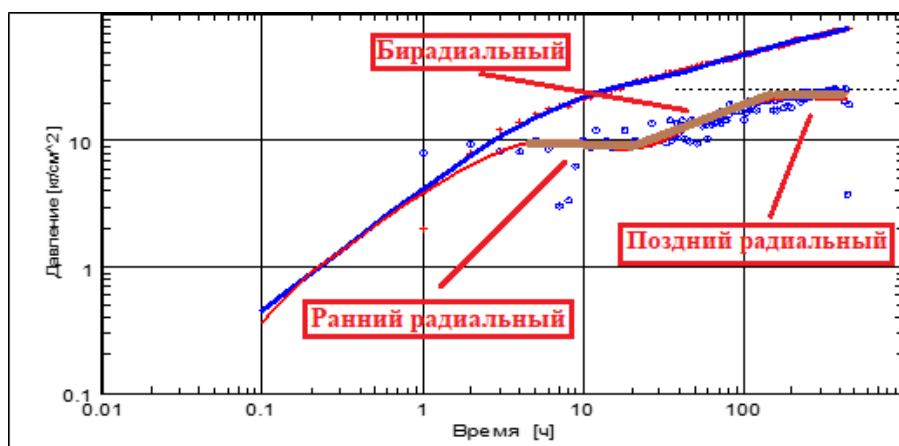


Рисунок 3.1 – Диагностический график в двойных логарифмических координатах

На графике достаточно четко диагностируется ранний радиальный режим течения после 10 часов остановки скважины, далее наблюдается рост производной с наклоном 0,36, что соответствует бирадиальному режиму течения, после чего на графике был выделен горизонтальный участок, соответствующий выходу скважины на поздний радиальный режим, по которому определяется радиальная проницаемость пласта k_{xy} . На графике не наблюдается участок линейного режима течения, который скрыт влиянием ствола скважины. В данном случае для интерпретации использована модель притока к горизонтальным скважинам с гидравлическим разрывом пласта в однородном бесконечном пласте.

На рисунке 3.2 представлен диагностический график математического моделирования КВД в двойных логарифмических координатах. Математическое моделирование осуществлялось до наилучшего совпадения теоретических кривых изменения давления (синяя линия) и производной давления (красная линия) с данными фактического замера давления, что позволяет получить набор параметров, наилучшим образом описывающих данные реального замера.

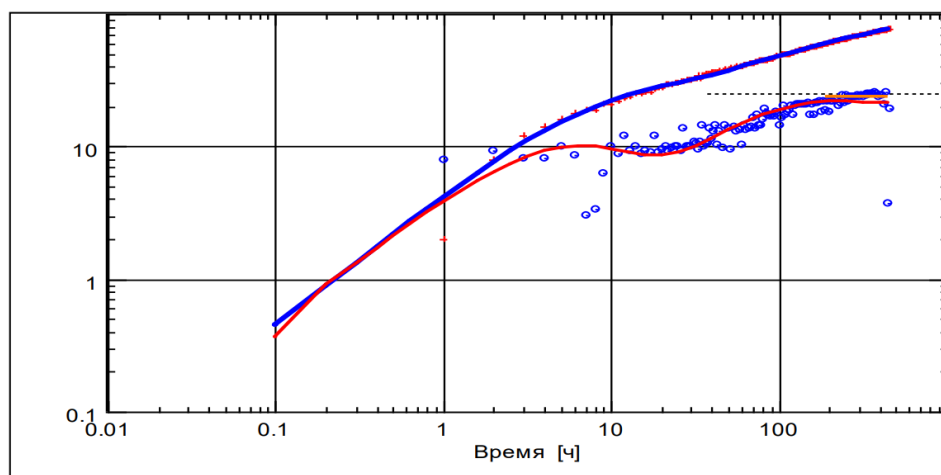


Рисунок 3.2 – Диагностический график математического моделирования КВД в двойных логарифмических координатах

На рисунке 3.3 представлен график восстановления МДН для скважины №1, который используется для определения экстраполированное пластовое давление на ВДП.

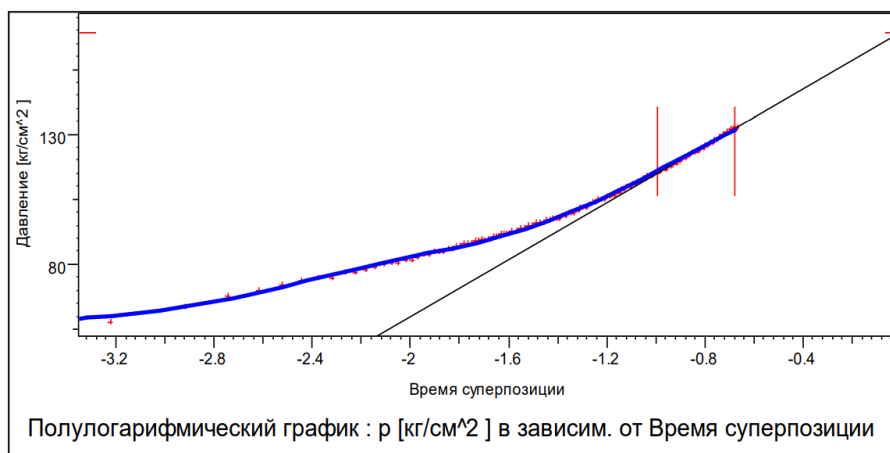


Рисунок 3.3 – График восстановления МДН для скважины №1

Для проверки параметров, полученных при интерпретации, выполнено математическое моделирование всего исследования. В результате мы получаем кривые смоделированного давления и дебита (рисунок 3.4). По результатам сравнения фактической замеренной кривой измерения давления с кривой, полученной в ходе моделирования, в целом можно отметить сходимость.

