TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ НА "Х" НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.279.8(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Д	Подгаецкий Михаил Владимирович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Носова Оксана Владимировна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	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	Максимова Юлия Анатольевна			

Томск – 2022 г.

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 характер 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

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		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

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		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 социально- историческом, этическом и философском контекстах	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
		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 исследовании; 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

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		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 рамах выполняемого задания

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		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 общеинженерные 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

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	5. Контроль и выполнение производственных показателей подразделениями по добыче нефти, газа и газового конденсата 6. Обеспечение оперативного и инженерного безопасного сопровождения технологического процесса добычи нефти, газа и газового конденсата	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)–3. Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-3.1 Выполняет работы по контролю безопасности для предотвращения и ликвидации аварийных ситуаций в 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-промысловую 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	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового	ПК(У)–5. Способен обеспечивать и контролировать	И.ПК(У)-5.1 Обеспечивает заданные

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	геолого-промысловой информации 9. Составление геологических отчетов	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»	выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин	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»	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 сопровождение работ по восстановлению работоспособности нефтегазопромыслового оборудования в сфере

Область и сфера профессиональной деятельности	**Задача профессиональной деятельности**	**Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта**	**Код и наименование компетенции**	**Индикаторы достижения компетенции**
		ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»		эксплуатации объектов добычи нефти и газа

TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП ОНД ИШПР

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	**ФИО**
2Б8Д	Подгаецкому Михаилу Владимировичу

Тема работы:

«Анализ эффективности подготовки нефти на «Х» нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	25.04.2022 №115-27/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	17.06.2022 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	1. Технологический регламент УПН «Х» НГКМ 2. Принципиальная схема УПН на «Х» НГКМ 3. Физико-химические свойства входного сырья 4. Фондовая и периодическая литература, учебники, монографии, методические указания

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Геолого-физическая характеристика «Х» нефтегазоконденсатного месторождения 2. Технология промысловой подготовки нефти 3. Описание технологического процесса подготовки нефти на УПН Х НГКМ 4. Финансовый менеджмент ресурсоэффективность и ресурсосбережение 5. Социальная ответственность
Перечень графического материала *(с точным указанием обязательных чертежей)*	1. Обзорная карта Х НГКМ 2. Анализ фонда добывающих скважин 3. Прогнозные уровни добычи Х и У месторождений 4. Принципиальная схема сбора и подготовки нефти на промысле 5. Унифицированные схемы промысловой подготовки нефти 6. Горизонтальный сепаратор 7. Степень очистки газа от жидкости и твердых частиц в зависимости от скорости газа и давления 8. Технологическая схема термохимической установки обезвоживания нефти 9. Технологическая схема электрообезвоживающей установки 10. Модель третьей очереди технологической схемы установки подготовки нефти в «Honeywell UniSim Design» 11. Компонентный состав эмульсии 12. Компонентный состав товарной нефти 13. Зависимость расхода от давления на первой ступени сепарации 14. Зависимость вязкости от давления на первой ступени сепарации 15. Зависимость расхода от давления на второй ступени сепарации 16. Зависимость вязкости от давления на второй ступени сепарации 17. Зависимость расхода от температуры на второй ступени сепарации 18. Зависимость вязкости от температуры на второй ступени сепарации 19. Зависимость выхода целевого продукта от давления на второй ступени сепарации 20. Зависимость выхода целевого продукта от температуры на второй ступени сепарации

	21. Зависимость массовой доли выхода лёгких фракций от давления на первой ступени сепарации 22. Зависимость массовой доли выхода лёгких фракций от давления на второй ступени сепарации 23. Зависимость массовой доли выхода лёгких фракций от температуры на второй ступени сепарации 24. Компонентный состав товарной нефти после подбора параметров 25. Принципиальная схема Х УПН 26. Геологический разрез Х НГКМ по линии I-I

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент ОСГН ШБИП ТПУ, к.т.н., Кащук Ирина Вадимовна
«Социальная ответственность»	Старший преподаватель ООД ШБИП, Гуляев Милий Всеволодович

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Геолого-физическая характеристика «Х» нефтегазоконденсатного месторождения
Технология промысловой подготовки нефти
Описание технологического процесса на УПН Х НГКМ
Повышение эффективности работы УПН путём подбора оптимальных параметров
Финансовый менеджмент ресурсоэффективность и ресурсосбережение
Социальная ответственность

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Носова Оксана Владимировна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Д	Подгаецкий Михаил Владимирович		

Реферат

Выпускная квалификационная работа 115 с., 26 рис., 24 табл., 29 источников.

Ключевые слова: нефть, сепарация, эмульсия, технология подготовки, УПН, моделирование, программный комплекс Unisim Design, оптимизация.

Объектом исследования является установка подготовки нефти (УПН) на нефтегазоконденсатном месторождении (НГКМ) «Х», а предметом исследования – рабочие параметры УПН «Х» НГКМ.

Целью работы является анализ эффективности подготовки нефти на нефтегазоконденсатном месторождении «Х», направленный на увеличение производительности и сохранении качества подготовки.

В работе представлены сведения о геолого-физических характеристиках, геофизических исследованиях, физико-химических свойств флюида месторождения «Х».

Актуальность данной работы обоснована экономической целесообразностью увеличения выхода товарной нефти и уменьшению потерь нефтепродуктов.

В процессе исследования был изучен материал по этапам подготовки нефти, влиянии различных факторов на процесс сепарации нефти от газа и его эффективность. В результате исследования была построена модель части технологической схемы УПН «Х» НГКМ, на основе модели были проанализированы зависимости различных параметров на процесс сепарации нефти и на свойства получаемой нефти, были подобраны оптимальные параметры, позволяющие увеличить количественный и качественный выход целевого продукта.

Выпускная квалификационная работа выполнена при использовании пакета Microsoft Office 2016, текстовая часть выполнена в Microsoft Office Word 2016, расчеты и графики – в Microsoft Office Excel 2016, моделирование – в программном комплексе «Honeywell UniSim Design».

Область применения: установки подготовки нефти.

Обозначения и сокращения

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение;

УПН – установка подготовки нефти;

НМ – нефтяное месторождение;

ГИС – геофизические исследования скважин;

ГОСТ – государственный стандарт;

КСУ – концевая сепарационная установка;

УЭЦН – установка электроцентробежных насосов;

ЦПС – центральный пункт сбора;

ДНС – дожимная насосная станция;

ШФЛУ – широкая фракция лёгких углеводородов;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

БАПР – блок автоматической подачи реагента;

ПАВ – поверхностно-активное вещество;

ПНК – подогреватель нефти комбинированный;

ПТБ – печь трубчатая блочная;

КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматика;

ПДК – предельно-допустимая концентрация;

ЧС – чрезвычайная ситуация.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ 21

1 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КАЗАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ 23

1.1 Общие сведения о месторождении 23

1.2 Краткая геологическая характеристика 25

1.3 Геолого-промысловая характеристика пластов, залежей 25

1.4 Состояние запасов нефти 29

1.5 Характеристика сырья, реагентов и товарной продукции 33

1.6 Состояние разработки 36

2 ТЕХНОЛОГИЯ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ 39

2.1 Технологические схемы промысловой подготовки нефти 39

2.2 Сепарация нефти от газа 44

2.2.1 Механизм выделения газа из нефти 44

2.2.2 Влияние факторов на процесс сепарации нефти от газа. 45

2.2.3 Эффективность процесса сепарации нефти от газа 47

2.3 Обезвоживание и обессоливание нефти. Факторы, влияющие на эффективность данных процессов 49

2.4 Стабилизация нефти 52

3 ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА НА УПН Х НГКМ 59

3.1 Описание технологического процесса поступления нефти на подготовку 54

3.2 Описание технологической схемы УПН 55

3.3 Повышение эффективности работы УПН путем подбора оптимальных параметров 59

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ 70

4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения 70

4.1.1 Анализ конкурентных технических решений..... 70

4.1.2 SWOT – анализ..... 72

4.2 Планирование научно-исследовательских работ 75

4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования..... 75

4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения 76

4.2.3 Разработка графика проведения научного исследования..... 77

4.3 Бюджет научно – технического исследования (НТИ) 80

4.3.1 Расчёт материальных затрат НТИ (НИР)..... 80

4.3.2 Расчет амортизации специального оборудования..... 81

4.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы 81

4.3.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы 84

4.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые начисления)…..... 84

4.3.6 Накладные расходы 85

4.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования 86

4.5 Выводы по разделу «Финансовый менеджмент» 89

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ 92

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности 92

5.1.2 Оплата труда, социальные льготы и компенсации 93
5.1.3 Охрана труда 93
5.1.4 Компоновка рабочей зоны 94
5.2 Производственная безопасность 95
5.2.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов 95
5.3 Экологическая безопасность 100
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях 103
5.5 Вывод по разделу «Социальная ответственность» 106
ЗАКЛЮЧЕНИЕ 108
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ 110
ПРИЛОЖЕНИЯ 114

ВВЕДЕНИЕ

В случаях осложнений при добыче нефти, нефтегазодобывающие компании всё чаще ищут пути повышения ресурсоэффективности на всех этапах добычи и подготовки нефти. В нынешней ситуации, с ростом трудноизвлекаемых запасов и уменьшением рентабельности нефтегазодобычи это достигается за счет сокращения расхода ресурсов или оптимизации технологических процессов.

Целью работы является анализ эффективности подготовки на Х НГКМ и повышения её, путём подбора оптимальных параметров работы установки подготовки нефти, с целью получения максимального количества целевого продукта, соответствующего качеству.

Задачи работы:

1) Изучить теорию, технологии и механизм отделения газа от нефти;

2) Изучить условия подготовки нефти на месторождении, нормативно-техническую документацию и проанализировать исходные данные;

3) Построить модель участка установки подготовки нефти в программном комплексе Honeywell Unisim Design;

4) Проанализировать зависимости качественных и количественных характеристик товарной нефти от давления и температуры на различных этапах подготовки нефти;

5) Оценить технологическую эффективность предложенных параметров работы УПН.

Актуальность данной работы обусловлена ее практической значимостью, а именно, в предложении оптимальных параметров работы установки подготовки нефти Х НГКМ с целью уменьшению потерь нефтепродуктов и увеличения выхода целевого продукта.

Адаптивная модель, включающая в себя отображение реальной ситуации по использованию технологического оборудования, основные технологические параметры, данные лабораторных проб флюида, была построена при помощи компьютерной моделирующей программы UniSim Design R460. Анализ

полученных результатов, позволил осуществить подбор параметров, позволяющих увеличить выход целевого продукта.

1 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КАЗАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

1.1 Общие сведения о месторождении

Согласно нефтегеологическому районированию рассматриваемое Казанское месторождение относится к Казанскому нефтегазоносному району Васюганской нефтегазоносной области. Месторождение расположено в южной части Томской области, где расположено большое количество мелких и средних месторождений нефти и газа. С 1963 г. в данном районе проходили нефтепоисковые работы.

Рельеф района можно характеризовать как плоскую и пологоволнистую равнину на большей части которого находятся леса и болота. Абсолютные отметки рельефа изменяются в пределах от +120 до +140 м.

В 1966 г. были проведены сейсморазведочные работы методом отраженных волн (МОВ) и выявлено Казанское локальное поднятие, уже после в 1967 году открыто одноименное месторождение. Инфраструктура района, а именно, дорожная сеть отсутствует в виду болотистой местности. Единственным наземным путем к месторождению является зимник. В остальное время грузы доставляются авиационным транспортом. Речную сеть в свою очередь составляют река Чузик, которая судоходна для мелких барж до села Пудино и ее правые притоки – Большая и Малая Казанка.

Температура района работ изменяется от минус 50 ^{0}С зимой до плюс 35 ^{0}С летом. Среднегодовое количество осадков примерно равно 500 мм, при этом наибольшее количество выпадает в осенне-зимний период.

Лесной покров территории месторождения, используемый как строительный лес для обустройства, представлен хвойными деревьями с участками березняков и осинников. (рисунок 1).

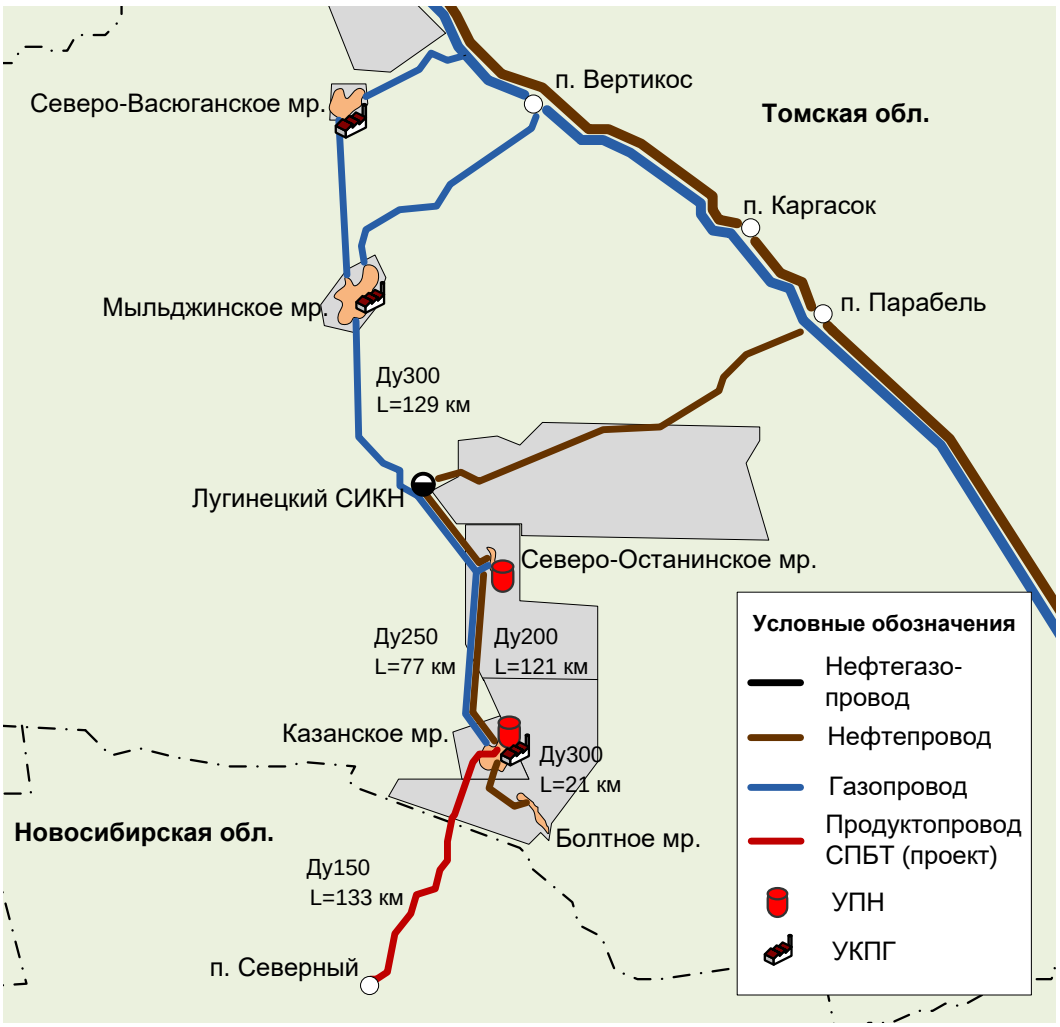


Рисунок 1 – Обзорная карта Казанского НГКМ

Воды сеноманских отложений используются для технического водоснабжения, для хозяйственно–питьевого - воды алтымской свиты нижнего олигоцена.

Магистральный нефтегазопровод ОАО «АК «Транснефть» проходит в примерно в 200 км к северо-востоку, ведомственный нефтепровод «Казанское НГКМ – Северо-Останинское НМ – Лугинецкое НГКМ» – к северо-западу в 50 км.

Ближайшие населенные пункты – город Кедровый, из которого в зимнее время осуществляется транспортировка по зимнику и село Пудино.

Лицензией на право геологического изучения и добычи нефти ТОМ № 02414 НЭ от 01.06.2021 г. обладает АО «Газпром добыча Томск».

2 ТЕХНОЛОГИЯ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

2.1 Технологические схемы промысловой подготовки нефти

Добываемый флюид представляет собой углеводородную смесь, которая состоит преимущественно из нефти, воды, попутного нефтяного газа и механических примесей. В виде сырой нефти продукцию нефтяных скважин нецелесообразно транспортировать по магистральным трубопроводам и на это есть ряд причин. Одна из них — это вода, которая является балластом, перекачка которого приносит дополнительные затраты и уменьшение прибыли. Вторая причина заключается в значительно больших потерях давления, затрачиваемые на преодоление сил трения, при совместной транспортировке нефти, воды и газа, при этом в случае течения одной нефти данные потери значительно меньше. Последняя причина заключается в осложнениях при транспортировке, а именно в ускорении коррозии трубопроводов и резервуаров, вызванной минерализованной пластовой водой, а также в абразивном износе оборудования в виду наличия частиц механических примесей.

Содержание попутного газа в нефти колеблется от 10 до 300 м3/т; содержание пластовой воды может достигать 80-90 %. Основной задачей систем подготовки нефти является разделение нефти и примесей, а также доведения продукции до требуемого качества по различным показателям, согласно ГОСТ Р 51858-2002 "Нефть. Общие технические условия" [12].

Принципиальная схема сбора и подготовки нефти представлена на рисунке 4. Данная схема включает в себя автоматизированные замерные установки (АГЗУ), позволяющие измерить дебит каждой скважины. Первую и вторую ступени сепарации где преимущественно происходит отделение попутного газа, механических примесей и воды – на первой ступени, процессы обезвоживания и обессоливания – на второй ступени [14]. В результате, после прохождения данных этапов содержание воды и солей должно соответствовать ГОСТ Р 51858-2002 "Нефть. Общие технические условия", а именно не более 0,5% и не более 100 мг/л соответственно [12].