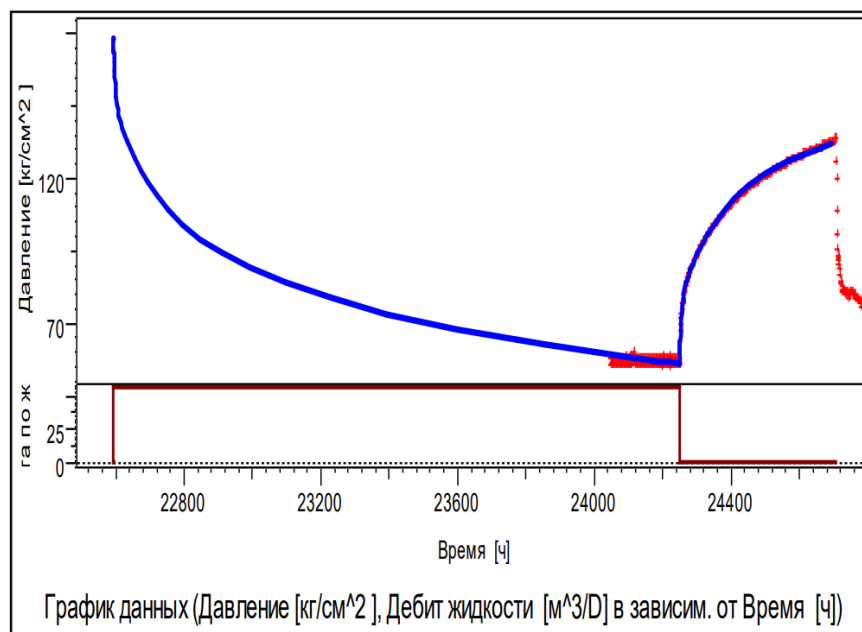


Рисунок 3.4 – График моделирования всего исследования

В таблице 3.2 приведены полученные в ходе моделирования фильтрационные параметры пласта, скважины и трещин.

Таблица 3.2 – Результаты интерпретации КВД горизонтальных скважин №1

Параметр	Значение
Коэффициент влияния ствола скважины	3,74
Эффективная длина горизонтального ствола скважины, м	259,257
Радиальная проницаемость, мД	5,4
Коэффициент гидропроводность, мДм/сП	145,5
Отношение вертикальной проницаемости к горизонтальной	0,1
Механический скин-фактор	0,55
Полный скин-фактор	-5,49
Геометрический скин-фактор	-6,04
Экстраполированное пластовое давление на ВДП, атм	167,87
Пластовое давление на последнюю точку на ВДП, атм	138,13
Полудлина трещин	16,6

Таким образом, по результатам интерпретации исследования КВД горизонтальной скважины №1 были полученные данные о пластовом давлении, оценены фильтрационные параметры пласта. В связи с отсутствием линейного режима фильтрации на КВД определяемая полудлина трещин имеет оценочный характер и составляет 16,6м.

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

Студенту:

Группа	ФИО		
2Б8Д	Нургалиеву Артуру Ильдаровичу		
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение Школа	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

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

1.Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материальных ресурсов и специального оборудования определены в соответствии с рыночными ценами г. Томска Тарифные ставки исполнителей определены штатным расписанием НИ ТПУ
2.Нормы и нормативы расходования ресурсов	Норма амортизационных отчислений на специальное оборудование
3.Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления во внебюджетные фонды 30 %

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1.Анализ конкурентных технических решений (НИ)	Расчет конкурентоспособности SWOT-анализ
2.Формирование плана и графика разработки и внедрения (НИ)	Структура работ. Определение трудоемкости. Разработка графика проведения исследования
3.Составление бюджета инженерного проекта (НИ)	Расчет бюджетной стоимости НИ
4.Оценка ресурсной, финансовой, бюджетной эффективности (НИ)	Интегральный финансовый показатель. Интегральный показатель ресурсоэффективности. Интегральный показатель эффективности.

Перечень графического материала

Оценка конкурентоспособности ИП, матрица SWOT, диаграмма Ганта, бюджет НИ, основные показатели эффективности НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Кашук Ирина Вадимовна	к.т.н доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Д	Нургалиев Артур Ильдарович		

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Введение

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 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

4.1.1 Анализ конкурентных технических решений

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 45 предприятий–конкурентов в области подготовки нефти: СП «Вьетсовпетро» и ПВН «Петровьетнам».

В таблице 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							
1. Цена сырья	0,07	5	4	4	0,35	0,28	0,28
2. Конкурентоспособность продукта	0,04	5	4	4	0,2	0,16	0,16
3. Уровень проникновения на рынок	0,04	4	5	5	0,16	0,2	0,2
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,06	5	4	3	0,3	0,24	0,18
5. Срок выхода на рынок	0,05	5	5	4	0,25	0,25	0,2

б. Финансирование научной разработки	0,05	4	3	5	0,2	0,15	0,25
Итого	1				4,52	4,26	3,72

Позиция разработки и конкурентов оценивается по каждому показателю экспертным путем по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Веса показателей, определяемые экспертным путем, в сумме должны составлять 1.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i ; \quad (4.1)$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурентов; B_i – вес показателя (в долях единицы); B_i – балл i -го показателя.

Из таблицы 4.1- видно, что конкурентоспособность разработки составила 4,52, в то время как двух других аналогов 4,26 и 3,72 соответственно. Результаты показывают, что данная научно-исследовательская разработка является конкурентоспособной и имеет преимущества по таким показателям, как количество выхода продукта, качество продуктам, предполагаемая эксплуатация, финансирование.

4.1.2 SWOT – анализ

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

Он проводится в несколько этапов.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, который проявились или могут проявиться в его внешней среде. Дадим трактовку каждому из этих понятий. Матрица SWOT – анализа представлена в таблице 4.2.

Сильные стороны. Сильные стороны – это факторы, характеризующие конкурентоспособную сторону научно-исследовательского проекта.

Слабые стороны. Слабость – это недостаток, упущение или ограниченность научно-исследовательского проекта, который препятствуют достижению целей.