Также нефть может подвергаться процессу стабилизации в случае значительного процентного содержания растворенных газов в ней до 1% перед транспортировкой на нефтеперерабатывающий завод.

Установка по подготовке воды (УПВ) предназначена для очистки, отделяемой от нефти, воды в целях использования её для заводнения пластов.

Центральный пункт сбора (ЦПС) – заключительное звено в системах сбора и подготовки нефти, на выходе из которого нефть должна соответствовать требованиям ГОСТ Р 51858-2002. В его состав входят установки по подготовке нефти (УПН), очистные сооружения (ОС), резервуарный парк (РП), узел учета нефти (УУН), установка по подготовке некондиционных и ловушечных нефтей (УПЛН).

При подготовке нефти предусмотрены следующие этапы: сепарация (дегазация), обессоливание, обезвоживание (предварительное и окончательное) и стабилизация нефти [14].

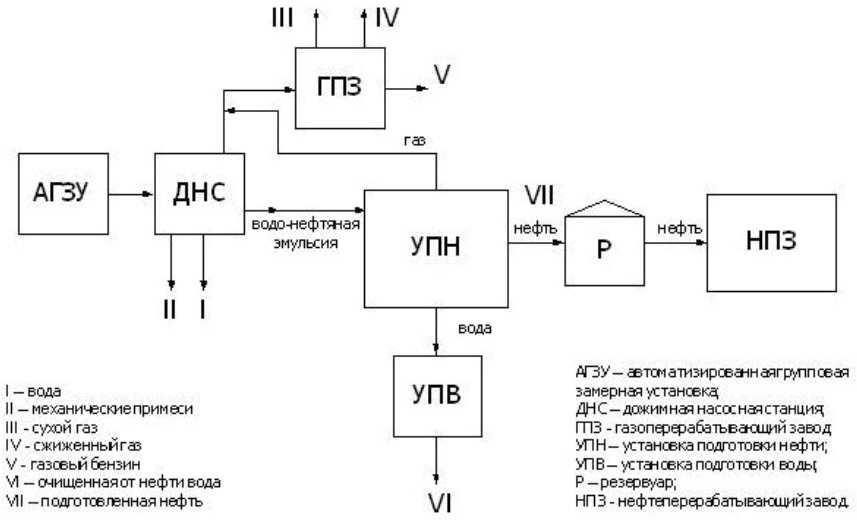


Рисунок 4 – Принципиальная схема сбора и подготовки нефти на промысле

После рассмотрения различных схем сбора и подготовки нефти их можно привести к единообразной форме, выделив параметры, которые определяют основные технологические решения в период разработки:

- свойства сырья (физические и химические);

- количество полученных продуктов (производительность и ассортимент);
- способы добычи
- способы сбора и подготовки нефти;
- база объектов (конструктивная и технологическая);
- типовые режимы работы объектов.

Основными структурными составляющими в схемах подготовки нефти являются:

- сепарация;
- предварительное обезвоживание;
- обезвоживание и обессоливание;
- горячая или вакуумная сепарация.
- приготовление и дозировка реагента;
- перекачка эмульсии;
- регенерация тепла.

Данное единообразие при разработке технологических схем подготовки нефти позволяет разрабатывать и выпускать серийное оборудование, использовать различные технологические решения при проектировании нефтяных месторождений. Узел обезвоживания и обессоливания является наиболее сложным из представленных объектов. В нем происходит нагрев, отделение воды и отделение солей с подачей промывной воды.

В технологических схемах зачастую используется двухступенчатая система обезвоживания нефти. Главной задачей первой ступени является предварительное обезвоживание, второй ступени – окончательное обезвоживание. Первая ступень позволяет снизить затраты на нагрев жидкости ввиду отделения основного количества воды. Первую ступень рекомендуется использовать при содержании воды более 20 %, поскольку проведение окончательного обезвоживания будет эффективным при содержании воды равном в диапазоне от 10 до 20 %. В случае, когда содержание воды менее 20%

предварительное обезвоживание не рекомендуется и обезвоживание осуществляется в одну ступень на ЦПС.

Концевая сепарационная установка (КСУ) используется для окончательной дегазации нефти или повышения качества нефти, доведения её до требований, предусмотренных ГОСТ Р 51858-2002. Данные установки зачастую используют совместно с установками улавливания легких фракций углеводородов (УЛФ), либо с эластичным газгольдером.

Наиболее часто используются технологические схемы, предусматривающие одно- и многоступенчатую сепарацию с отделением воды в отстойниках, с использованием блочных деэмульсаторов и электродегидраторов. Также вследствие практически доказанной эффективности рекомендуется использование нефтегазоводоразделителей типа Heater-Treater, концевых делителей фаз (КДФ), трехфазных сепараторов (ТФС) [15].

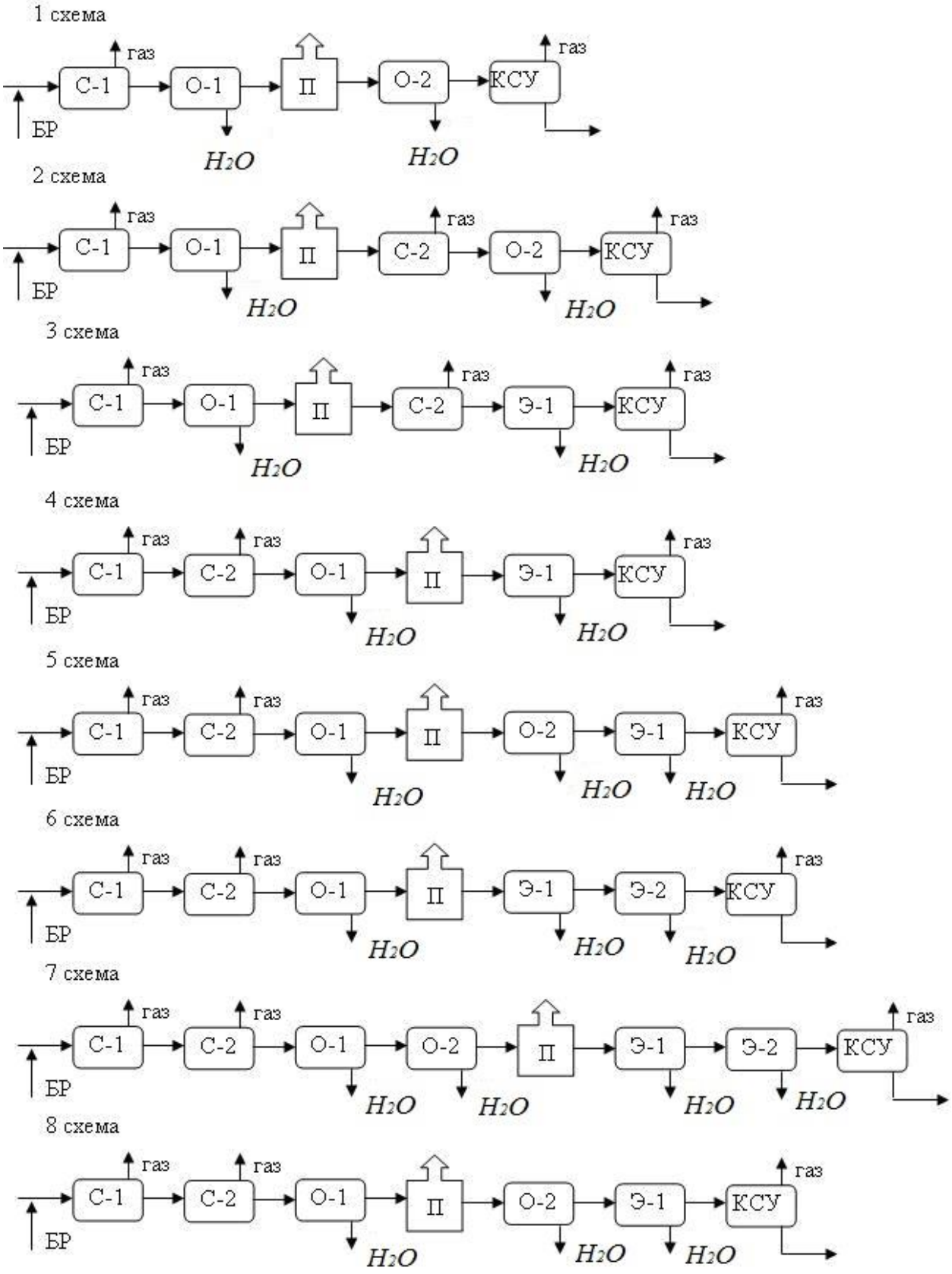


Рисунок 5 – Унифицированные схемы промысловой подготовки нефти

С – сепаратор, О – отстойник, П – печь, Э – электродегидратор, КСУ – концевая сепарационная установка, БР – блок реагентного хозяйства

2.2 Сепарация нефти от газа

2.2.1 Механизм выделения газа из нефти

При снижении давления до давления насыщения происходит процесс выделения газа из-за недонасыщения нефти газом. Такое выделение газа происходит на всех этапах транспортировки и подготовки нефти (в стволе скважины, промысловых трубопроводах, сепараторах, отстойниках и т.д.).

Сепарационные установки обычно используются для извлечения газа из нефти без частичного или частичного обезвоживания, или с использованием технологии, которая позволяет продолжать процессы сепарации газа, извлеченного из нефти.

Давление и температура являются основными параметрами, заданными в процессе сепарации, создающие условия для полного отделения газа от нефти.

Дегазация нефти сопровождается процессами, которые оказывают влияние друг на друга:

- зарождение, формирование и выделение газовой фазы в виде пузырьков;
- распределение компонентов (как углеводородных, так и не углеводородных) между жидкой и газовой фазами.

Наиболее наглядно механизм выделения газа из нефти можно рассмотреть на примере горизонтального сепаратора. Поступающий в емкость флюид ударяется о входную перегородку, при этом импульс потока резко снижается. На данной перегородке происходит первичное разделение газожидкостной смеси за счёт гравитационного осаждения более крупных капель на границу раздела фаз, которые были унесены газом.

После нефть отстаивается в секции сбора. Время отстаивание является наиболее важным фактором для полного всплывания пузырьков газа, унесенных жидкостью. Жидкость покидает емкость через клапан регулирования уровня раздела фаз при фиксации уровнемером факта повышения данного уровня.

В секции вторичной происходит осаждение на границу раздела фаз более мелких капель жидкости, которые остались в газе после прохождения через каплеотбойник. Для улавливания и коагуляции таких капель мелкого диаметра используют каплеотбойник или коалесцирующую сетку (рисунок 6) [15].

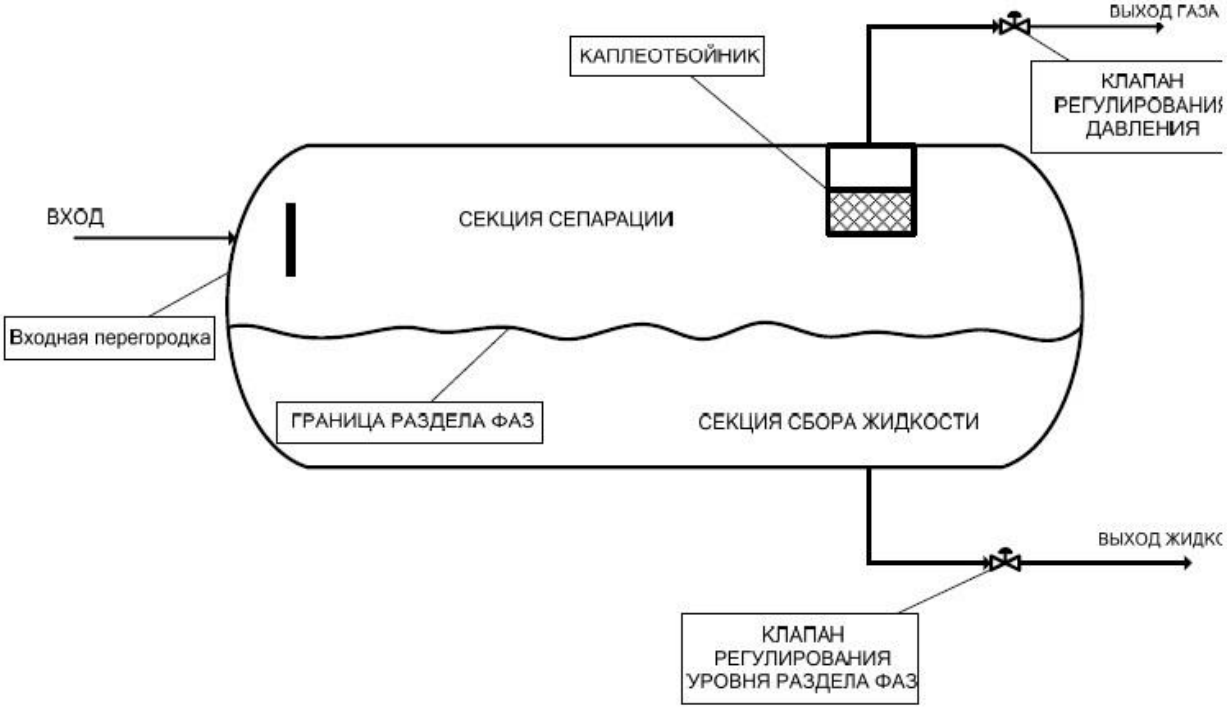


Рисунок 6 – Горизонтальный сепаратор

Требуемое давление поддерживается клапаном регулировки давления, которое осуществляется путем управления расходом покидающего емкость газа. Максимальную и наиболее эффективное значение площади поверхности раздела фаз считают 50%.

2.2.2 Влияние факторов на процесс сепарации нефти от газа.

В основном выделяют два основных показателя, влияющие на процесс сепарации – унос капелек нефти вместе с газом и полноту извлечения газа из нефти. Данные показатели зависят от следующих параметров:

- число ступеней сепарации;

- давление по ступеням сепарации;
- температуры и объёма поступающей нефтегазовой смеси;
- конструкции сепараторов.

Повышение давления в сепараторе приводит к уменьшению плотности и вязкости нефти, увеличению содержания лёгких углеводородов в нефти, которые при снижении давления до атмосферного улетучиваются.

Повышение давление влияет на состав отсепарированного газа, происходит уменьшение содержания пропана, бутанов и пентанов плюс высшие, при этом идёт увеличение содержания метана.

Температура сепарации оказывает существенное влияние на состав и количество выделяющегося газа. При повышении температуры увеличивается количество (объём) выделяющегося газа и растёт содержание в нём тяжёлых углеводородов. Искусственно температуру нефтегазовой смеси при изменении режима сепарации, как правило, не меняют, поэтому основное влияние температуры на сепарацию связывают с изменением температуры окружающей среды и дебитом скважины [16].

Увеличение производительности (расхода) по нефти приводит к резкому возрастанию уноса газа вместе с нефтью, особенно это заметно при использовании вертикальных гравитационных сепараторов. Можно вывести зависимость, чем выше скорость движения нефти, тем больше количество уносимого газа. Оптимальная производительность сепараторов в условиях сепарации больших количеств газонефтяной смеси достигается увеличением числа сепараторов.

Газовый фактор оказывает немалое влияние на качество сепарации. С его увеличением повышается унос газа вместе с нефтью. Влияние газового фактора наиболее заметно при сепарации в вертикальных гравитационных сепараторах нефтей с большими газовыми факторами. Такой процесс даже при небольших расходах газонефтяной смеси сопровождается потерями легких углеводородов [17].

2.2.3 Эффективность процесса сепарации нефти от газа

На стабильность работы всей газосборной системы оказывает существенное влияние эффективность работы сепараторов. Пропускную способность газопровода снижают образованные жидкостные и гидратные пробки, которые уменьшают внутреннее сечение газопровода.

Эффективность работы сепаратора оценивается двумя коэффициентами. При этом работа сепаратора считается наиболее эффективной, при минимальных значениях этих показателей.

Первый это коэффициент уноса жидкости из каплеуловительной секции потоком газа, второй – коэффициент уноса газа из секции сбора потоком нефти.

$$K_{Ж} = q_{Ж} / Q_{Г};$$

$$K_{Г} = q_{Г} / Q_{Ж},$$

где $q_ж$ и $q_г$ – объемные расходы капельной жидкости и свободного газа, уносимые из сепаратора потоком газа и потоком жидкости соответственно, при рабочих условиях, м3 /ч.

$Q_г$ и $Q_ж$ – объемные расходы газа и жидкости (нефти) при рабочих условиях в сепараторе, м3 /ч;

Выделяют ряд факторов, влияющих на эффективность сепарации:

- рабочие давление и температура;
- расход и дисперсное состояние газожидкостной смеси;
- физико-химические свойства нефти и газа;
- особенности конструкции сепаратора (наличие диспергаторов, каплеуловительных насадок);
- средняя скорость газа в свободном сечении сепаратора;
- уровень и время задержки жидкости в сепараторе [15].

Фактор дисперсного состояния нефтегазовой смеси заключается в том, что наиболее эффективное выделение газа из нефти возможно только при мелкодисперсном состоянии смеси, которое достигается путём использования диспергаторов или насадок форсуночного типа.

Значения зависимости степени очистки газа от средней скорость газа в свободном сечении сепаратора представлена на рисунке 7. Максимальная степень очистки газа достигается при наименьших значениях скорости.