Таблица 4.2 – Матрица SWOT

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</p> <ol style="list-style-type: none"> 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. 	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</p> <ol style="list-style-type: none"> 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.
<p>Возможности:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Малое количество посредников на территории ЮжноВосточной Азии. 2. Небольшое количество конкурентов на территории ЮжноВосточной Азии. 3. Высокое качество поставляемых ресурсов. 	<p>Сильные стороны и возможности:</p> <ol style="list-style-type: none"> 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. 	<p>Слабые стороны и возможности:</p> <ol style="list-style-type: none"> 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
<p>Угрозы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Увеличение уровня налогов. 2. Повышение требований к качеству продукции. 3. Несвоевременные поставки сырья и оборудования. 	<p>Сильные стороны и угрозы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Применение оптимальной налоговой политики. 2. Внедрение менеджмента качества. 3. Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношений. 	<p>Слабые стороны и угрозы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Повышение цен на выпускаемую продукцию. 2. Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношений.

4.2 Планирование научно-исследовательских работ

4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

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

Таблица 4.3 – Календарный план проекта

Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников
Составление ТЗ	3	03.01.22	05.01.22	Руководитель
Изучение литературы, составление литературного обзора	37	06.01.22	20.02.22	Исполнитель
Выбор напр. исслед.	4	24.02.22	27.02.22	Руководитель Исполнитель
Расчет математического модели	27	28.02.22	26.03.22	Исполнитель
Обсуждение полученных результатов	14	27.03.22	10.04.22	Исполнитель
Оформление выводов	18	17.04.22	29.04.22	Исполнитель
Оформление пояснительной записки	16	30.04.22	16.05.22	Руководитель Исполнитель
Итого:	119	03.01.22	16.05.22	

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой

$$T_{ki} = T_{pi} * k_{\text{кал}} \quad (4.2)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i – й работы в календарных днях;
 T_{pi} – продолжительность выполнения i – й работы в рабочих днях;
 $k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности находится по формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} \quad (4.3)$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году; ($T_{\text{кал}}=366$)

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году; ($T_{\text{вых}}=104$)

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году; ($T_{\text{пр}}=15$)

$$K_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{366}{366 - 104 - 15} = 1,48$$

Расчет рабочих дней:

Руководитель: $T_p = \frac{T_k}{k_{\text{кал}}} = \frac{3+4+16}{1,48} = 16$ раб. дн.

Исполнитель: $T_p = \frac{T_k}{k_{\text{кал}}} = \frac{116}{1,48} = 78$ раб. дн.

Таблица 4.4 – Календарный план-график проведения НИР по теме

Вид работ	Исполнители	Тк, кал,д н	Продолжительность выполнения работ															
			январ			февр			март			апрель			май			
			1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2		
Составление ТЗ	Руководитель	3	■															
Изучение литературы, составление литературного обзора	Исполнитель	37	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Выбор напр.исслед.	Руководитель Исполнитель	4								■	■							
Расчет математического модели	Исполнитель	27								■	■	■	■	■	■	■	■	■

Продолжение таблицы 4.4

Обсуждение полученных результатов	Исполнитель	14																			
Оформление выводов	Исполнитель	18																			
Оформление пояснительной записки	Руководитель Исполнитель	16																			

Примечание: Исполнитель - 

Руководитель - 

4.2.2 Бюджет научно – технического исследования (НТИ)

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 таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Материальные затраты

Наименование	Ед. изм.	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
Канцелярские товары (бумага)	шт	2	4	3	2	2	2	4	8	6
ИТОГО:								4	8	6

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 (таблица 4.6). Определение стоимости

спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене.

Таблица 4.6 – Расчет затрат по статье «Спецоборудование для научных работ»

Наименование	Ед. изм.	Количество			Цена за ед., т.руб			Затраты на оборудование, (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
Испытательный стенд	шт	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:								205	234	244

В смете затрат оборудование учитывается по амортизации. Сумма амортизационных отчислений техники и оборудования определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, и утвержденных в установленном порядке норм амортизации. Расчет амортизационных отчислений можно свести в таблицу 4.7.

Таблица 4.7 – Расчет амортизационных отчислений

Наименование	Норма амортизации, %	Стоимость, руб			Период использования дней			Сумма амортизации, руб.		
		Разработка	Аналог 1	Аналог 2	Разработка	Аналог 1	Аналог 2	Разработка	Аналог 1	Аналог 2
Программа Shaphir	30	90000	90000	90000	6	6	6	450,0	450,0	450,0
Испытательный стенд	15	50000	80000	100000	3	4	4	62,5	133,3	166,7
Компьютер	20	60000	50000	40000	100	95	97	3333,3	2638,9	2155,6
Монитор	20	5000	14000	14000	94	95	95	261,1	738,9	738,9
ИТОГО:								4106,9	3961,1	3511,1

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 таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	З _б , руб.	k_p	З _м , руб	З _{дн} , руб.	T _р , раб.дн.	З _{осн} , руб.
Руководитель	28944,94	1,3	37628,42	1889,86	16	30236,7
Исполнитель	11400		14820	744,3	78	58057,2

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

$$C_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (4.4)$$

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

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

$$Z_{осн} = Z_{дн} * T_{раб} \quad (4.5)$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата одного работника;

T_r – продолжительность работ, выполняемых научно–техническим работником, раб. дн.

$Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб. Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} * M}{F_{\text{д}}} \quad (4.6)$$

где $Z_{\text{м}}$ – месячный должностной оклад работника, руб.; M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

При отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5–дневная неделя; при отпуске в 48 раб. дней $M = 10,4$ месяца, 6–дневная неделя;

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно–технического персонала, раб.дн(таблица 4.9).

Таблица 4.9– 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:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}}, \quad (4.7)$$

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

В таблице 4.10 приведена форма расчета основной и дополнительной заработной платы

Таблица 4.10 – Заработная плата исполнителей НТИ

Заработная плата	Руководитель	Исполнитель
Основная зарплата	30236,7	58057,2
Дополнительная зарплата	4535,5	8708,6
Итого по статье $C_{\text{зп}}$	34772,3	66765,8

4.2.3 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые начисления)

Отчисления во внебюджетные фонды определяется по формуле:

– для руководителя:

$$Z_{\text{внеб}} = K_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) \quad (4.8)$$

$$Z_{\text{внеб общ}} = 34119,8 + 4792,9 = 38912,7 \text{ руб.}$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд ОМС и социальное страхование). Общая ставка взносов составляет в 2022 году – 30% (ст. 425, 426 НК РФ).