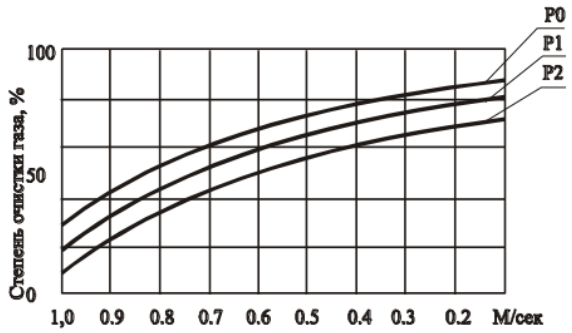


Рисунок 7 – Степень очистки газа от жидкости и твердых частиц в зависимости от скорости газа и давления

Значения давления и температуры сепарации влияют на коэффициент уноса газа нефтью. При повышении давления увеличивается ранее упомянутый коэффициент, при повышении температуры – уменьшается. Как следствие увеличения температуры, уменьшается вязкость и увеличивается скорость всплытия пузырьков газа. Расход нефтегазовой смеси также оказывает влияния на коэффициент уноса газа нефтью, он растёт при большом расходе так как газ не успевает полноценно выделиться. Для того, чтобы уменьшить коэффициент уноса газа необходимо количество сепараторов.

Из физико-химических свойств нефти и газа, влияющих на процесс сепарации выделяют:

- вязкость;
- поверхностное натяжение;
- способность к пенообразованию.

Производительность сепаратора и скорость всплытия пузырька газа в нефти обратно пропорциональны вязкости нефти. Чем меньшим поверхностным обладает нефть на границе с газом, тем легче подвергается процессу разгазирования.

Способ ввода скважинной продукции, наличие диспергаторов, каплеуловительных насадок, полок оказывает влияние на процесс сепарации.

Время задержки жидкости в сепараторе влияет на коэффициент уноса газа жидкостью обратно пропорционально. Увеличение времени пребывания жидкости в сепараторе увеличивает количество выделевшихся пузырьков, которые были захвачены нефтью. Для различных условий сепарации выбор конкретного времени задержки производится только по результатам исследования уноса жидкости и газа [15].

2.3 Обезвоживание и обессоливание нефти. Факторы, влияющие на эффективность данных процессов.

Предварительный сброс пластовой воды предназначен для повышения производительности установки подготовки нефти и уменьшения коррозии трубопроводов. В основном, установки используются при невозможности нормального функционирования действующего оборудования в связи с возрастающим объемом поступающей жидкости. В частном случае, данная проблема возникает при использовании отстойников малого объёма.

В условиях необходимости снижения нагрузок на действующее оборудование требуется осуществлять отбор воды во всех точках технологической схемы, где выделяется свободная вода. Данный принцип необходимо применять из-за способности газоводонефтяной смеси к стабилизации и повторному диспергированию. Помимо снижения нагрузок на действующее оборудование появляется возможность повысить надежность оборудования или исключить его часть из технологической схемы.

Выделяют путевой и централизованный сброс (на ДНС и перед УПН). Сбор на ДНС должен обеспечивать транспорт нефти до УПН и второй ступени сепарации, поэтому процесс сброса осуществляется под избыточным давлением.

Процесс обезвоживания должен доводить параметр содержания воды в нефти до требований ГОСТ Р 51858-2002 (0,5 масс.%).

Обессоливание нефти осуществляется смешением обезвоженной нефти с пресной водой, задачей данного процесса является снижение концентрации хлористых солей, а основой – процесс коалесценции капель пластовой и пресной воды. В результате уменьшается средняя концентрация солей в воде после их распределения по объёму. После созданная эмульсия проходит повторно процесс обезвоживания.

В основном эксплуатируются две установки обезвоживания и обессоливания нефти:

- термохимическая установка обезвоживания нефти (ТХУ);
- электрообессоливающая установка (ЭЛОУ).

Принципиальная схема термохимической установки представлена на рисунке 8. В нефтяную эмульсию перед входом в теплообменник добавляют деэмульгатор и подают в трубчатую печь, где происходит доведение до капель пластовой воды и разрушение асфальтосмолистых веществ. Далее в отстойнике неустойчивая эмульсия из печи подвергается расслоению. Обезвоженная нефть, подается в теплообменник, отдает часть тепла нефтяной эмульсии и поступает в товарный резервуар. Вода откачивается на установку по подготовке вод [15].

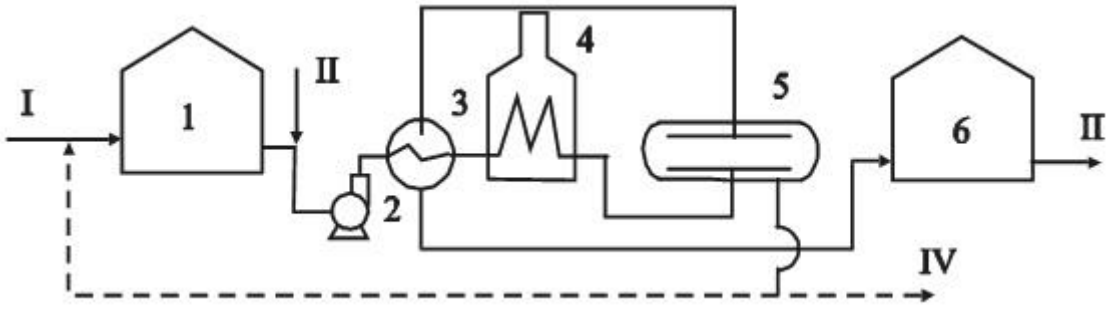


Рисунок 8 – Технологическая схема термохимической установки обезвоживания нефти

1 – сырьевой резервуар, 2 – насос, 3 – теплообменник, 4 – трубчатая печь, 5 – отстойник, 6 – товарный резервуар, I – сырая нефть, II – реагент-деэмульгатор, III – товарная нефть, IV – пластовая вода

На рисунке 9 представлена принципиальная схема электрообессоливающей установки, которая является наиболее эффективной. Отличие данной схемы от предыдущей заключается в использовании электродегидратора, где соли растворяются в пресной воде, происходит разделение эмульсии, сверху выходит обезвоженная и обессоленная нефть [15].

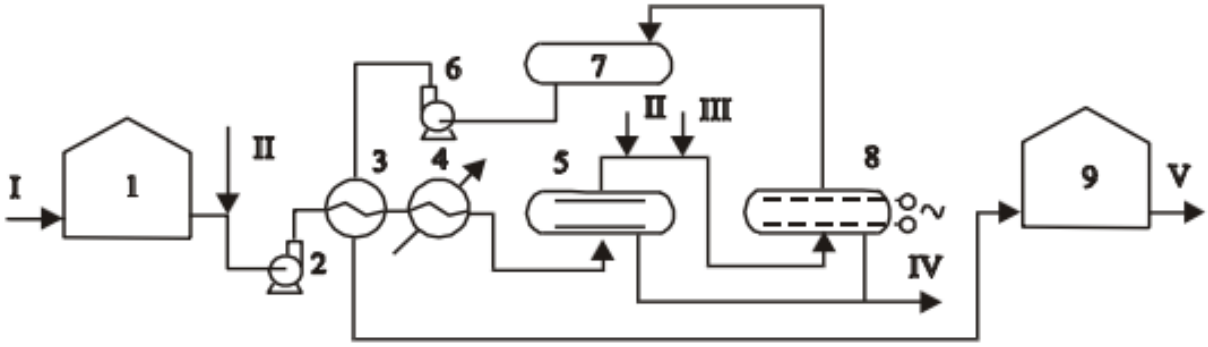


Рисунок 9 – Технологическая схема электрообезвоживающей установки

1 – сырьевой резервуар, 2, 6 – насосы, 3 – теплообменник, 4 – трубчатая печь, 5 – отстойник, 7 – промежуточная емкость, 8 - электродегидратор, 9 – товарный резервуар, I – сырая нефть, II – реагент-деэмульгатор, III – пресная вода, IV – пластовая вода, V – товарная нефть

На практике применяются комбинированные методы, сочетающие в себе отстаивание, обработку и воздействие химическими реагентами, воздействие тепла и электрического поля, динамическое отстаивание, воздействие энергии расширяющегося газа и турбулентных пульсаций движущегося потока, эффект контакта с дренажной водой в различных вариациях.

На эффективность процесса обезвоживания будут влиять такие же факторы, что и на процесс разделения эмульсий.

Одни из наиболее значимых факторов — это вязкость и плотность жидкостей, которые образуют эмульсию. Именно различие плотностей фаз

вызывает их гравитационное разделение. Скорость падения капли дисперсной фазы пропорционально квадрату её диаметра, поэтому диаметр частиц дисперсной фазы является фактором эффективности. Площадь поверхности отстаивания оказывает подобное влияние, как и площадь поверхности раздела фаз при сепарации.

Определяя факторы, влияющие на эффективность процесса обессоливания необходимо обозначить, что сущность данного процесса заключается в снижении концентрации хлористых солей в пластовой воде промысловой нефти, который возможен только при коалесценции капель пластовой и промывной вод. В итоге, для эффективности описанного ранее процесса необходимо:

- диспергировать промывную воду, выравнивая её плотность распределения капель до аналогичного параметра пластовой воды перед глубоким обезвоживанием;
- повысить температуру промывной воды и нефти. Это позволит снизить вязкость нефти и растворить кристаллы парафина на межфазных поверхностях капель, в результате получится сократить время до встречи капель воды;
- обеспечить снятие адсорбционной оболочки капель пластовой воды путём добавления деэмульгатора;
- обеспечить многократное диспергирование и коалесценцию капель пресной и пластовой вод в минимально возможное время.

2.4 Стабилизация нефти

Стабилизация нефти — это процесс отделения из нефти пропан-бутановой фракции и балластных газов (углекислый газ, азот и сероводород), для предотвращения потерь целевых продуктов при хранении и транспортировке.

Стабилизация нефти производится двумя наиболее распространенными способами:

- горячей (вакуумной) сепарацией;
- ректификацией.

Применимость того или иного процесса зависит от конкретных условий и требований к качеству продукции. В основном данные процессы проводятся на комплексных установках совместно с обессоливанием и обезвоживанием.

При горячей (вакуумной) сепарации ухудшается качество нефти, из-за отделения большого количества высокомолекулярных углеводородов, содержащихся в широкой фракции лёгких углеводородов (ШФЛУ).

В комбинации с горячей сепарацией применяются технологии доизвлечения высокомолекулярных углеводородов из ШФЛУ:

- однократная или фракционированная конденсация с компрессией;
- абсорбция или ректификация [15].

Ректификация – это процесс многократного испарения и конденсации углеводородов, в ходе которого исходная смесь разделяется на два или более компонентов, происходящий на ректификационных тарелках. Существуют условия осуществления процесса ректификации:

- наличие двух встречных потоков (жидкого и парового);
- разность температур между тарелками, которая создается подачей части конденсата («холодным орошением») на верхнюю тарелку.

После прохождения процессов подготовки нефть должна удовлетворять следующим требованиям ГОСТ Р 51858-2002 [12].

3 ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА НА УПН Х НГКМ

3.3 Повышение эффективности работы УПН путем подбора оптимальных параметров

Моделирование одной очереди установки подготовки нефти месторождения Х производилось программном комплексе UniSim Design R460, предметом моделирования была выбрана третья очередь, что отражает нынешнее состояние подготовки нефти на месторождение, связанное с снижением темпов добычи. Программный комплекс UniSim Design R460 позволяет рассчитать компонентный состав и термодинамические свойства целевого продукта, производить моделирование технологических схем различной сложности, связанных с подготовкой нефти, газа и воды.

С целью оценки точности моделирования было проведено сравнение значения плотности целевого продукта, полученного после моделирования с лабораторными данными, полученными 1-го мая 2022 года на входе в первый резервуар (РВС-1). Погрешность составила 0,6 процента, что входит в предел допустимых.

Таблица 8 – Оценка погрешности модели

Величина		Значение
Плотность при стандартных условиях, кг/м^3	лабораторные данные	753,7
	данные моделирования	758,1
Погрешность, %		0,58

Объектом моделирования была выбрана третья очередь установки подготовки нефти. Расположение объектов и рабочие параметры соответствуют данным технологического регламента. Исключением является отсутствие блока

автоматического дозирования подачи реагента (БАПР), который предназначен для дозирования деэмульгатора, ингибиторов коррозии и парафиноотложений в поток общего сборного коллектора. Эмульсия из БАПР поступает на вход в сепаратор первой ступени, где происходит дегазация, далее поток направляется в путевой подогреватель и после в сепаратор второй ступени. Сепаратор второй ступени является трехфазным, здесь отделяется значительное количество воды, а нефть, через отстойник, поступает на концевую ступень сепарации, где отделяется газ низкого давления, а сам поток нефти направляется в резервуар.

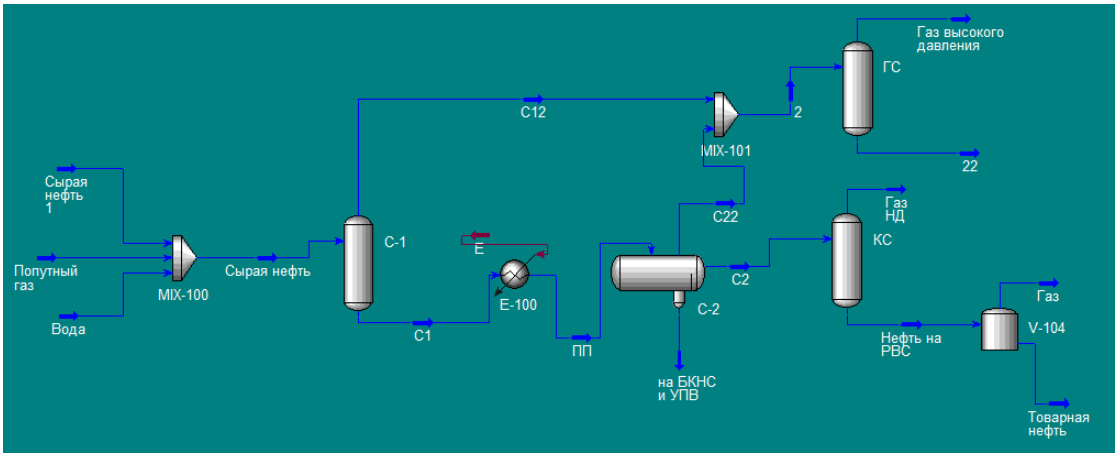


Рисунок 10 – Модель третьей очереди технологической схемы установки подготовки нефти в «Honeywell UniSim Design»

Материальный баланс третьей ступени технологической схемы УПН Х представлен в таблице 9. При действующих технологических параметрах, взятых из регламентирующей документации, выход товарной нефти из поступающей эмульсии составил 28,06 %.

Таблица 9 – Материальный баланс установки подготовки нефти.

	Приход			Расход	
	% масс	кг/ч		% масс	кг/ч
Эмульсия	100	321000	Подготовленная нефть в том числе: Нефть Вода	 28,06 47,88	 90080 153700
			Газ	24,06	77220
Итого	100	321000	Итого	100,00	321000

На рисунке 11 представлен компонентный состав эмульсии, приходящей на установку.

	Mass Fractions	Vapour Phase	Liquid Phase
Methane	0,094962	0,452842	0,002155
Ethane	0,019940	0,091485	0,002858
Propane	0,047164	0,189442	0,024749
i-Butane	0,026616	0,081192	0,031135
n-Butane	0,029491	0,078412	0,042209
i-Pentane	0,014175	0,020622	0,031681
n-Pentane	0,011014	0,013115	0,026559
Nitrogen	0,008429	0,040398	0,000050
CO2	0,006368	0,029611	0,000461
H2O	0,480329	0,002341	0,000038
Oxygen	0,000031	0,000147	0,000000
C6+*	0,261479	0,000392	0,838106

Рисунок 11 – Компонентный состав эмульсии

Компонентный состав товарной нефти, выходящей из УПН представлен на рисунке 12. Товарная нефть выходит из УПН с наибольшим содержанием углеводородов С6+. Показатель давления насыщенных паров на входе в первый резервуар равен 53,96 кПа, при фактическом значении 59,7 кПа.

	Mole Fractions	Vapour Phase	Liquid Phase
Methane	0,000034	0,010706	0,000034
Ethane	0,000371	0,024779	0,000371
Propane	0,011139	0,229436	0,011139
i-Butane	0,025545	0,214570	0,025545
n-Butane	0,042475	0,272611	0,042475
i-Pentane	0,042307	0,112056	0,042307
n-Pentane	0,038495	0,083603	0,038495
Nitrogen	0,000000	0,000056	0,000000
CO2	0,000021	0,002593	0,000021
H2O	0,000389	0,043566	0,000389
Oxygen	0,000000	0,000000	0,000000
C6+*	0,839224	0,006023	0,839224

Рисунок 12 – Компонентный состав товарной нефти

Подбор оптимальных параметров позволяет выявить ряд зависимостей количественных и качественных параметров от давления и температуры. Зависимости, выполненные с помощью встроенных утилит, представлены на рисунках 13 - 23. Анализ графиков позволяет сделать ряд выводов:

- повышение давления на первой ступени сепарации повышает расход, понижает вязкость и незначительно уменьшает массовую долю выхода лёгких фракций;

– повышение температуры на второй ступени сепарации понижает расход, вязкость, массовую долю выхода лёгких фракций и повышает выход целевого продукта;

– повышение давления на той же ступени сепарации увеличивает расход и массовую долю выхода лёгких фракций, но понижает вязкость и выход целевого продукта.