Отчисления во внебюджетные фонды рекомендуется представлять в табличной форме (таблица 4.11).

Таблица 4.11– Отчисления на социальные нужды

	Руководитель	Исполнитель
Зарплата	34772,3	66765,8
Отчисления на социальные нужды	10431,68	20029,73

4.2.4 Накладный расход

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.

Величина накладных расходов определяется по формуле (4.9):

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 7) \cdot k_{\text{нр}} \quad (4.9)$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы. Величина коэффициента принимается равной 0,2.

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

Определение бюджета затрат на научно–исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб		
	Разработка	Аналог1	Аналог2
Материальные затраты НТИ	4000	8000	6000
Амортизационные отчисления	4106,9	3961,1	3511,1
Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	88293,9		
Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	13244,1		
Отчисления вовнебюджетные фонды	30461,41		
Накладные расходы	22417,0	23033,7	22641,7
Бюджет затрат НТИ	162523,2	166994,2	164152,2

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

Интегральный финансовый показатель разработки рассчитывается как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{ri}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (4.10)$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{ri} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения.

$$I_{\text{финр}}^{\text{тек.пр}} = \frac{\Phi_{\text{тек.пр}}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{162523.2}{166994.2} = 0,97 \quad (4.11)$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп. 1}} = \frac{\Phi_{\text{исп1}}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{166994.2}{166994.2} = 1 \quad (4.12)$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп. 2}} = \frac{\Phi_{\text{исп2}}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{164152.2}{166994.2} = 0.98 \quad (4.13)$$

В результате расчета консолидированных финансовых показателей по трем вариантам разработки вариант 1 (текущий проект) с перевесом признан считаться более приемлемым с точки зрения финансовой эффективности.

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

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i * b_i^a \quad (4.14)$$

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i * b_i^p \quad (4.15)$$

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 таблице 4.14.

Таблица 4.13 – Сравнительная оценка характеристик вариантов НИР

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Исп.1	Исп.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. Материалоёмкость	0,15	5	5	3
ИТОГО	1	4,6	4,4	3,5

Расчет интегрального показателя для разрабатываемого проекта:

$$I_p = 0,1 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 + 0,2 \cdot 5 + 0,25 \cdot 4 + 0,15 \cdot 5 = 4,35$$

$$I_{p1} = 0,1 \cdot 5 + 0,15 \cdot 5 + 0,15 \cdot 5 + 0,2 \cdot 4 + 0,25 \cdot 5 + 0,15 \cdot 5 = 4,8$$

$$I_{p2} = 0,1 \cdot 3 + 0,15 \cdot 3 + 0,15 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 + 0,25 \cdot 4 + 0,15 \cdot 5 = 3,9$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки вычисляется на основании показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.i} = \frac{I_{p-исп.i}}{I_{финр}} \quad (4.16)$$

$$I_{тек.пр} = \frac{4,35}{0,97} = 4,48; I_{исп1} = \frac{4,8}{1} = 4,8; I_{исп2} = \frac{3,9}{0,98} = 3,99.$$

Далее интегральные показатели эффективности каждого варианта НИР сравнивались с интегральными показателями эффективности других вариантов с целью определения сравнительной эффективности проекта (таблица 4.15).

Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} - \frac{I_{\text{финр}}^p}{I_{\text{финр}}^{\alpha 1}} - \frac{4,48}{3,99} = 1,12 \quad (4,17)$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} - \frac{I_{\text{финр}}^p}{I_{\text{финр}}^{\alpha 2}} - \frac{4,48}{4,8} = 0,933 \quad (4,18)$$

Таблица 4.14 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Текущий проект	Исп.1	Исп.2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,97	1	0,98
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,35	4,8	3,9
3	Интегральный показатель эффективности	4,48	4,8	3,99
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,12	0,933	

Выводы по разделу

В ходе выполнения данной работы были рассмотрены следующие вопросы:

- составление календарного плана проекта на основании которого была построена диаграмма Ганта;
- определение бюджета проекта. При использовании разработка исполнения потребует 162523,2руб. – 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 – 162523,2руб., а наибольшая – 164152,2руб. Учитывая показатели ресурсной эффективности, целесообразно для проведения исследования будет выбрать аналог 1 исполнения.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 2Б8Д		ФИО Нургалиеву Артуру Ильдаровичу	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело 21.03.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Тема ВКР:

Анализ результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин после проведения технологии гидравлического разрыва пласта на нефтегазоконденсатном месторождении "X" (ХМАО)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p>Объект исследования: горизонтальная скважина с трещинами гидравлического разрыва пласта. Область применения: гидродинамических исследований скважин нефтяных месторождений Рабочая зона: производственное помещение, полевые условия Размеры помещения: 15*6 м Количество и наименование оборудования рабочей зоны компрессорные установки, трубопроводы, запорное оборудование Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: обслуживание компрессорных установок, обслуживание трубопроводов</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений ГОСТ 12.0.003-2015. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. ГОСТ 12.1.007-76. ССБТ Вредные вещества. ГОСТ 12.2.061-81. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам ГОСТ 12.1.004-91. ССБТ. Пожарная безопасность.</p>
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ потенциальных вредных и опасных производственных факторов – Разработка мероприятий по снижению воздействия опасных и вредных производственных факторов. 	<p>Вредные факторы (ГОСТ 12.0.003-2015):</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Повышенный уровень общей вибрации 2. Повышенный уровень шума 3. Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания; <p>Опасные факторы (ГОСТ 12.0.003-2015):</p> <ol style="list-style-type: none"> 4. Аппараты и сосуды, работающие под давлением; 5. Производственные факторы, связанные с электрическим током; 6. Пожароопасность <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: наушники, противозумные вкладыши, шлемы и каски перерывы на отдых от данного помещения, звукоизолирующие кожухи, кабины, выгородки</p>