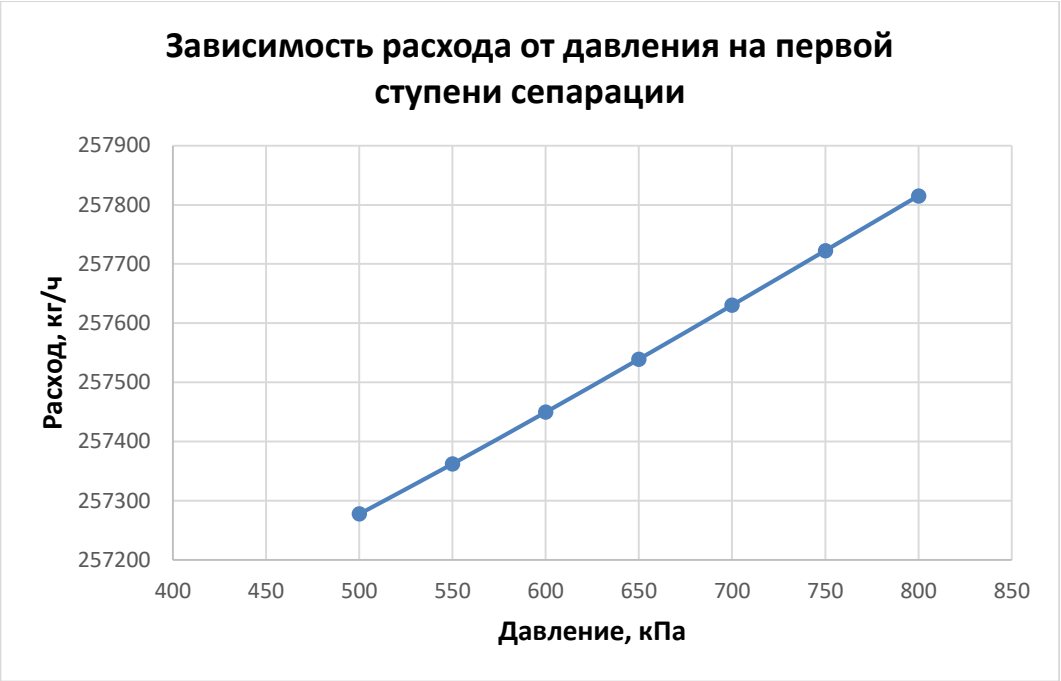


Рисунок 13 – Зависимость расхода от давления на первой ступени сепарации

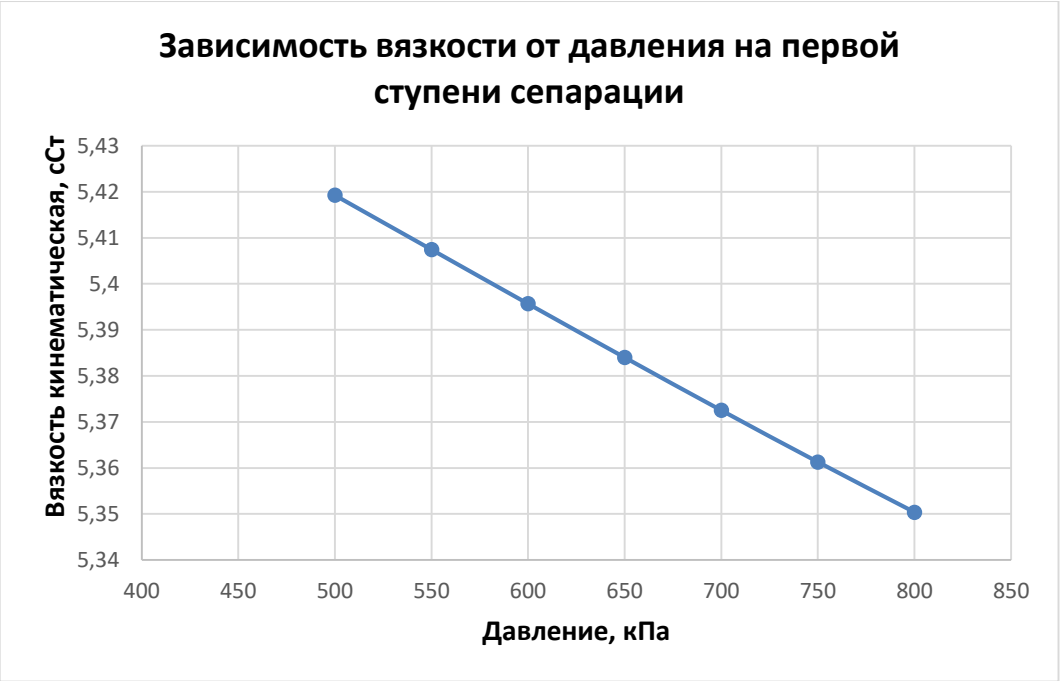


Рисунок 14 – Зависимость вязкости от давления на первой ступени сепарации

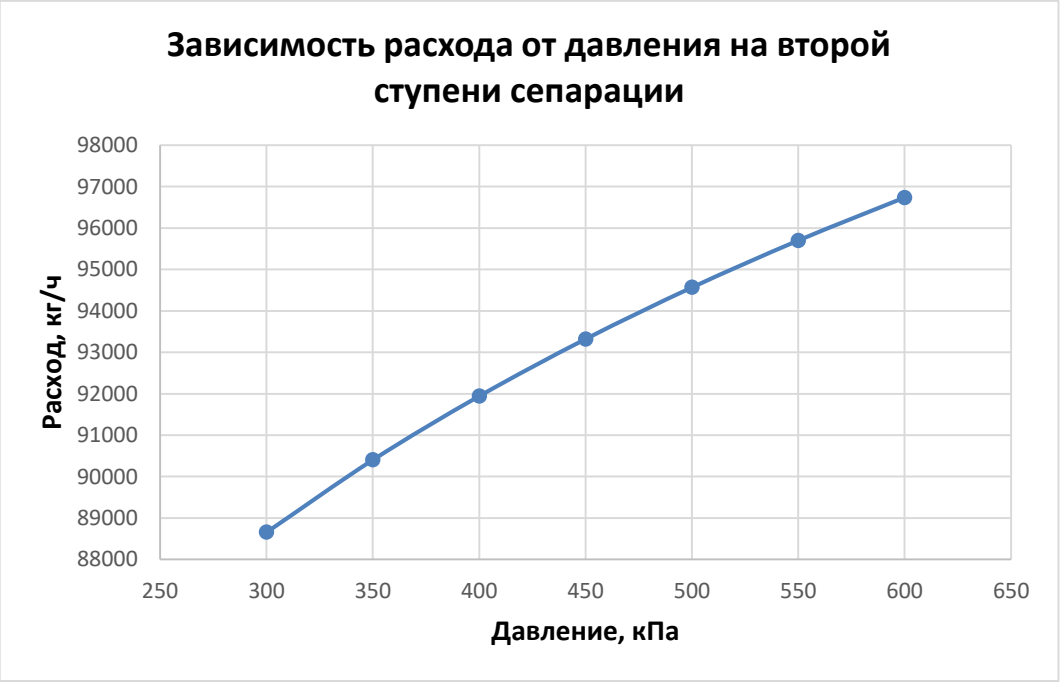


Рисунок 15 – Зависимость расхода от давления на второй ступени сепарации

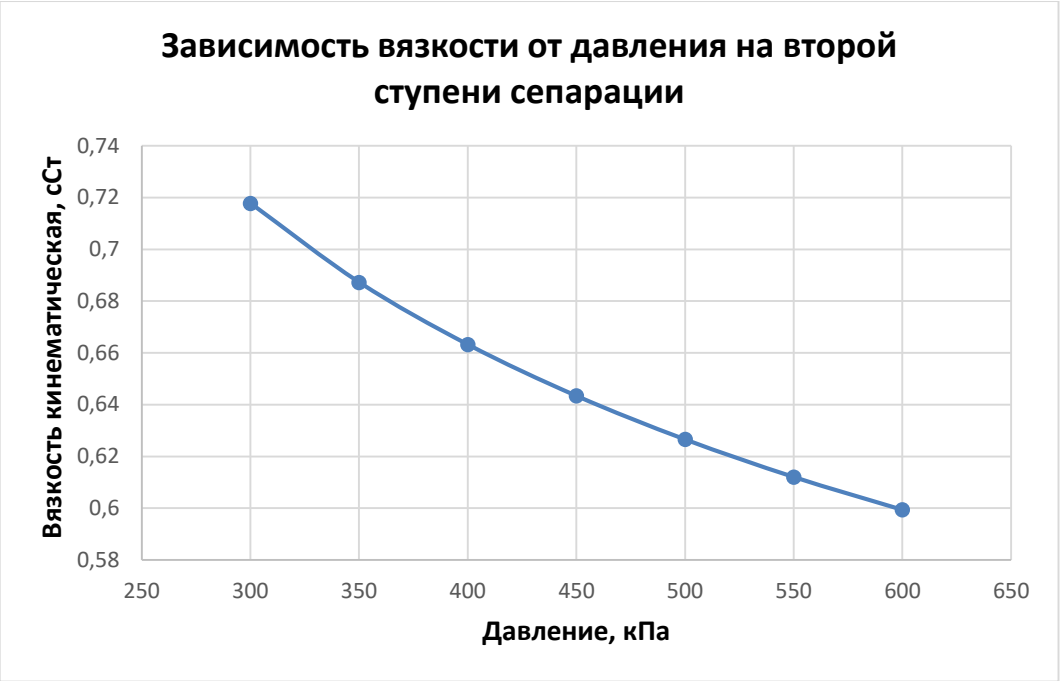


Рисунок 16 – Зависимость вязкости от давления на второй ступени сепарации

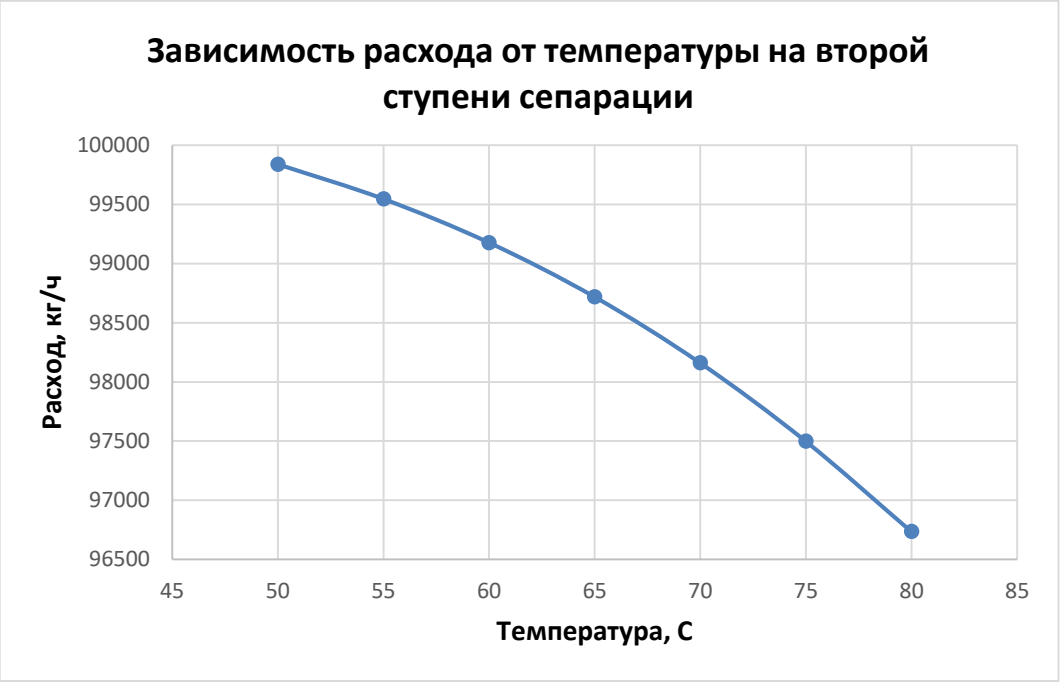


Рисунок 17 – Зависимость расхода от температуры на второй ступени сепарации

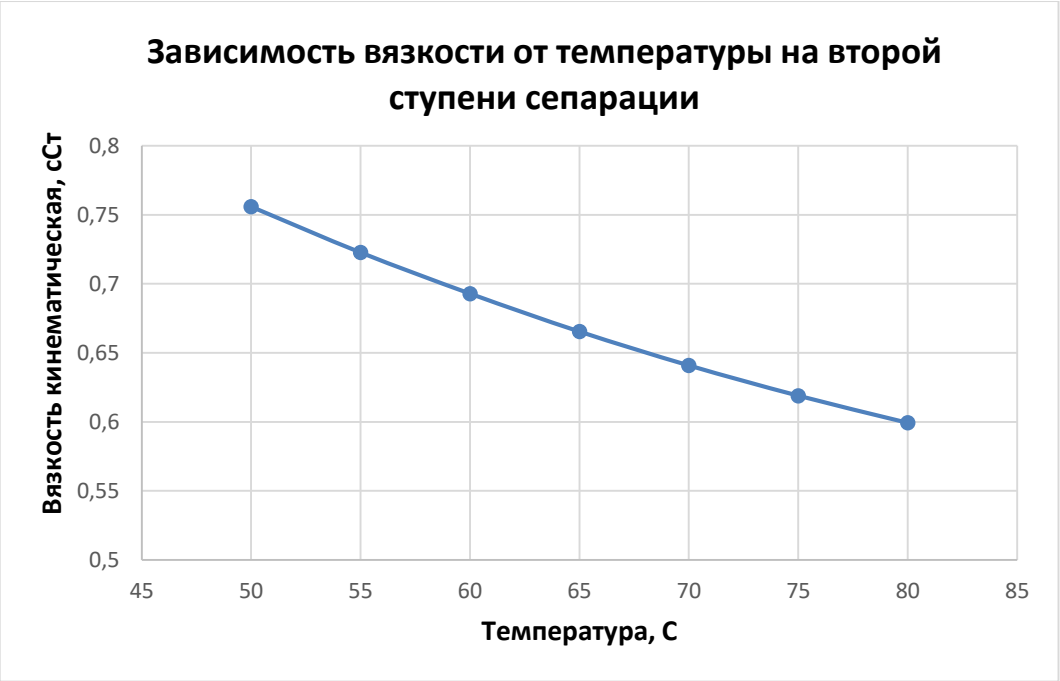


Рисунок 18 – Зависимость вязкости от температуры на второй ступени сепарации

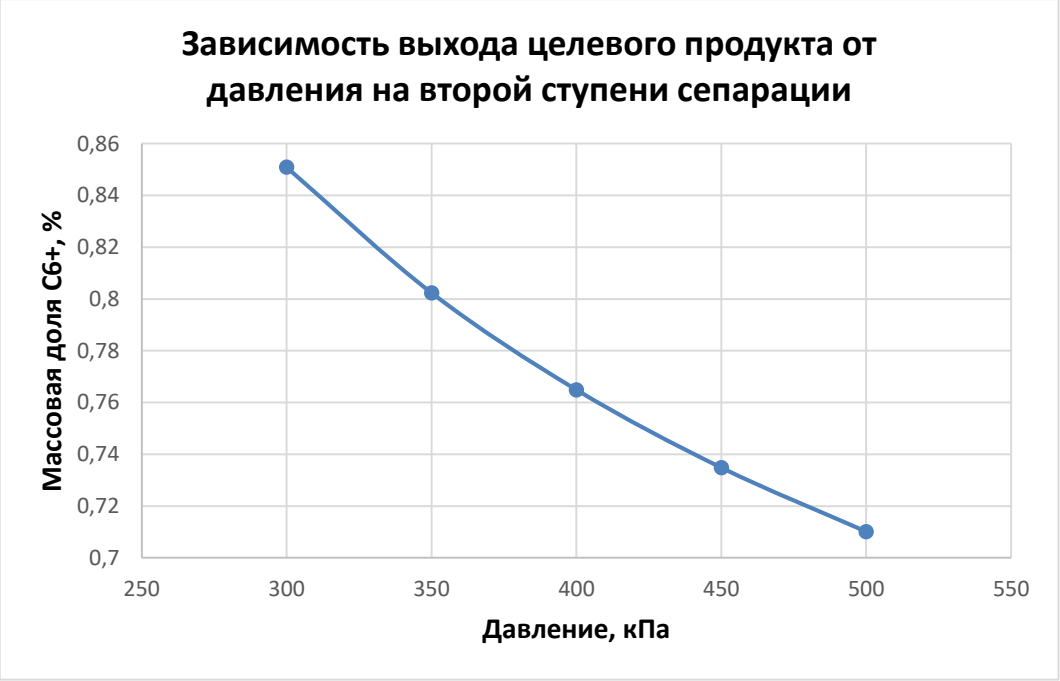


Рисунок 19 – Зависимость выхода целевого продукта от давления на второй ступени сепарации

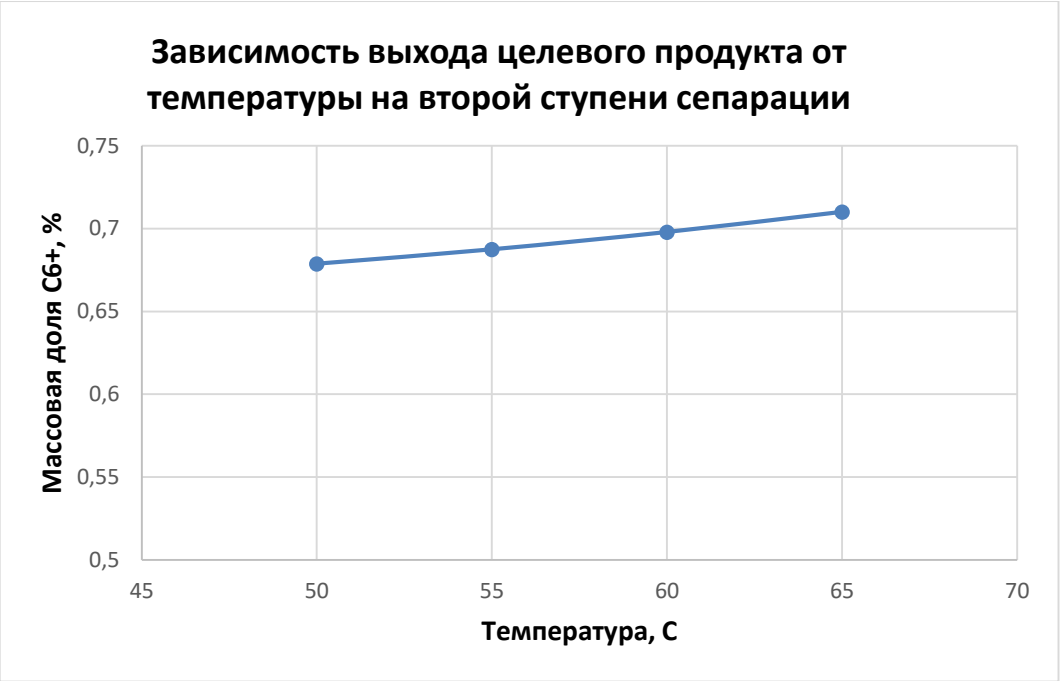


Рисунок 20 – Зависимость выхода целевого продукта от температуры на второй ступени сепарации

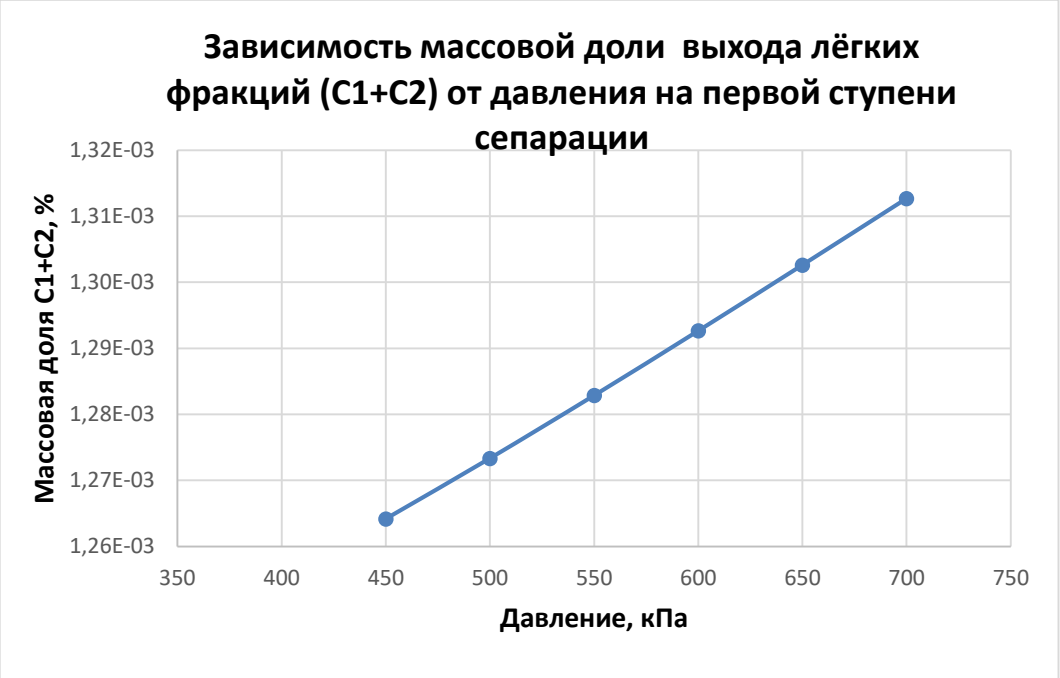


Рисунок 21 – Зависимость массовой выхода лёгких фракций от давления на первой ступени сепарации

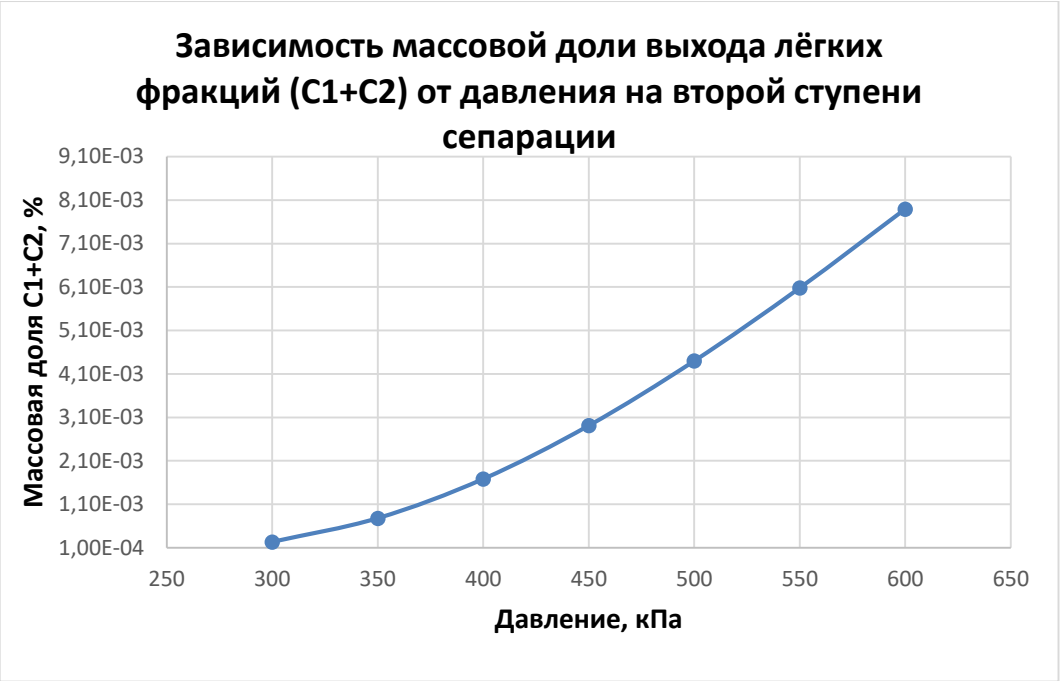


Рисунок 22 – Зависимость массовой выхода лёгких фракций от давления на второй ступени сепарации

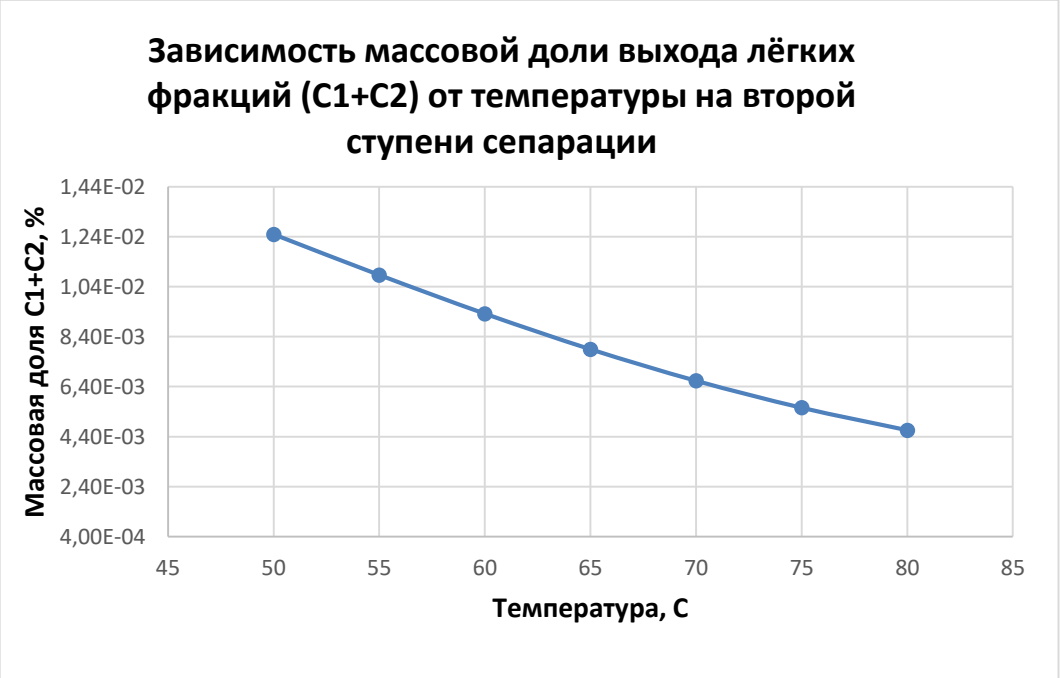


Рисунок 23 – Зависимость массовой выхода лёгких фракций от температуры на второй ступени сепарации

Таблица 10 – Сравнительный анализ рабочих параметров установки

Параметры	Технологические параметры			Оптимальные параметры		
	1 ступень	2 ступень	КС	1 ступень	2 ступень	КС
Давление, МПа	0,5	0,4	0,1	0,7	0,35	0,1
Температура, °С	13	55	48	13	65	55
ДНП, кПа	-	-	53,96	-	-	60,45
Расход, кг/ч	90800			92091		

Подбор оптимальных параметров установки, выполненный с учётом ранее выявленных зависимостей, представлен в таблице 10. Увеличение расхода товарной нефти составило 1291 кг/ч или 1,4%. На рисунке 24 представлен компонентный состав нефти, после подбора оптимальных параметров увеличилась массовая доля целевого продукта на 1,16%.

	Mole Fractions	Vapour Phase	Liquid Phase
Methane	0,000010	0,003180	0,000010
Ethane	0,000221	0,016359	0,000221
Propane	0,008804	0,205454	0,008804
i-Butane	0,022756	0,220335	0,022756
n-Butane	0,038806	0,288863	0,038806
i-Pentane	0,040857	0,127533	0,040857
n-Pentane	0,037423	0,096394	0,037423
Nitrogen	0,000000	0,000007	0,000000
CO2	0,000010	0,001328	0,000010
H2O	0,000264	0,032417	0,000264
Oxygen	0,000000	0,000000	0,000000
C6+*	0,850847	0,008129	0,850847

Рисунок 24 – Компонентный состав товарной нефти после подбора параметров

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8Д	Подгаецкий Михаил Владимирович

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	**Отделение**	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	**Направление/специальность**	21.03.01 Нефтегазовое дело Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

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 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	
1. Оценка конкурентоспособности ИР *2.* Матрица SWOT *3.* Диаграмма Ганта *4.* Бюджет НИ *5.* Основные показатели эффективности НИ	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кащук Ирина Владимировна	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Д	Подгаецкий Михаил Владимирович		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Основная цель данного раздела – оценить перспективность развития и планировать финансовую и коммерческую ценность конечного продукта, представленного в рамках исследовательской программы. Коммерческая ценность определяется не только наличием более высоких технических характеристик над конкурентными разработками, но и тем, насколько быстро разработчик сможет ответить на следующие вопросы – будет ли продукт востребован на рынке, какова будет его цена, каков бюджет научного исследования, какое время будет необходимо для продвижения разработанного продукта на рынок.

Данный раздел, предусматривает рассмотрение следующих задач:

- Оценка коммерческого потенциала разработки.
- Планирование научно-исследовательской работы;
- Расчет бюджета научно-исследовательской работы;
- Определение ресурсной, финансовой, бюджетной эффективности исследования.

Целью данной НИ (ВКР) является повышение эффективности подготовки нефти на УПН Х нефтегазоконденсатного месторождения в Томской области, обеспечивающих качественное и количественное увеличение выхода целевого продукта.

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

4.1.1 Анализ конкурентных технических решений

В ходе исследования были рассмотрены две конкурирующие разработки ингибитора различного состава:

1) Установка сепарации с использованием трубчатых печей или подогревателей;

2) Установка нефтегазоводоразделитель типа «Heater-Treater».

Данное исследование проводится с целью выявления достоинств и недостатков разработок. В таблице 11 продемонстрированно сравнение разработок-конкурентов и разработки данного НИ с точки зрения технических и экономических критериев оценки эффективности.

Таблица 11 – Сравнение конкурентных технических решений

Критерии оценки	**Вес критерия**	**Баллы**			**Конкуренто-способность**		
		$Б_ф$	$Б_{к1}$	$Б_{к2}$	$К_ф$	$К_{к1}$	$К_{к2}$
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Актуальность исследования	0,1	5	4	3	0,5	0,4	0,3
2. Степень уноса газа жидкостью	0,14	5	5	5	0,5	0,5	0,5
3. Степень уноса жидкости газом	0,18	5	5	5	0,5	0,5	0,5
4. Применимость технологии	0,14	5	5	5	0,5	0,5	0,5
5. Простота изготовления	0,05	3	3	3	0,3	0,3	0,3
6. Эффективность работы	0,05	5	5	5	0,5	0,5	0,5
7. Безопасность	0,08	4	4	4	0,4	0,4	0,4
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Цена реализации	0,12	3	3	3	0,36	0,36	0,36
2. Предполагаемый срок эксплуатации	0,06	4	5	3	0,48	0,6	0,36
3. Финансирование научной разработки конкурентных товаров и разработок	0,08	4	4	4	0,48	0,48	0,48
Итого	**1**	**43**	**43**	**40**	**4,52**	**4,54**	**4,2**

Расчёт конкурентоспособности, на примере стабильности срабатывания, определяется по формуле:

$$К = \sum В_i * Б_i = 4{,}52$$

где К – конкурентоспособность проекта; $В_i$ – вес показателя (в долях единицы); $Б_i$ – балл показателя.

Проведённый анализ конкурентных технических решений показал, что исследование является наиболее актуальным и перспективным, имеет конкурентоспособность.

4.1.2 SWOT – анализ

SWOT – Strength (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ инженерного проекта. SWOT – анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды 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 12.

- 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 12 – Матрица SWOT

Сильные стороны	**Слабые стороны**
С1.Высокая технологичность и эффективность инженерного решения.	Сл1. Наличие большого количества показателей, используемых для сравнения разработок.
С2. Низкий порог требований для оборудования, используемого в процессе анализа.	Сл2. Высокая стоимость оборудования.
С3. Более свежая информация, которая была использована для разработки проекта.	Сл3. Относительная сложность конструкции.
С4. Снижение времени технологического процесса.	Сл4. Изготовление оборудования на заказ.
Возможности	**Угрозы**
В1. Увеличение количества объектов разработки с низкими давлениями.	У1. Появление более дешевых аналогов.
В2. Повышение стоимости на конкурентные разработки.	У2. Высокий уровень конкуренции на рынке.
В3. Снижение экономических потерь, за счет увеличения степени разделения углеводородов.	У3. Повышение вероятности поломки оборудования.

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон инженерного решения внешним условиям окружающей среды.

Составляется интерактивная матрица, с помощью которой можно оценить варианты стратегического выбора.

(+) – Сильное соответствие сторон возможностям;

(-) – Слабое соответствие сторон возможностям;

(0) – Сомнения в выборе.

Результаты анализа соответствий сильных сторон с возможностями представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Результаты анализа соответствий сильных сторон с возможностями

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		С1	С2	С3	С4
	В1	+	+	+	+
	В2	0	-	-	+
	В3	+	+	+	+

Анализируя данные интерактивной матрицы проекта, можно сделать вывод о сильной корреляции В1С1С3С2, В1В2В3С4, В3С1С3С2, что позволяет нам говорить о единой природе данных возможностей.

Третий этап заключается в составлении итоговой матрицы SWOT – анализа, которая приводится в данной работе (таблица 14).

Таблица 14 – SWOT – анализ

Сильные стороны научно-исследовательского проекта	**Слабые стороны научно-исследовательского проекта**
С1. Высокая технологичность и эффективность инженерного решения; С2. Низкий порог требований для оборудования, используемого в процессе анализа; С3. Более свежая информация, которая была использована для разработки проекта; С4. Снижение времени технологического процесса;	Сл1. Наличие большого количества показателей, используемых для сравнения разработок; Сл2. Высокая стоимость оборудования; Сл3. Относительная сложность конструкции; Сл4. Изготовление оборудования на заказ;
Направления развития	**Сдерживающие факторы**
В1С1С2. Увеличение количества объектов является положительным моментом при возможности сокращения времени технологического процесса; В3С3С4. Высокая изученность данной разработки и наличие свежей информации позволяет обойти низкоизученные конкурентные разработки.	С1Сл3Сл4 Высокая технологичность и сложность конструкции влечет повышение вероятность поломки оборудования. В1У1У2 Увеличение количества объектов разработки с низкими давлениями повлечет рост спроса и появление более дешевых аналогов.
Угрозы развития	**Уязвимости**
У1С1. Появление более дешевых аналогов может привести к снижению спроса даже на высоко эффективную разработку; У3С4. Повышение вероятности поломки оборудования может повлечь за собой долгий межремонтный период.	У1Сл1. Появление дешевых конкурентов может создать уязвимости для разработок, имеющих большие неопределенности; У1Сл2. Высокий уровень конкуренции на рынке может предоставить более дешевую продукцию.

В результате SWOT – анализа показано, что на преимущества разрабатываемой технологии преобладают над её недостатками. Результаты анализа учтены в дальнейшей научно – исследовательской разработке.

4.2 Планирование научно-исследовательских работ

4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- Определение структуры работ в рамках научного исследования;
- Определение участников каждой работы;
- Установление продолжительности работ;
- Построение графика проведения научных исследований.

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа в состав которой могут входить научные сотрудники и преподаватели, инженеры, техники и лаборанты, численность групп может варьироваться. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей.

В данном разделе составлен перечень этапов работ в рамках проведения научного исследования, проведено распределение исполнителей по видам работ. Порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 15.

Таблица 15 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания, утверждение плана-графика	Научный руководитель
	2	Календарное планирование выполнения работ	Инженер, научный руководитель

Продолжение таблицы 15

Выбор способа решения поставленной задачи	3	Обзор научной литературы	Инженер
	4	Выбор методов исследования	Инженер
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Планирование моделирования	Инженер, научный руководитель
	6	Подготовка данных для моделирования	Инженер
	7	Проведение моделирования	Инженер
Обобщение и оценка результатов	8	Обработка полученных данных	Инженер
	9	Оценка правильности полученных результатов	Инженер, Научный руководитель
Оформление отчета по НИР (комплекта документации по ОКР)	10	Составление пояснительной записки	Инженер

Данная таблица дает информацию о структуре проделанных работ в рамках данного исследования.