3. Экологическая безопасность при эксплуатации	Воздействие на селитебную зону Воздействие на литосферу(отходы) Воздействие на гидросферу (сбросы) Воздействие на атмосферу (выбросы)
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации	Возможные ЧС: прорыв трубопроводы, выброс газа в атмосферу, пожар Наиболее типичная ЧС выброс газа в атмосферу
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Д	Нургалиев Артур Ильдарович		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

На данный момент эффективность извлечения нефти основными методами разработки, считается неудовлетворительной, учитывая, что потребление нефтепродуктов растет во всем мире. Поэтому внедрение современных методов увеличения нефтеотдачи является актуальным и растет с каждым годом. Приоритетным направлением в нефтедобыче является развитие современных интегрированных методов увеличения нефтеотдачи, которые смогут обеспечить высокий коэффициент нефтеотдачи на уже разрабатываемых, а также новых месторождениях.

Гидравлический разрыв пласта является одним из методов, к которому каждый год растет все больший интерес. Гидравлический разрыв пласта является наиболее распространенным методом увеличения продуктивности скважин на нефтяных, газовых месторождениях, но имеет некоторые вредные факторы при работе с ней. Например, повышенная вибрация и шум.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Так как гидравлический разрыв пласта осуществляется непосредственно на месторождении, то для работников преобладает вахтовый метод работы. Это объясняется тем, что месторождения значительно удалены от места постоянного проживания работников или места нахождения работодателя. Особенности работы вахтовым методом прописаны в Главе 7 ТК РФ [13]. К работам, выполняемым вахтовым методом, не допускаются беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет; работники в возрасте до восемнадцати лет. Также не допускаются лица, имеющие противопоказания по медицинским заключениям.

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

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

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

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

5.2 Производственная безопасность

Гидравлический разрыв пласта осуществляется через нагнетательные скважины, обслуживание которых производит оператор ППД. Его рабочее место состоит из скважин, кустовой площадки, блоков автоматики.

Работая на производственных объектах, работник подвергается вредному воздействию опасных и вредных факторов. Классификация факторов представлена в нормативном документе ГОСТ 12.0.003-2015 (таблица 5.1). [14]

Таблица 1.1 - Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ на кустовых площадках

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Приготовление	Эксплуатация	
1)Повышенный уровень общей вибрации		+	+	ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
2)Повышенный уровень шума;	+	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
3)Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания;	+	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
4) Аппараты и сосуды, работающие под давлением;		+	+	Оборудование производственное. Общие требования безопасности; ГОСТ 12.1.007-76
5)Производственные факторы, связанные с электрическим током;	+	+	+	ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
6)Пожаробезопасность;	+	+	+	ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность. Общие требования

5.3 Анализ потенциальных вредных факторов

5.3.1 Повышенный уровень шума и вибрации

В рабочем помещении, в котором расположены насосно-компрессорные установки, которые создают уровень звукового давления в децибелах, превышающий допустимый уровень шума, согласно требованиям, ГОСТ 12.1.003–83 ССБТ «Шум. Общие требования. Норма для помещения управления» составляет 75 дБА [15].

Индивидуальные мероприятия для устранения уровня шума согласно ГОСТ 12.4.051 могут быть: наушники, противοшумные вкладыши, шлемы и каски перерывы на отдых от данного помещения [16].

Защита от шума при работе на ПК обеспечивается:

- установкой газоперекачивающих агрегатов в индивидуальных укрытиях и оснащение их средствами автоматики, дистанционным управлением, не требующим постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Защита от вибрации обеспечивается:

- балансировкой вращающихся частей оборудования и механизмов;
- устройством виброгасящих опор и фундаментов.

К методам и средствам коллективной защиты согласно ГОСТ 12.1.029 могут быть применены в данном случае звукоизолирующие кожухи, кабины, выгородки, а также рациональное размещение рабочих органов и рабочих мест. Компрессорные установки создают определенный уровень вибрации. Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду $0 \div 28$ мм. Вибрация должна отвечать требованиям ГОСТ 12.1.012–90 ССБТ "Вибрация. Общие требования безопасности" [10].

Со временем, так как эти вибрации имеют постоянный характер, вибрации от работы компрессоров могут усилиться из-за износа оборудования, в особенности элементы крепления. Для частичного устранения этих вибраций рекомендуется установить прокладки из резины, асбеста, резины между полом и самим компрессором в качестве коллективной меры защиты.

5.3.2 Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания

Во время эксплуатации КС могут происходить следующие выбросы в атмосферу:

- выхлопные газы от двигателей;
- сброс пускового газа;
- сбросы с предохранительных и регулирующих клапанов;
- выбросы на факел высокого давления;

Выброс выхлопных газов происходит через выхлопной коллектор по 1 точке выброса для каждого агрегата.

Выбросы с предохранительных клапанов могут происходить при повышении давления в сосудах, работающих под давлением и трубопроводах, выше разрешенного и срабатывании клапанов в течение нескольких секунд [17].

Таблица 5.2 - Характеристика выбросов в атмосферу

Наименование сброса	Количество выбросов по видам		Условия (метод) ликвидации, обезвреживания, утилизации	Периодичность выбросов
	-	м ³ /год		
Азот	-	50		
Линейные выбросы через не плотности во фланцевых соединениях арматуры и трубопроводов.	Точное значение выбросов в атмосферу через не плотности во фланцевых соединениях арматуры и трубопроводах определяется при лабораторных исследованиях			
Вентиляционные выбросы	-	-	в атмосферу	постоянно

При нормальной эксплуатации выбросы попутного газа отсутствуют. Незначительные выбросы газа возможны при разгерметизации оборудования. Необходимо периодически проводить поиск утечек газа.

5.4 Пожарная безопасность

Для обнаружения пожара в рабочих помещениях предусмотрена общестанционная система пожаротушения, выполняющая две основные функции:

- Контроль и сигнал о возникновении пожара в зданиях, отсеках и блок-боксах;
- Управление в ручном и автоматическом режимах выпуском газа из баллонов «Хладон».