4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения

Трудовые затраты в большинстве случаях образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Расчет трудоемкости выполнения научного исследования оценивается в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоёмкости $t_{ожi}$ используется следующая формула:

$$t_{ожi} = \frac{3t_{min\ i} + 2t_{max\ i}}{5}$$

где $t_{ожi}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i-ой работы, чел. – дн.;

$t_{min\,i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i-ой работы, чел. – дн.;

$t_{max\,i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i-ой работы, чел. – дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях $\mathrm{Т_{р}}_i$, учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65 %.

$$\mathrm{Т_{р}}_i = \frac{t_{\mathrm{ож}i}}{\mathrm{Ч}_i}$$

где $\mathrm{Т_{р}}_i$ – продолжительность одной работы, раб.дн.;

$t_{\mathrm{ож}i}$– ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.

$\mathrm{Ч}_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Пример расчета (календарное планирование выполненных работ), для остальных работ расчет проводится аналогично:

$$t_{\mathrm{ож}} = \frac{3 * t_{min} + 2 * t_{max}}{5} = \frac{3 * 2 + 2 * 6}{5} = 3{,}2 \text{ чел} - \text{дней};$$

$$T_p = \frac{t_{\mathrm{ож}}}{\mathrm{Ч}} = \frac{3{,}2}{2} = 1{,}8 \text{ дней}.$$

4.2.3Разработка графика проведения научного исследования

Для удобства построения графика, продолжительность каждого из этапов работ следует из рабочих дней перевести в календарные. Для этого воспользовались формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} * k_{\mathrm{кал}}$$

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:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году;

$$k_{\text{кал}} = \frac{\text{Т}_{\text{кал}}}{\text{Т}_{\text{кал}} - \text{Т}_{\text{вых}} - \text{Т}_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 104 - 14} = 1{,}48$$

Расчеты временных показателей проведения научного исследования обобщены в таблице 16.

Таблица 16 – Расчеты временных показателей проведения научного исследования

Название работы	**Трудоёмкость работ**						**Длительность работ в рабочих днях** $T_{\text{р}i}$	**Длительность работ в календарных днях** $T_{\text{к}i}$
	t_{min}, чел-дни		t_{max}, чел-дни		$t_{ожi}$, чел-дни			
	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1. Составление и утверждение технического задания, утверждение плана-графика	1	-	3	-	1,8	-	1,8	2,7
2. Календарное планирование выполнения ВКР	1	1	3	3	1,8	1,8	1,8	2,7
3. Обзор научной литературы	-	6	-	9	-	7,2	7,2	10,7
4. Выбор методов исследования	-	3	-	4	-	3,4	3,4	5,0
5. Планирование моделирования	3	5	5	8	3,8	6,2	5	7,4
6. Подготовка данных для моделирования	-	5	-	7	-	5,8	5,8	8,6
7. Проведение моделирования	-	5	-	7	-	5,8	5,8	8,6

Продолжение таблицы 16

8. Обработка полученных данных	-	18	-	24	-	20,4	20,4	30,2
9. Оценка правильности полученных результатов	3	4	4	5	3,4	4,4	3,9	5,8
10. Составление пояснительной записки	-	7	-	10	-	8,2	8,2	12,1
Итого:	**8**	**54**	**15**	**77**	**11**	**63**	**63**	**94**

Примечание: Исп. 1 – научный руководитель, Исп. 2 –инженер.

На основе таблицы составлен календарный план-график выполнения проекта с использованием диаграммы Ганта (таблица 17).

Таблица 17 – Диаграмма Ганта

№	Вид работ	Исп	$T_{кi}$, кал. дн.	Продолжительность работ											
				февр			март			апр			май		
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
1	Составление и утверждение технического задания, утверждение плана-графика	Исп1	2,7												
2	Календарное планирование выполнения ВКР	Исп1 Исп2	2,7												
3	Обзор научной литературы	Исп2	10,7												
4	Выбор методов исследования	Исп2	5,0												
5	Планирование эксперимента	Исп1 Исп2	7,4												
6	Подготовка образцов для эксперимента	Исп2	8,6												
7	Проведение эксперимента	Исп2	8,6												
8	Обработка полученных данных	Исп2	30,2												
9	Оценка правильности полученных результатов	Исп1 Исп2	5,8												
10	Составление пояснительной записки	Исп2	12,1												

Примечание:

– Исп. 1 (научный руководитель), – Исп. 2 (инженер)

4.3 Бюджет научно – технического исследования (НТИ)

При планировании бюджета научно-технического исследования учитывались все виды расходов, связанных с его выполнением. В этой работе использовать следующую группировку затрат по следующим статьям:

- материальные затраты научно-исследовательской работы (НИР);
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы НИР.

4.3.1 Расчёт материальных затрат НТИ (НИР)

Данная статья включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта.

Материальные затраты, необходимы для данной разработки, заносим в таблицу 18.

Таблица 18 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб.
Бумага для печати	шт.	2	628	1256
Картридж для лазерного принтера	шт	1	3 490	3 490
Комплекс канцелярских принадлежностей	шт.	1	1500	1500
ИТОГО				6246

Цены приняты на основании прайс-листа поставщика материалов: https://papirus-tomsk.ru, https://mvideo.ru.

4.3.2 Расчет амортизации специального оборудования

Расчет сводится к определению амортизационных отчислений, так как оборудование было приобретено до начала выполнения данной работы и эксплуатировалось раннее, поэтому при расчете затрат на оборудовании учитываем только рабочие дни по данной теме.

Расчет амортизации проводится следующим образом:

Норма амортизации: рассчитывается по формуле:

$$H_A = \frac{1}{n}, \tag{4.5}$$

где n– срок полезного использования в количестве лет.

Амортизация оборудования рассчитывается по формуле:

$$A = \frac{H_A И}{12} \cdot m, \tag{4.6}$$

где $И$ – итоговая сумма, тыс. руб.; m – время использования, мес.

Таблица 19 – Затраты на оборудование

№	Наименование оборудования	Кол-во, шт.	Срок полезного использования, лет	Цены единицы оборудования, тыс. руб.	Общая стоимость оборудования, тыс. руб.
1	ПЭВМ	1	3	30	30
Итого		30 тыс. руб.			

$$А = \frac{Н_А И}{12} \cdot m = \frac{0{,}33 \cdot 30000}{12} \cdot 3 = 2475 \text{ руб.}$$

4.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы

Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных

ставок. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемые ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20-30% от тарифа или оклада.

Месячный должностной оклад для руководителя:

$$З_м = З_{тс} * (1 + k_{пр} + k_д) * k_р = 30000 * (1 + 0{,}3 + 0{,}2) * 1{,}3 = 58\,500 \text{ руб.}$$

Месячный должностной оклад для инженера:

$$З_м = З_{тс} * (1 + k_{пр} + k_д) * k_р = 25000 * (1 + 0{,}3 + 0{,}2) * 1{,}3 = 48\,750 \text{ руб.}$$

где $З_{тс}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3;

$k_д$ – коэффициент доплат и надбавок составляет 0,2;

$k_р$ – районный коэффициент, равный 1,3 (для города Томска);

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{дн} = \frac{З_м * М}{F_д},$$

где $З_м$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

М – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дней М=11,2 месяца, 5-дневная неделя;

$F_д$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (таблица 20).

Таблица 20 - Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Инженер	Научный руководитель
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней, - Выходные дни/Праздничные дни	104/14	104/14
Потери рабочего времени отпуска, невыходы на работу	24/7	24/7
Действительный годовой фонд рабочего времени	216	216

Таким образом, для инженера и руководителя соответственно:

$$З_{дн} = \frac{З_м * М}{F_д} = \frac{58500 * 11{,}2}{216} = 3033{,}3 \text{ руб.},$$

$$З_{дн} = \frac{З_м * М}{F_д} = \frac{48750 * 11{,}2}{216} = 2527{,}8 \text{ руб.},$$

Основная заработная плата ($З_{осн}$) от предприятия рассчитывается по следующей формуле:

$$З_{осн} = З_{дн} * Т_р,$$

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

$Т_р$ – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.

$З_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Для руководителя и инженера соответственно:

$$З_{осн} = З_{дн} * Т_р = 2527{,}8 * 11 = 27\,806 \text{ руб.}$$

$$З_{осн} = З_{дн} * Т_р = 3033{,}3 * 63 = 191\,098 \text{руб.}$$

Таблица 21 - Расчёт основной заработной платы

Исполнители	$З_{тс}$, руб	$k_{пр}$	$k_д$	$k_р$	$З_м$, руб	$З_{дн}$, руб	$Т_р$, раб. дн	$З_{осн}$. руб
Руководитель	29000	0,3	0,2	1,3	56550	2932,2	11	27806
Инженер	20000	0,3	0,2	1,3	39000	2022,2	63	191098
							Итого $З_{осн}$. руб	218904

4.3.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций.

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$З_{доп} = k_{доп} * З_{осн},$$

где $k_{доп}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

Тогда для руководителя и инженера соответственно:

$$З_{доп} = k_{доп} * З_{осн} = 0{,}13 * 27806 = 3614{,}8 \text{ руб};$$

$$З_{доп} = k_{доп} * З_{осн} = 0{,}13 * 191098 = 24842{,}7 \text{ руб.}$$

где $k_{доп}$ – коэффициент дополнительной заработной платы, равный 0,13.

4.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые начисления)

Отчисления во внебюджетные фонды определяются по формуле:

– для руководителя:

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп})$$

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}) = 0{,}3 \cdot (27806 + 3614{,}8) = 9426 \text{ руб.}$$

– для инженера:

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп})$$

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}) = 0{,}3 \cdot (191098 + 24842{,}7) = 64782 \text{ руб.}$$

где $k_{внеб}$ – 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).

4.3.6 Накладные расходы

Накладные расходы включают в себя следующие расходы: печать ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи и т.д.

Сумма 5 статей затрат, рассчитанных выше, приведена в таблице ниже и используются для расчета накладных расходов.

Таблица 22 – Группировка затрат по статьям

	Статьи				
1	2	3	4	5	6
Сырье, материалы	Амортизация	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Итого без накладных рас ходов
6246	2475	218904	28458	74208	330291

Величина накладных расходов определяется по формуле:

$$З_{накл} = \left(сумма\ статей \frac{1}{5}\right) * k_{пр},$$

$$З_{накл} = 382825 \cdot 0{,}16 = 52846{,}56;$$

где $k_{пр}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы. Величина коэффициента принимается равной 0,1.

На основании полученных данных по отдельным статьям затрат составляется калькуляция плановой себестоимости НИ «Повышение эффективности работы установки подготовки нефти» по форме, приведенной в таблице 23. В таблице также представлено определение бюджета затрат двух конкурирующих научно-исследовательских проектов.

Таблица 23 – Группировка затрат по статьям

№	Наименование статьи	Сумма, руб.		Примечание
		Текущий Проект	Исп.1	
1	Материальные затраты НИР	6246	6246	Пункт 1.3.1
2	Затраты на оборудование	2475	2475	
3	Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	218904	160854	Пункт 1.3.2

Продолжение таблицы 23

4	Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	28458	20911	Пункт 1.3.3
5	Отчисления во внебюджетные фонды	74208	54530	Пункт 1.3.4
6	Накладные расходы	52846,56	39202,56	Пункт 1.3.5
Бюджет затрат НИР		383137,56	323421,12	Сумма ст.4

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

Для определения эффективности исследования рассчитан интегральный показатель эффективности научного исследования путем определения интегральных показателей финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получен в процессе оценки бюджета затрат трех вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принят за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносится финансовые значения по всем вариантам исполнения.

В качестве аналогов данной НИР рассмотрена:

1) Установка низкотемпературной сепарации на базе клапанов с эффектом Джоуля-Томпсона;

Интегральный финансовый показатель разработки рассчитывается как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп } i} = \frac{\Phi_{\text{р}i}}{\Phi_{max}},$$

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

$\Phi_{\text{р}i}$ – стоимость i-го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения.

$\Phi_{\text{тек.пр}}$ = 383137,56 руб., $\Phi_{\text{исп1}}$ = 323421,12 руб.

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп1}} = \frac{\Phi_{\text{исп1}}}{\Phi_{max}} = \frac{323421{,}12}{383137{,}56} = 0{,}84$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{тек.пр}} = \frac{\Phi_{\text{тек}}}{\Phi_{max}} = \frac{383137{,}56}{383137{,}56} = 1$$

В результате расчета консолидированных финансовых показателей по двум вариантам разработки Исп1 считается более приемлемым с точки зрения финансовой эффективности.

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов выполнения НИР (I_{pi}) определен путем сравнительной оценки их характеристик, распределенных с учетом весового коэффициента каждого параметра (таблица 24).

Таблица 24 – Сравнительная оценка характеристик вариантов НИР

Объект исследования / **Критерии**	**Весовой коэффициент параметра**	**Текущий проект**	**Исп.1**
1. Способствует росту производительности	0,25	5	3
2. Стабильность работы	0,2	4	4
3. Технические характеристики	0,2	5	3
4. Технологичность	0,2	5	4
5. Материалоёмкость	0,15	5	3
ИТОГО	1	4,8	3,4

Расчет интегрального показателя для разрабатываемого проекта:

$$I_{p\text{тек}} = 0{,}25 \cdot 5 + 0{,}2 \cdot 4 + 0{,}2 \cdot 5 + 0{,}2 \cdot 5 + 0{,}15 \cdot 5 = 4{,}8$$

$$I_{p1} = 0{,}25 \cdot 3 + 0{,}2 \cdot 4 + 0{,}2 \cdot 3 + 0{,}2 \cdot 4 + 0{,}15 \cdot 3 = 3{,}4$$

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

$$I_{\text{исп } i} = \frac{I_{p-\text{исп } i}}{I_{\text{финр}}^{\text{исп } i}}$$

$$I_{\text{тек.пр}} = \frac{4{,}8}{1} = 4{,}8; I_{\text{исп1}} = \frac{3{,}4}{0{,}74} = 4{,}6.$$

Далее интегральные показатели эффективности каждого варианта НИР сравнивались с интегральными показателями эффективности другого варианта с целью определения сравнительной эффективности проекта (таблица 25).

Таблица 25 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Текущий проект	Исп.1
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1	0,84
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,8	3,4
3	Интегральный показатель эффективности	4,8	4,6
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	0,86

Сравнение среднего интегрального показателя сопоставляемых вариантов позволило сделать вывод о том, что наиболее финансово- и ресурсоэффективным является текущий проект. Наш проект является более эффективным по сравнению с конкурентом.

4.5 Выводы по разделу «Финансовый менеджмент»

В результате выполнения целей раздела можно сделать следующие выводы:

1. Результатом анализа конкурентных технических решений является выбор одного из вариантов реализации НИР как наиболее подходящего и оптимального по сравнению с другим.

2. В ходе планирования для руководителя и инженера был разработан график реализации этапа работ, который позволяет оценивать и планировать рабочее время исполнителей. Определено следующее: общее количество дней для выполнения работ составляет 94 дня; общее количество дней, в течение которых работал инженер, составляет 63 дней; общее количество дней, в течение которых работал руководитель, составляет 11 дней;

3. Для оценки затрат на реализацию проекта разработан проектный бюджет, который составляет 383137,56 руб;

4. Результат оценки эффективности ИР показывает следующие выводы:

1) значение интегрального финансового показателя ИР составляет 1, что является показателем того, что ИР является финансово менее выгодной по сравнению с аналогами;

2) значение интегрального показателя ресурсоэффективности ИР составляет 4,8, по сравнению с 3,6;

3) значение интегрального показателя эффективности ИР составляет 4,8, по сравнению с 4,6, и является наиболее высоким, что означает, что техническое решение, рассматриваемое в ИР, является наиболее эффективным вариантом исполнения.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО		
2Б8Д	Подгаецкий Михаил Владимирович		
Школа	**Инженерная школа природных ресурсов**	**Отделение**	**Отделение нефтегазового дела**
Уровень образования	Бакалавриат	**Направление/ специальность**	21.03.01 Нефтегазовое дело Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Тема ВКР:

Анализ эффективности подготовки нефти на «Х» НГКМ	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Введение – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации	*Объект исследования:* установка подготовки нефти (УПН) «Х» НГКМ, представляющая собой процесс трехступенчатой сепарации *Область применения:* подготовка нефти *Рабочая зона:* установка подготовки нефти *Размеры помещения:* различны для различных блочных сооружений *Количество и наименование оборудования рабочей зоны:* сепараторы, путевые подогреватели, отстойники, трехфазные разделители, технологические емкости, внутрипромысловые трубопроводы, резервуары. *Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:* контроль воздушной среды, обслуживание оборудования подготовки нефти, обслуживание внутрипромысловых трубопроводов
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. От 01.03.2021), статьи: 50, 109, 300, 301, 313-327 ВНТП 01-87-04-84 «Объекты газовой и нефтяной промышленности, выполненные с применением блочных и блочно-комплектных устройств. Нормы технологического проектирования». ВУПП-88 Ведомственные указания по противопожарному проектированию предприятий, зданий и сооружений нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности
2. Производственная безопасность при эксплуатации: – Анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов – Разработка мероприятий по снижению воздействия опасных и вредных	**Опасные факторы:** 1. Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий; **Вредные факторы:** 1. Повышенный уровень шума; 2. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего

производственных факторов	3. Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм работающего человека **Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты:** звукоизолирующие ограждения, кожухи и экраны, специальная одежда и обувь, перчатки, каски, респираторы, противогазы, защитные очки, противошумные наушники.
3. Экологическая безопасность при эксплуатации	**Воздействие на селитебную зону:** ухудшение санитарно-эпидемиологической обстановки близлежащих населенных пунктов **Воздействие на литосферу:** загрязнение почвы, поверхностных и подземных вод, образующимися отходами при ремонте оборудования, отборе проб **Воздействие на гидросферу**: загрязнение в результате сброса жидких отходов, сточных вод **Воздействие на атмосферу:** выбросы вредных и токсичных веществ в результате сжигания нефтяного газа на факелах и продувке оборудования **Разработка мероприятий:** по снижению экологического воздействия на селитебную зону, литосферу, гидросферу и атмосферу
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации	**Возможные ЧС:** загрязнение окружающей среды разливами большого количества сточных вод; возникновение пожаров вследствие утечек нефти, легковоспламеняющихся веществ; подтопление части технологических площадок газовых промыслов **Наиболее типичная ЧС:** возникновение пожаров вследствие утечек нефти, легковоспламеняющихся веществ
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	Подгаецкий Михаил Владимирович		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Работа на нефтяных, газовых, нефтегазоконденсатных месторождениях, расположенных в Томской области, относится к работам по добыче полезных ископаемых, которые располагаются в труднодоступной местности и осуществляется преимущественно вахтовым методом.