В состав системы входят: электроаппаратура, датчики, сирены, кабельное хозяйство, баллоны с газом.

Для обнаружения пожара в блок-боксах установлено по одному тепловому пожарному извещателю, который при пожаре посылает сигнал на ЩУП для включения предупредительной сигнализации [18].

Для тушения небольших очагов пожара на станции предусмотрены ручные огнетушители ОП-8(б).

Территорию компрессорной установки следует содержать в чистоте и порядке, не загрязнять мусором и отходами производства, не оставлять на территории легковоспламеняющиеся и горючие жидкости. Сгораемые отходы и мусор следует убирать, а места разлива легковоспламеняющихся и горючих жидкостей - засыпать песком с его последующим вывозом.

Ко всем зданиям и сооружениям КС предусматривается свободный доступ. Проезды и подъезды к зданиям, а также к пожарному инвентарю и оборудованию должны быть всегда свободными. В противопожарных разрывах между зданиями и сооружениями нельзя хранить материалы, оборудование и инвентарь, а также использовать их под стоянку автотранспорта.

На территории КС следует предусматривать предупредительные знаки согласно ГОСТ 12.4.026-2001 "Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная" и плакаты по безопасному проведению работ или надписи:

"Взрывоопасно", "Огнеопасно", "Курить воспрещается", "Вход посторонним воспрещен" и т. п.

Работа технологического оборудования в производственных помещениях категорий А, Б, и В при наличии неисправностей в устройствах системы вентиляции запрещается.

Все металлические воздуховоды, трубопроводы, фильтры и другое оборудование вытяжных установок в производственных помещениях категорий А, Б и В должны заземляться.

Вентиляторы для производственных помещений категории А, Б, В следует применять во взрывоопасном исполнении в соответствии с требованиями ПУЭ.

Все средства автоматического контроля, защиты, управления и регулирования должны содержаться в исправном состоянии и проверяться на безотказность действия в соответствии с инструкциями по эксплуатации этих средств. Обнаруженные при этом неисправности должны немедленно устраняться.

5.4.1 Производственные факторы, связанные с электрическим током

Источником поражения электрическим током могут являться плохо изолированные токопроводящие части, металлические элементы, случайно оказавшиеся под напряжением, обвязка электродвигателей и так далее. Действует электрический ток на человека по-разному. Проходя через организм человека, он вызывает электролитическое (разложение крови), термическое (ожоги), биологическое (раздражение тканей, нарушение кровообращения и дыхания) и механическое действие (разрывы кожи, сосудов, судороги, переломы костей). Поэтому важно, чтобы все электрооборудование и электроинструменты были заземлены. Защитное заземление должно удовлетворять требованиям, прописанным в ГОСТ 12.1.030-81 [19].

Для предотвращения негативного воздействия электрического тока применяются средства коллективной и индивидуальной защиты: изоляция токопроводящих частей и её непрерывный контроль, установка оградительных

устройств, предупредительная сигнализация, использование знаков безопасности, защитное заземление, зануление, защитное отключение, диэлектрические перчатки и ботинки, инструменты с изолированными рукоятками, изолирующие подставки.

5.4.2 Аппараты и сосуды, работающие под давлением

Эксплуатация производств и объектов нефтяной и газовой промышленности разрешена только после получения лицензии органов Ростехнадзора (лицензия ВП-00-009985 (ДКНСХ) от 24.04.2009).

Аппараты и сосуды, находящиеся под давлением, используемые подъемные механизмы, приспособления и установки подконтрольные органам Ростехнадзора, должны быть зарегистрированы, подвергаться техническому освидетельствованию и экспертизе промышленной безопасности в установленном порядке.

Меры по предотвращению возникновения опасных и вредных производственных факторов предусматриваются планами проведения ремонтных работ, производственными инструкциями, выполнением требований промсанитарии, соблюдением ПТЭ. Контроль за соблюдением требований промышленной безопасности осуществляется согласно «Положению о производственном контроле за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах», утв. директором ГПУ от 22.03.2000г.

5.5 Экологическая безопасность

Раздел охраны окружающей среды разработан в соответствии с действующими нормативными документами и законодательством в области охраны окружающей природной среды.

Воздействие намечаемой деятельности на окружающую среду будет заключаться в:

- воздействию на атмосферный воздух;
- воздействию на водную среду;

- использовании территории, воздействии на почвы и растительность;
- воздействии на животный мир;
- образовании отходов.

5.5.1 Мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнения

Основными источниками выделения загрязняющих веществ в атмосферу при эксплуатации будут являться: резервный дизель-генератор ДЭС-200, ГДЭС-1 МВт (2 шт.), буферные емкости нефти 50 м³(2 шт.), неплотности нефтяного оборудования, база ГСМ и топливораздаточные колонки (ТРК), проезд автотранспорта, ОБП, неплотности оборудования БКНС;

Загрязняющие вещества (ЗВ), выбрасываемые в атмосферу от планируемых объектов относятся к 1 – 4 классам опасности.

Удаленность месторождения от населенных пунктов, равнинность территории создают благоприятные условия для рассеивания ЗВ в приземном слое атмосферы.

Минимизация негативного воздействия на атмосферный воздух территории разработки месторождения достигается:

- полной герметизацией системы сбора нефти;
- утилизацией попутного нефтяного газа на месторождении;
- контролем швов сварных соединений трубопроводов;
- защитой оборудования от коррозии;
- оснащением предохранительными клапанами всей аппаратуры, в которой может возникнуть давление, превышающее расчетное;
- откачкой нефти при аварийной ситуации в дренажные емкости;

5.5.2 Защита гидросферы

Охрана водной среды будет заключаться в контроле герметичности трубопровода, и своевременном сборе нефти при аварийной ситуации в дренажные емкости.

Для охраны поверхностных и подземных вод от загрязнения с поверхности планируемых площадок строительства эксплуатационных скважин предусмотрен сбор производственно-дождевых сточных вод в заглубленные дренажно-канализационные емкости с последующим вывозом их и жидких отходов бурения из шламовых амбаров на очистные сооружения производственных стоков.