Правовое регулирование работы вахтовым методом осуществляется на основе требований и норм, установленных в главе №47 (ст. 297-302) «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом» Трудового кодекса РФ (ТК РФ). Также, в связи с географическим расположением месторождений Томской области, учитываются требования и нормы, установленные главой №50 ТК РФ «Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах крайнего севера и приравненных к ним местностям», ст. 313-327 [21]. Среди характерных особенностей, которые относятся к правовому регулированию труда в газодобывающей отрасли, можно выделить: величину рабочего времени и времени отдыха, заработную плату и охрану труда.

В соответствии со ст. 300 ТК РФ при вахтовом методе устанавливается суммированный учет рабочего времени, в качестве учетного периода могут выступать месяц, квартал или же иной период длительностью не более года. При этом продолжительность рабочего времени за учетный период не должна превышать нормального числа рабочих часов, установленных законодательством, то есть не более 40 часов в неделю.

Конкретное рабочее время и время отдыха регламентируется графиком работы на вахте, который утверждается администрацией предприятия по согласованию с соответствующим профсоюзным комитетом. В соответствии со ст. 301 ТК РФ данный график должен быть утвержден работодателем как локальный нормативный акт и доведен до сведения работников не позже, чем за два месяца до его введения в действие. Также в графике должно быть

предусмотрено время, необходимое для доставки работников на вахту и обратно. Дни нахождения в пути к месту работы и обратно в рабочее время не включаются и могут приходиться на дни межвахтового отдыха.

5.1.2 Оплата труда, социальные льготы и компенсации

При расчете заработной платы всех работников, работающих вахтовым методом, применяются коэффициенты и процентные надбавки в размерах, установленных для работников основной деятельности в местах, где производится их деятельность. Устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях. Также работа на УПН относится к работе с вредными и (или) опасными условиями труда, вследствие чего предусмотрено повышение оплаты труда в размере 4 % от оклада, установленного для различных видов работ с нормальными условиями труда.

5.1.3 Охрана труда

Положения по охране труда регламентируются Коллективным договором компании, разрабатывающей Х НГКМ. Компания обязуется обеспечивать здоровые и безопасные условия труда на основе комплекса социально-трудовых, организационно-технических, санитарно-гигиенических и иных мероприятий в соответствии с государственными нормативными требованиями охраны труда и промышленной безопасности. Также, согласно коллективному договору, работодатель обязуется обеспечивать добровольное страхование сотрудников от несчастных случаев на производстве, проводить обязательные первичные и периодические медицинские осмотры.

5.1.4 Компоновка рабочей зоны

Существуют ряд требований к правильному расположению и компоновке рабочей зоны для создания комфортной рабочей среды. В процессе проектирования и расположения оборудования и аппаратуры вне здания, необходимо руководствоваться нормами технологического проектирования, указанными в ВНТП 01-87-04-84 «Объекты газовой и нефтяной промышленности, выполненные с применением блочных и блочно-комплектных устройств. Нормы технологического проектирования». То есть компоновка и расположение технологических установок на объектах должны обеспечивать:

- технологическую взаимозаменяемость;
- свободный доступ к оборудованию, арматуре, приборам контроля и автоматизации;
- свободный подъезд транспорта и подъемных средств;
- возможность проведения ремонтных работ и др.

Также в соответствии с ВНТП 01-87-04-84 расстояния между оборудованием, аппаратами, которые расположены внутри одной технологической установки, принимаются с учетом условий максимального удобства обслуживания, ремонта и выполнения требований по охране труда и пожарной безопасности [22]. А в соответствии с указаниями ВУПП-88 должны быть предусмотрены:

- основные проходы по фронту обслуживания щитов управления - шириной не менее 2 м, компрессоров, насосов и аппаратов, имеющих местные КПиА - шириной не менее 1,5м;
- проходы между отдельно стоящими насосами - шириной не менее 0,8 м, между газовыми компрессорами - шириной не менее 1,5 м, между малогабаритными машинами - шириной не менее 1 м;
- проходы у оконных проемов- шириной не менее 1 м [23].

5.2 Производственная безопасность

Работы на объектах нефтедобывающих предприятий связаны с потенциально опасными и вредными производственными факторами (таблица 26).

Таблица 26 – Потенциально опасные и вредные производственные факторы на УПН

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
Аномальные микроклиматические параметрами воздушной среды на местонахождении работающего	Требование к показателям климатических условий устанавливаются: СанПиН 1.2.3685-21
Повышенный уровень шума	Требования к шуму: СН 2.2.4/2.1.8.566– 96; СН 2.2.4/2.1.8.562– 96
Вредные химические и токсичные вещества	Требования использованию вредных веществ устанавливаются: ГОСТ 12.1.007-76
Электрический ток	Требования к электробезопасности устанавливаются: ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ

5.2.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов

Вредным называется такой производственный фактор, воздействие которого приводит к заболеванию (в том числе усугубляя уже имеющиеся заболевания) или ухудшению работоспособности человека.

Аномальные микроклиматические параметрами воздушной среды на местонахождении работающего. Работники предприятия осуществляют

рабочую деятельность на открытом воздухе и в производственных помещениях, поэтому на них осуществляется воздействие различных климатических условий.

Согласно правилам и нормам СанПиН 1.2.3685-21, при проведении работ на открытом воздухе правила безопасности предусматривают мероприятия по защите персонала от неблагоприятных метеорологических факторов:

- специальной одеждой и обувью;
- обустройством козырьков над рабочим местом;
- в зимнее время оборудованием помещений, целью которых является обогрев рабочих [24].

Осуществляется постоянный контроль воздуха на рабочих местах, в производственных помещениях. Запрещается проводить любые работы, во время заморозков, сильных ветров и ливней.

Повышенный уровень шума. Основным источником шума на всех этапах обслуживания оборудования УПН являются компрессоры газокомпрессорной станции, насосы входной гребёнки, путевые подогреватели или печи, трубопроводы. Нормирование условий труда по шуму осуществляется по СП 51.13330.2011 «Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003», который устанавливает предельно допустимые уровни звукового давления от 69 дБ (при частоте 8000 Гц) до 107 дБ (при 31,5 Гц) в помещения с постоянными рабочими местами производственных предприятий, территории предприятий с постоянными рабочими местами [25].

Существует ряд методов по снижению уровня шума и вибрации, изложенные в ГОСТ 12.1.029-80:

- применение средств индивидуальной защиты от шума. Применяются следующие средства: противошумные наушники, вкладыши, шлемы, каски и т.д.;
- применение дистанционного управления и автоматического контроля;
- применение звукоизолирующих ограждений, кожухов, экранов;
- применение вибропоглощения и виброизоляции;

– уменьшения вибрации в источнике образования конструктивными и технологическими методами при разработке новых и модернизации существующих машин и оборудования [26].

На территории УПН должен обеспечивться контроль уровня шума, проводимый не реже одного раза в год.

Вредные химические и токсичные вещества. Опасность и вредность работы на УПН обусловлена применением вредных и токсичных продуктов: нефть, нефтяной попутный газ, пластовая вода, деэмульгаторы, химические реагенты.

Нефть представляет собой сложную смесь органических соединений, главным образом углеводородов, которые при несоблюдении определенных профилактических мероприятий могут оказать вредное воздействие на организм человека. Отравляющая способность нефти проявляется в основном тогда, когда углеводороды переходят в парообразное состояние. Пары нефти, а также углеводородные газы действуют, главным образом, на центральную нервную систему. Предельно допустимая концентрация (ПДК) углеводородов предельных C_2–C_{10} в воздухе рабочей зоны составляет 300 мг/м^3.

Таблица 27 – Свойства сырья, готовой продукции.

Наименование сырья	Характеристика токсичности (воздействие на организм человека)	Предельно-допустимая концентрация веществ в воздухе рабочей зоны мг/м3(ГОСТ 12.1.005-88)	Класс опасности по (ГОСТ 12.1.007-76)
Нефть	Пары обладают наркотическим действием; вызывают отравление; при контакте с кожей возможна пигментация	300	4

Продолжение таблицы 27

Нефтяной газ	Оказывает физиологическое воздействие, напоминающее опьянение	300	4
Деэмульгатор	Оказывает отравляющее воздействие на организм	40	3
Ингибитор коррозии	Оказывает отравляющее воздействие на организм	40	3
Отработанные нефтепродукты (масла, смазки)	Мало токсично; раздражает слизистую оболочку и кожу человека	300	4

Для защиты работников от воздействия вредных веществ должен осуществляться контроль за содержанием вредных веществ в воздухе рабочей зоны, а также должна производиться выдача средств индивидуальной защиты:

- для защиты рук от воздействия вредных и агрессивных сред применяются рукавицы или голицы с кислостойкой пропиткой;
- для защиты органов дыхания используют противогазы и респираторы;
- для защиты глаз применяют защитные очки;
- для предохранения кожи открытых частей тела от производственных вредностей необходимо применять защитные мази;
- для работы внутри технологического оборудования в обязательном порядке использовать только шланговые противогазы.

Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого

попадает работающий. Опасность поражения рабочего электрическим током может возникать при контакте с открытыми токоведущими и металлическими частями оборудования и установок, которые находятся под напряжением, при работе с приборами и установками, у которых отсутствует защитное заземление, также при неиспользовании защитных средств. УПН относится к особо опасным помещениям, так как одновременно имеются два условия повышенной опасности:

- токопроводящие полы (металлические, земляные, железобетонные, кирпичные и т.п.);
- возможность одновременного прикосновения человека к металлоконструкциям зданий, имеющим соединение с землей, технологическим аппаратам, механизмам и т.п., с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования (открытым проводящим частям), с другой [27].

Заземление и зануление являются техническими методами и средствами защиты для обеспечения электробезопасности. Все части технологического оборудования, которые проводят статическое электричество, необходимо заземлить согласно ГОСТ 12.4.124-83. Также к мерам защиты относится применение изоляции токопроводящих частей (проводов); применение устройств защитного отключения; применение автоматической защитной блокировки токоведущих частей применение оградительных, сигнализирующих устройств и знаков безопасности; ограждение и расположение токоведущих частей на недоступной высоте или в недоступном месте.

Весь персонал, работающий с приборами, установками с элементами, находящимися под электрическим током, обязан использовать средства индивидуальной защиты в зависимости от назначения в соответствии с ГОСТ 12.4.124-83, такие как специальная антиэлектростатическая обувь, одежда и перчатки, а также антиэлектростатические предохранительные приспособления (кольца и браслеты) [28].

Эксплуатацию электроустановок должен проводить специально подготовленный электротехнический персонал.

Электротехническому персоналу, имеющему группу по электробезопасности II – V включительно, предъявляются следующие требования:

- возраст более 18 лет
- отсутствие увечий и болезней (стойкой формы), мешающих производственной работе;
- прохождение соответствующей теоретической и практической подготовки, проверки знаний и наличие удостоверение на допуск к работам в электроустановках.

5.3 Экологическая безопасность

Функционирование УПН сопряжено со следующим потенциальным экологическим влиянием (таблица 28).

Таблица 28 – экологическое влияние работы УПН

Среда	Воздействие
Селитебная зона	Ухудшение санитарно-эпидемиологической обстановки близлежащих населенных пунктов
Атмосфера	Выбросы вредных и токсичных веществ в результате сжигания нефтяного газа на факелах и продувке оборудования
Гидросфера	Загрязнение в результате сброса жидких отходов, сточных вод
Литосфера	Загрязнение почвы, поверхностных и подземных вод, образующимися отходами при ремонте оборудования, отборе проб

Защита селитебной зоны. В целях обеспечения безопасности населения, вокруг объектов и производств, являющихся источниками воздействия на среду обитания и здоровье человека устанавливается специальная территория с особым режимом использования – санитарно-защитная зона, размер которой обеспечивает уменьшение воздействия загрязнения на атмосферный воздух (химического, биологического, физического) до значений, установленных гигиеническими нормативами. По своему функциональному назначению санитарно-защитная зона является защитным барьером, обеспечивающим уровень безопасности населения при эксплуатации объекта в штатном режим [29].

УПН относится к объекту I класса опасности (промышленные объекты по добыче нефти), размеры санитарно-защитной зоны которого должны быть не менее 1000 м во всех направлениях.

Защита атмосферы. В целях обеспечения охраны окружающей среды должны постоянно обеспечиваться полная герметичность технологических процессов подготовки нефти и производиться контроль технологических процессов с помощью средств автоматики. Для утилизации попутного нефтяного газа на УПН предусмотрены системы сброса на факел и на свечу. Сброс газа от предохранительных клапанов осуществляется на свечу в атмосферу без сжигания, так как он происходит только при нарушении технологического режима и непродолжителен по времени. В технологическом процессе предусмотрена дренажная система сброса нефти и газа с отдельных аппаратов и емкостей. Наличие ГКС продиктовано необходимостью выполнения лицензионных соглашений по части утилизации попутного газа. Количество сжигаемого попутного газа на «Х» НГКМ по состоянию на май 2022 года не превышает 3% от суточного объёма.

Защита гидросферы. Для предотвращения попадания в водную среду загрязняющих веществ (химреагенты, ГСМ и др.) с промплощадок проведено их обвалование с устройством гидроизоляционной подушки. Организованный отвод дождевых и талых вод с территории промплощадки производится по

специальным водоотводным канавам, по которым вода собирается в специальные отстойники. По мере накопления вода подается на очистные сооружения.

На УПН должны быть предусмотрены различные системы канализации: производственная и хозяйственно-бытовая.

В систему производственной канализации отводятся пластовая и конденсационная вода от технологических установок, а также сточные воды от промывки технологического оборудования. В систему хозяйственно-бытовой канализации отводятся стоки от санитарных приборов, установленных в бытовых помещениях УПН, а также холостые сбросы воды для предохранения канализационной сети от замерзания.

Нормативно очищенные хозяйственно-бытовые и производственные стоки насосной станцией по закачке в пласт направляются в поглощающие скважины. В аварийном случае, когда поглощающие скважины, причинам не могут быть использованы по своему назначению, очищенные стоки из резервуара направляются на сжигание в огневой нейтрализатор промышленных стоков. Аварийные сбросы производственных сточных вод для предупреждения загрязнения окружающей среды предусмотрено направлять в аварийный резервуар и затем постепенно направлять на очистные сооружения.

Защита литосферы. Для предотвращения попадания в почву продуктов процесса подготовки предусмотрен сброс нефти в аварийные емкости и её откачка при ремонте оборудования, производится дефектоскопический контроль сварных швов промыслового оборудования и трубопроводов. Нефтепродукты, сброшенные в аварийные емкости или откачанные при ремонте, утилизируются на полигон ОАО «Полигон» г. Томск. Бытовые отходы размещаются на полигоне ТБО

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации (ЧС) могут быть природного, социально-политического и техногенного характера.

ЧС природного характера. Х НГКМ находится в Томской области. Зима в этом районе суровая, температура воздуха часто опускается ниже минус 40 ^{o}C. Редко отмечаются случаи нанесения ущерба от воздействия сильных ветров или ураганов. В условиях засушливого лета возможно возникновение лесных и торфянниковых пожаров, но такие случаи происходят редко. В период весеннего таяния снегов и половодья рек возможно подтопление части технологических площадок.

ЧС социально-политического характера. Район не характеризуется опасностью возникновения вооруженных конфликтов или ведением военных действий. В социально-политическом плане район достаточно благополучен. Район не опасен с точки зрения применения оружия массового поражения из-за удаленности от государственных границ.

ЧС техногенного характера. Возможно загрязнение окружающей среды разливами большого количества сточных вод. Эти воды отличаются высокой минерализацией и коррозирующей способностью, а также часто содержанием различных химических реагентов.

В результате аварий могут возникать чрезвычайные ситуации, которые сопровождаются разрушениями оборудования, человеческими жертвами и уничтожением других материальных ценностей. Для нефтегазовой отрасли характерна добыча, транспортировка, переработка и хранение больших объемов взрыво-, пожаро- и токсически опасных ингредиентов сырья и продукции, что и вызывает опасность возникновения чрезвычайных ситуаций техногенного характера. К данному типу чрезвычайных ситуаций относят:

- возгорание горючих жидкостей в резервуарах товарных парков, емкостях и технологических аппаратах;
- пожары на скважинах в результате неконтролируемого фонтанирования;

– сильные взрывы скопившегося газа и легких фракций конденсата при утечках.

Наиболее типичной ЧС является возникновение пожаров вследствие утечек газа, легковоспламеняющихся веществ. Для предупреждения и предотвращения ЧС на предприятии создается отдел ГО и ЧС, который решает задачи выявления потенциальных источников ЧС и риск их возникновения.

В случае возникновения аварийной ситуации, угрожающей выводом из строя оборудования, необходимо произвести аварийную остановку УПН согласно плану мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий. К наиболее распространенным аварийным ситуациям можно отнести:

– прекращение подачи воздуха контрольно-измерительным приборам и аппаратуре;
– полное отключение электроэнергии;
– прорыв газа;
– возникновение пожара на установке.

При кратковременном прекращении подачи воздуха в контрольно-измерительные приборы и аппаратуру установку, работа установки не останавливается. Регулирование подачи воздуха происходит в ручном или автоматическом режиме. Если устранить данную таким способом проблему не представляется возможным, необходимо произвести нормальную остановку УПН.

На случай отключения электроэнергии, на промысле имеются аварийные автоматические электростанции. Перевод на аварийное электроснабжение установки производится автоматически либо вручную непосредственно с пульта управления.

Аварийная остановка установки подготовки нефти, при возникновении чрезвычайной ситуации, производится в следующей последовательности:

– остановка технологической нитки и подачи нефти на УПН;
– сброс давления с поврежденного участка или аппарата на факел;
– немедленное прекращение всех огневых и ремонтных работ на промысле;

– при угрозе возникновения пожара или невозможности отключения поврежденного участка произвести остановку УПН с последующим аварийным опорожнением трубопроводов и аппаратов в дренажные емкости;
– вызов пожарной команды;
– устранение дефекта.

Дает распоряжение о вызове аварийной бригады и других требуемых для ликвидации аварии специалистов и объявляет аварийное положение на УПН руководитель промысла или главный инженер филиала. Меры к локализации очага пожара принимает производственный персонал под руководством главного инженера филиала и руководства промысла.

Все зоны установки по классу взрывоопасных и пожароопасных зон по ПУЭ относятся к зонам класса В-1а и В-1г [27].

При возникновении пожара на установке, остановка установки осуществляется в следующей последовательности:

– в аварийном режиме остановить установку;
– произвести мероприятия по сбросу давления с аппаратов, которые находятся под угрозой возникновения пожара;
– вызов пожарной команды;
– по возможности произвести работы по локализации очага возгорания, до приезда пожарной бригады своими силами;
– эвакуировать рабочий персонал.

Главная задача при возникновении пожара – его локализация. Небольшие возгорания, а также пожары в начальной стадии могут быть успешно ликвидированы обслуживающим персоналом первичными средствами пожаротушения: порошковые (ОП-3, ОП-5), углекислотные огнетушители (ОУ-3, ОУ-4, ОУ-5) и воздушно-эмульсионные огнетушители (ОВЭ-10), асбестовые полотна, грубошерстные ткани, песок. Первичные средства пожаротушения должны, автоматическая система пожарной сигнализации, автоматическая система пожаротушения (пенная, газовая и водяное орошение) должны иметься

в каждом производственном и административном поведении. Также должен быть составлен оперативный план пожаротушения, а работники предприятия должны пройти обучение непосредственно руководителем и/или ответственным за пожарную безопасность пожарно-техническому минимуму, который является обязательным минимумом знаний пожарной безопасности (действия при пожаре, использование огнетушителя, свойства горючих материалов).

Для сооружений УПН предусмотрены следующие виды пожаротушения:

- водяное;
- пенное;
- порошковое;
- азототушение.

Система азотного пожаротушения предназначена для обеспечения инертным газом (азотом) при тушении пожара при возгораниях нефти и нефтепродуктов в закрытых объемах блочных трубчатых печей типа ПТБ-5.

За всеми средствами пожаротушения, а также за состоянием пожарной сигнализации установлено постоянное техническое наблюдение, обеспечивающее их исправное состояние и постоянную готовность к использованию. Эксплуатация объекта с неисправными системами пожаротушения не разрешается.

5.5 Вывод по разделу «Социальная ответственность»

Условия работы на месторождениях, приравненных к районам Крайнего севера, неблагоприятны для человека, поэтому создана нормативно-правовая база, обеспечивающая социальную защищенность работников.

Помимо неблагоприятных условий труда существуют опасные и вредные производственные факторы, которые оказывают влияние на здоровье и трудоспособность работников.

Установка подготовки нефти является опасным производственным объектом, деятельность которого может нанести непоправимый колоссальный ущерб окружающей среде. Во избежание такого негативного влияния существует комплекс мер и мероприятий по охране окружающей среды. Создан специальный отдел гражданской обороны и чрезвычайных ситуаций, отвечающий за разработку мероприятий по предупреждению аварий, а также по локализации и ликвидации их последствий.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе работы были проанализированы характерные особенности «Х» НГКМ, природные условия и геологические условия залегания залежи, приведен анализ разработки месторождения.

Рассмотрен ряд принципиальных схем каждого этапа сбора и подготовки нефти, газа и воды на месторождениях, выяснены факторы, влияющие на эффективность сепарации, качество, состав и выход товарной нефти.

В практической части работы был смоделирован реальный участок третьей очереди установки подготовки нефти, на основе данной модели было изучено влияние основных параметров – давления и температуры. В процессе подбора оптимальных параметров были построены графики зависимости количественных и качественных параметров товарной нефти от давления и температуры на различных ступенях сепарации. Анализ графиков позволил сделать ряд выводов:

- повышение давления на первой ступени сепарации повышает расход, понижает вязкость и незначительно уменьшает массовую долю выхода лёгких фракций;
- повышение температуры на второй ступени сепарации понижает расход и вязкость, но повышает выход целевого продукта;
- повышение давления на той же ступени сепарации увеличивает расход, но понижает вязкость и выход целевого продукта;

В результате подбора оптимальных параметров для каждой ступени сепарации:

- увеличено давление на первом сепараторе с 0,49 до 0,7 Мпа;
- уменьшено давление на втором сепараторе с 0,39 до 0,35 МПа и увеличена температура с 55 до 65 ^{O}C

На концевом сепараторе давление осталось неизменным – 0,1 МПа, а температура увеличилась в следствии увеличения нагрева в подогревателях перед второй ступенью сепарации с 48 до 55 ^{O}C.

Помимо увеличения расхода целевого продукта было выявлено увеличение массовой доли C6+ в товарной нефти, и как следствие, увеличение дегазации нефти.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Богачёв С.Ф., Вараксин В.В., Григоренко К.Н. и др. «Проект разведки Казанского газоконденсатного месторождения». Томск, ОАО «Томскгазпром», 2003 г. – 120 с.

2. Мельников В.П., Посохова Р.Г., Голещихин В.Г. и др. Отчет сейсморазведочной партии 1,3/95-98 о проведении детальных и поисковых работах МОГТ масштаба 1:50000, выполненные зимой 1995-1996, 1996-1997 г.г. «Геологическое строение и нефтегазоносность Казанской площади». Колпашево, Т.Г.Т., 1998 г. – 85 с.

3. Минько В.А., Гольдина А.А., Миргородская В.К. и др. «Отчет по подсчету запасов газа и конденсата Казанского месторождения (Томская область) по состоянию на 1. 09. 69 г.» Новосибирск. 1969 г. – 60 с.

4. Пересчет начальных запасов нефти, газа, конденсата и Тэхникоэкономическое обоснование КИН, КИК Казанского месторождения по состоянию на 01.01.2011 г. / ОтчетОАО «ЦГЭ», 2010 г. (протокол ГКЗ Роснедра № 2489 от 25.05.2011 г.).

5. Паровинчак М.С., Тер-Саркисов Р.М. «Предложения по охране недр и окружающей среды при освоении запасов углеводородов Казанского нефтегазоконденсатного месторождения». Москва-Томск, ОАО «Томскгазпром», ООО «ВНИИГАЗ», 2009 г. – 93 с.

6. «План пробной эксплуатации разведочной скважины №21 Казанского месторождения ОАО «Томскгазпром»: Отчет/ТФ ФГУП СНИИГГиМС. – Томск, 2005 г. – 40 с.

7. «Проведение промысловых исследований скважины куста с отбором проб. Комплекс лабораторных исследований с обоснованием потенциального содержания конденсата и коэффициента извлечения углеводородов С5+ на конечной стадии разработки (дифференциальная конденсация)». Отчет / ЗАО РИНТЭК-СЕРВИС. - М., 2012 г. – 145 с.

8. «Результаты комплексных исследований скв. 9 Казанского месторождения». Отчет о НИР. – Ухта, 2004 г. – 50 с.

9. Тер-Саркисов Р.М., Шеберстов Е.В., Рыжов А.Е. и др. «Проект опытно-промышленной эксплуатации Казанского газоконденсатнонефтяного месторождения». Договор №788 (148.11.34) от 10 марта 2000 г. Москва, ООО «ВНИИГАЗ», 2002 г. – 101 с.

10. Протокол анализа попутного газа. Испытательная лаборатория нефти и газа «Х» участок.

11. Юркина Т.А., Шапорина М.Н., Лебедев М.В. и др. «Отчет о результатах сейсморазведочных работ, проведенных на Казанской площади в Парабельском районе Томской области. Сейсморазведочная партия № 10/04-05». Новосибирск, ОАО «Сибнефтегеофизика», 2006 г. – 83 с.

12. ГОСТ Р. 51858–2002. Нефть. Общие технические условия

13. Медведев В.Ф. Сбор и подготовка неустойчивых эмульсий на промыслах / В.Ф. Медведев. – Москва: Издательский центр «Недра», 1987. – 144 с

14. Дунюшкин И.И. Сбор и подготовка скважиной продукции нефтяных месторождений: Учебное пособие. – Москва: ФГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2006. – 320 с. – ISBN 5-7246- 0239-3

15. Кравцов А.В. Технологические основы и моделирование процессов промысловой подготовки нефти и газа: учебное пособие / А. В. Кравцов, Н.В. Ушева, Е.В. Бешагина, О.Е. Мойзес, Е.А. Кузьменко, А.А. Гавриков; Томский политехнический университет. − Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 128 с

16. Кордик, К.Е. О влиянии изменения температурного режима промысловой сепарации на величину газового фактора нефти / К.Е. Кордик, А.Е. Бортников, С.А. Леонтьев и др.// Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015 – № 9 – С. 81-86.

17. Давыдова, О.В. Влияние температуры жидкости на остаточное количество растворенного газа в нефти при измерениях газового фактора [Электронный ресурс] / О.В. Давыдова // Электронный научный журнал

«Нефтегазовое дело». – 2013. – № 1. – С. 181-189. – Режим доступа: http://www.ogbus.ru.

18. Технологический регламент участка предварительной подготовки нефти Казанского НГКМ // 2019 г. – 96 с.

19. Акименко В.В. Повышение степени разрушения структурномеханических барьеров дисперсной фазы при подготовке нефти и воды / В.В. Акименко, Р.Е. Перунов, Н.А. Останков, С.А. Козлов, К.Л. Пашкевич, А.С. Нечаев, Г.К. Борисов // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». - №1. – 2016. – С. 66-70.

20. Иванов С.С., Тарасов М.Ю., Зобнин А.А. Увеличение выхода нефти и снижение содержания легких жидких углеводородов в нефтяном газе при проектировании установок подготовки нефти (часть 1) / [Текст] / С.С. Иванов // Нефтяное хозяйство. – 2011. № 8. – С. 138–140.

21. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30 декабря 2001 г. № 197-ФЗ (с изм. от 23 июля 2013 г.) // Собрание законодательства РФ, 2002.

22. ВНТП 01-87-04-84 Объекты газовой и нефтяной промышленности, выполненные с применением блочных и блочно-комплектных устройств. Нормы технологического проектирования // Миннефтегазстрой ССР – М.: 1984 г.

23. ВУПП-88 Миннефтехимпром СССР Ведомственные указания по противопожарному проектированию предприятий, зданий и сооружений нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности // Миннефтехимпром СССР. – М.: 1989 г.

24. СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания.

25. СП 51.13330.2011 Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003 (с Изменениями N 1, 2).

26. ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума. Классификация.

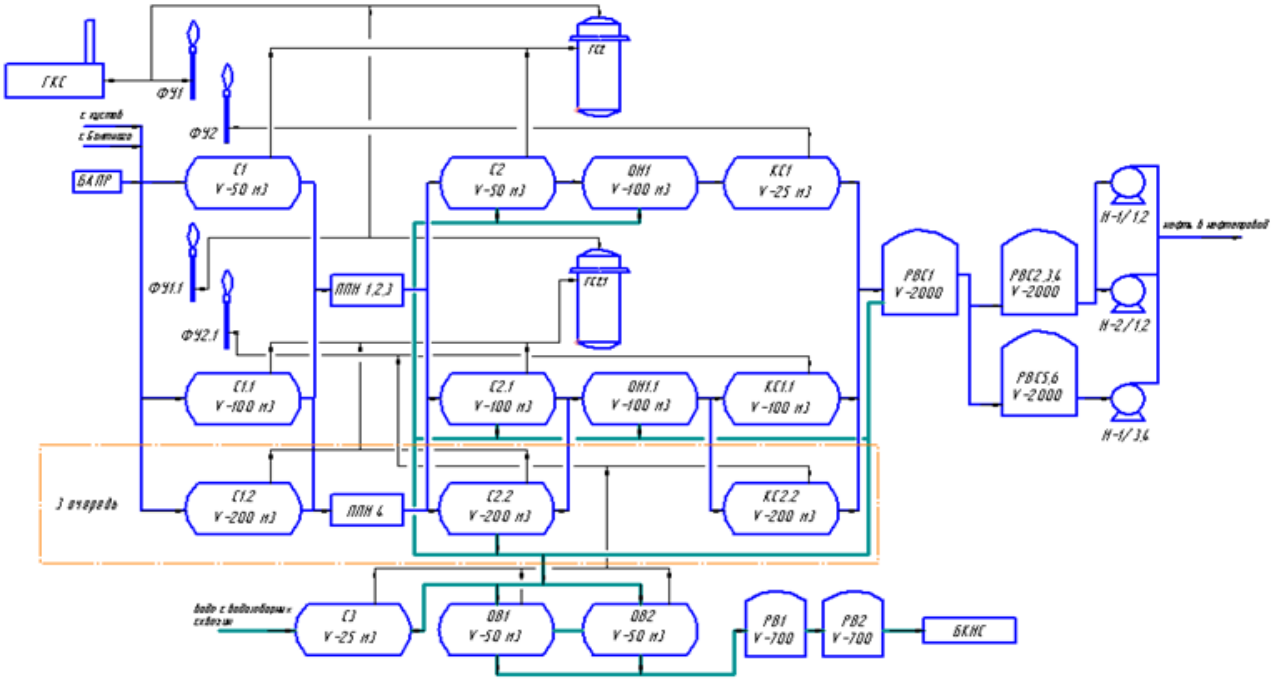
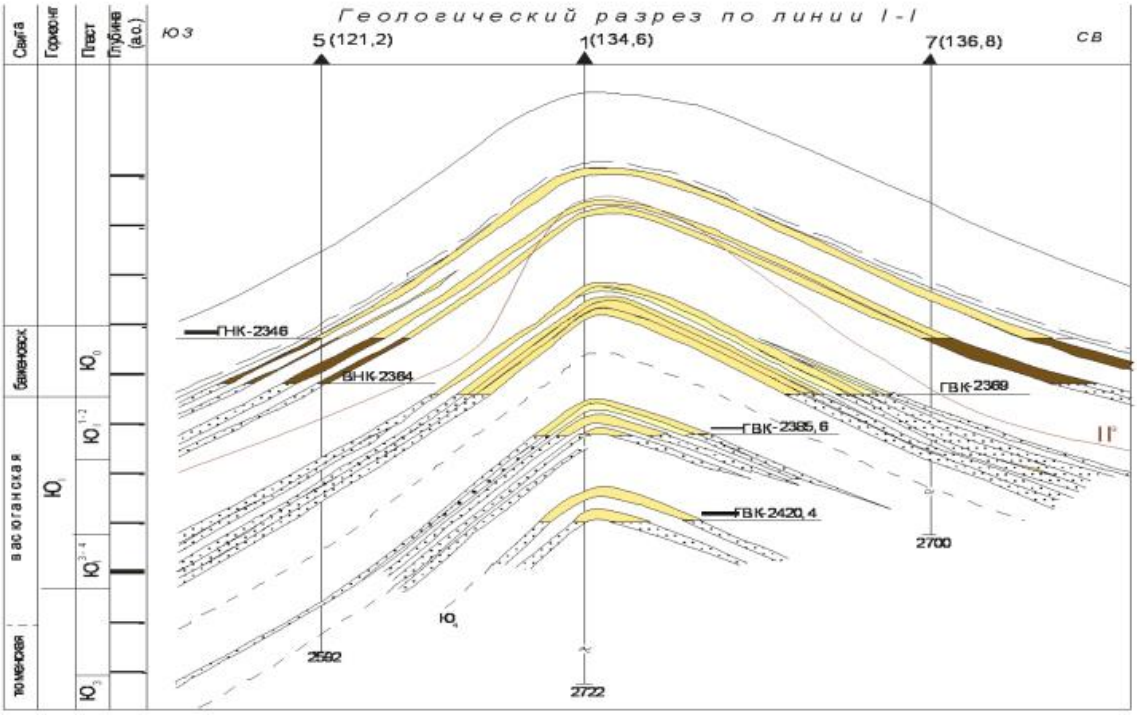
27. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), седьмое издание. – М: Главгосэнергонадзор России, 1998.

28. ГОСТ 12.4.124-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования.

29. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение А. Принципиальная схема УПН Х НГКМ



Приложение Б. Геологический разрез Х нефтегазоконденсатного месторождения по линии I-I