Мероприятия по охране подземных вод от загрязнения должны соответствовать требованиям санитарных правил «Гигиенические требования к охране подземных вод от загрязнения. СП 2.1.5.1059-01», утверждённым Главным государственным санитарным врачом РФ 16 июля 2001 г., введённым в действие с 1 октября 2001 г.

В целях снижения негативного воздействия на водную среду при разработке месторождения предусматриваются следующие мероприятия:

- изъятие подземных вод в количествах, обеспечивающих сохранность основных свойств используемых водоносных горизонтов;
- обваловка кустовых и нефтесборных площадок;
- организация зон санитарной охраны артезианских скважин;
- повторное (оборотное) использование воды при строительстве и освоении эксплуатационных скважин;
- применение сорбентов и микробов-деструкторов аборигенной микрофлоры для борьбы с возможными разливами нефти на земную поверхность;
- сбор производственно-дождевых стоков на нефтесборных площадках в дренажно-канализационные ёмкости с последующим вывозом на очистные сооружения.
- сбор и обезвреживание жидких отходов бурения;
- применение антикоррозионной защиты нефтепровода;

- обеспечение мероприятий, контролирующих герметичность оборудования.

Реализация перечисленных мероприятий обеспечит рациональное использование водных ресурсов и позволит снизить до минимума негативное воздействие разработки месторождения на поверхностные и подземные воды.

5.5.3 Защита литосферы

В процессе эксплуатации установки образуются твердые отходы, производятся выбросы в атмосферу газообразных продуктов, а также производится сброс сточных вод.

5.5.4 Твёрдые отходы

Твердые отходы образуются в результате ремонта и обслуживания оборудования, содержания санитарно-бытовых помещений. Жидкими отходами производства являются отработанное масло с компрессоров и насосов. Откачка масла из агрегатных маслобаков производится в дренажную емкость. Для слива небольшого количества с лубрикаторной системы предусмотрена дренажная емкость для каждого ПК. При ремонте технологических трубопроводов и оборудования удаление углеводородного конденсата производится по плану организации и проведения огневых или газоопасных работ с вывозом его в дренажную ёмкость сбора конденсата. Характеристика твердых и жидких отходов приведена в таблице 5.3

Таблица 5.3 - Твердые отходы

Наименование	Потребность на год	Периодичность замены	Единовременная загрузка
Ветошь	12кг	При техобслуживании	-
Пленка полиэтиленовая	50м ²	При техобслуживании	-

5.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.6.1 Вероятные ЧС на месте проведения работ

При работе с компрессорной установкой оператор по поддержанию пластового давления подвержен опасности взрыва/прорыва трубопроводов из-за

гидратообразования, которые образуют пробку в трубопроводе, что в свою очередь ведет к прорыву газа под высоким давлением (сотни МПа).

Наиболее типичной чрезвычайной ситуацией является разлив нефти или выброс газа вследствие неправильной работы установки. Крупномасштабные пожары вследствие разлива нефти или выброса газа.

А также в процессе эксплуатации лицензионного участка возможны следующие аварийные ситуации:

- открытое фонтанирование нефти из скважин;
- порывы нефтесборной сети.

В результате открытого фонтанирования может быть выброшено на поверхность почвы несколько десятков тонн нефти. В этом случае возможно и попадание ее в открытые водоемы и в подземные горизонты. Это самый опасный вид аварии. При разливе нефти в окружающую природную среду принимаются меры к быстрой локализации аварии, сбору нефти и ликвидации последствий загрязнения природной среды.

5.6.2 Мероприятия, направленные на предотвращение ЧС, и порядок действий в случае его возникновения

Для предупреждения возможных аварий предусматривается: вскрытие нефтяных пластов с установкой превенторов - противовыбросовых устройств на устья скважин;

- оснащение трубопровода автоматическими системами обнаружения утечек, оперативного оповещения и отсекания поврежденных участков труб. На участках трубопроводов, расположенных в водоохраных зонах или участках поймы, трубопроводы оборудуются задвижками;
- создание специально обученного подразделения по ликвидации аварий и их последствий;
- применение трубопровода с наружным и внутренним антикоррозийным покрытием;
- организация мониторинга за коррозионным состоянием трубопровода;

- проведение планово-предупредительного ремонта (ППР) эксплуатируемого оборудования. Служба ППР обеспечивается средствами диагностики, позволяющими определять состояние оборудования и трубопроводов, очередность и технологию ремонта.

При аварийном разливе нефти на суходоле производится:

- ликвидация (заглушка, перекрытие) источника разлива в течение суток;
- локализация растекания нефти по земной поверхности прокладкой сборных канав, устройством ям-ловушек в течение двух суток;
- откачка и вывоз их на очистные сооружения месторождения.

Для более полного сбора нефти наряду с механическими средствами применяются адсорбирующие материалы: пенополиуретан, перлит.

Предусматриваемые мероприятия по охране окружающей среды и недр направлены на обеспечение эффективной и безаварийной разработки месторождения и рациональное использование природных ресурсов

Выводы к разделу

В ходе выполнения раздела «Социальная ответственность» были рассмотрены некоторые правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности; проанализированы опасные и вредные производственные факторы, которые могут возникнуть на КП при гидравлическом разрыве пласта; защита окружающей среды от загрязнения и безопасность в чрезвычайных ситуациях.

При проведении водогазового воздействия, а также других работ, необходимо комплексно подходить к минимизации влияния опасных и вредных производственных факторов на работников, т.к. причины их возникновения тесно взаимосвязаны, взаимное влияние факторов усиливает каждый из них. Тот же вывод справедлив и для обеспечения экологической безопасности и безопасности при ЧС.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе были описаны общие сведения о месторождении «Х», литолого-стратиграфическую характеристику, тектонику и нефтегазоносность. При разработке месторождения «Х» актуальной задачей является оценка состояния пластов, горизонтальных скважин и систем искусственных трещин, полученных путем проведения гидравлического разрыва пласта.

В работе были изучены методы интерпретации кривой восстановления забойного давления горизонтальных скважин с трещинами гидравлического разрыва пласта. Приведены модели линейного, раннего радиального, бирадиального и позднего радиального потоков. Рассмотрены схемы методов касательных и наилучшего совмещения для определения фильтрационных параметров пластов, горизонтальных скважин и трещин. Приведена апробация моделей фильтрационных потоков и методов интерпретации для обработки синтетической кривой восстановления давления, полученной в программном комплексе Saphir. Результаты апробации показывают, что приведенные модели и методы интерпретации позволяют получить достоверные оценки о параметрах пластов, скважин и трещин.

В ходе выполнения дипломной работы была проведена интерпретация одной горизонтальной скважины №1 нефтяного месторождения «Х» в программном комплексе Saphir. В результате были получены оценки радиальной проницаемости $k_{xy} = 5,4 \text{ мД}$, полного скин-фактора, $s_2 = -5,49$, эффективной длины горизонтального ствола, $L = 25,257 \text{ м}$, пластового давления, $P_{пл} = 167,87 \text{ атм}$, механического скин-фактора, $s_1 = 0,55$, отношения вертикальной проницаемости к горизонтальной (радиальной), $k_{zy}/k_{xy} = 0,1$. В связи с отсутствием на КВД линейного потока из-за влияния ствола оценка полудлины трещин имеет оценочное значение и равна 16,6.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. База знаний «neftegaz»: [Электронный ресурс] // Гидравлический разрыв пласта (ГРП). URL:
<https://neftegaz.ru/tech-library/tekhnologii/141812-gidravlicheskiy-razryv-plasta-grp/>
2. Сергеев В.Л., Донг Ван Хоанг Идентификация фильтрационных потоков в процессе гидродинамических исследований горизонтальных скважин с трещинами гидроразрыва пласта // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2019. – Т. 330. – № 3. – С. 103-110.
3. Кульпин Л.Г., Мясников Ю.А. Гидродинамические методы исследований нефтегазовых пластов. – М.: Недра, 1974. – 200 с.
4. Мангазеев П.В., Панков М.В., Кулагина К.Е. Гидродинамические исследования скважин / П.В. Мангазеев, М.В. Панков, К.Е. Кулагина, М.П. Камердинов, Т.А. Деева. - Томск: Изд-во ТПУ, 2004. - 340с.
5. Кременецкий М.И., Кокурина В., Морозовский Н. Оценка добычных возможностей пластов низкой проницаемости вскрытых трещинами гидроразрыва сложной конфигурации по результатам ГДИС // Society of Petroleum Engineers. – 2017. – № 187766-RU. – С. 1–19.
6. Чодри, Аманат. Гидродинамические исследования нефтяных скважин: пер. с англ// А. Чодри-Москва: Премимум Инжиниринг, 2011-700с.
7. 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.
8. Zerzar A., Tiab D., Bettam Y. Interpretation of multiple hydraulically fractured horizontal wells // Society of Petroleum Engineers – 2004. – № 88707. – P. 1–13.

9. Сергеев В.Л., К.Д. Ву. К оптимизации адаптивных алгоритмов идентификации и интерпретации гидродинамических исследований с учетом влияния ствола скважины // Доклады ТУСУРа, № 1 (39), март 2016-С.98-102.
10. Каламкарров Л. В. Нефтегазоносные провинции и области России и зарубежных стран. М.: Нефть и газ, 2005. — 576 с./
11. Шпильман В.И., Мясникова Г.П., Пятков В.И., Солопахина Л.А. Атлас геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа – Ханты-Мансийск, 2004. – 35 с. /
12. Шмырина В. А. Фоновый и наложенный типы литогенеза песчаных и алевритовых отложений позднеюрского и раннемелового возрастов (на примере глинистых минералов пластов юс11 и бс111 кустового 120 нефтяного месторождения западной Сибири: диссертация кандидата геолого-минералогических наук. Казань, 2015- 136 с. гидроразрыва сложной конфигурации по результатам ГДИС // SocietyofPetroleumEngineers. –2017. – № 187766-RU. – С. 1–19.
13. База знаний «ALLBEST»: [Электронный ресурс] // Разработка Красноленинского нефтегазового месторождения 2011 г. URL: https://otherreferats.allbest.ru/geology/00150922_0.html
14. СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
15. ГОСТ Р 12.4.296-2013 ССБТ Одежда специальная для защиты от вредных биологических факторов. Общие технические требования. Методы испытания.
16. НП-044-18 Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под избыточным давлением, для объектов использования атомной энергии.
17. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

18. Крепша Н.В. Безопасность жизнедеятельности. Методические указания по разработке раздела «Социальная ответственность» ВКР Института природных ресурсов всех направлений высшего образования. Издательство ТПУ– 2014.
19. Трудовой кодекс российской федерации (ТК РФ) от 30.12.2001 N 197-ФЗ. Электронный ресурс: <http://www.consultant.ru/popular/tkrf/>
20. СП 9.13130.2009. Техника пожарная. Огнетушители. Требования к эксплуатации;
21. База знаний «ALLBEST»: [Электронный ресурс] // Географоэкономическая характеристика Каменной площади 2011 г. URL: http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65625a2bd78a4d43a89521216d27_1.html.
22. Кременецкий М.И., Кокурина В., Морозовский Н. Оценка добычных возможностей пластов низкой проницаемости вскрытых трещинами /
23. Goode P.A., Thambynaygam R.K.M. Pressure drawdown and buildup analysis of horizontal wells in anisotropic media // SPE 1987. .P 683-699.
24. Odeh A.S., Babu D.K. Transient flow behavior of horizontal wells: Pressure drawdown and buildup analysis // SPE FE. 1990. P. 7-15.
25. Kuchuk F.J. Well testing and interpretation for horizontal wells //JPT. 1995. P 36-41.
26. 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.
27. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.
28. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
29. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

30. СП 9.13130.2009. Техника пожарная. Огнетушители. Требования к эксплуатации.