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»

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
ООП «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ ЦЕНТРАЛЬНОГО ПУНКТА СБОРА НЕФТИ, РАСПОЛОЖЕННОГО В ЯМАЛО-НЕНЕЦКОМ АВТОНОМНОМ ОКРУГЕ

УДК 622.692.1:665.6.023

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б8А1	Соколов Константин Александрович		

Руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гончаров Н.В.	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Криницына З.В.	К.т.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев М.В.	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		

Томск – 2023 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ

21.03.01 Нефтегазовое дело
ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
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
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
УК(У)-10	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания
ОПК(У)-2	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
ОПК(У)-3	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
ОПК(У)-4	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
ОПК(У)-5	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности
ОПК(У)-6	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии

ОПК(У)-7	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-2	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-3	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-4	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-5	Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин
ПК(У)-6	Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса добычи углеводородного сырья
ПК(У)-7	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-8	Способен использовать нормативно-технические требования и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности разработки месторождений и перспективному развитию процессов по добыче углеводородного сырья

TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
ООП «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
_____ _____ Чухарева Н.В.
(Подпись) (Дата) (ФИО)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
З-2Б8А1	Соколов Константин Александрович

Тема работы:

ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ ЦЕНТРАЛЬНОГО ПУНКТА СБОРА НЕФТИ, РАСПОЛОЖЕННОГО В ЯМАЛО-НЕНЕЦКОМ АВТОНОМНОМ ОКРУГЕ	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	*45-34/с от 14.02.2023*

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	31.05.23

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе *(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)*	Объект исследования – центральный пункт сбора нефти Место расположения – Ямало-ненецкий автономный округ Текущая загрузка объекта: -по жидкости ~ 28 – 30 тыс. м3/сут.; -по нефти ~ 14 – 16 тыс. т/сут.; -по нефтяному газу ~ 1200 – 1500 тыс. нм3/сут. Режим работы объекта – непрерывный, круглосуточный. Рабочая среда – нефть по ГОСТ 51858-2002 Марка стали трубопровода измерительной линии – 13ФХА
Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке *(аналитический обзор литературных источников с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе)*	- обзор литературы; - сведения и характеристика объекта; - техническая эксплуатация центрального пункта сбора нефти Вынгапуровского месторождения; -особенности эксплуатации системы измерения количества и качества нефти; - расчетно-технологическая часть; -мероприятия по повышению эффективности эксплуатации центрального пункта сбора нефти

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

«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.т.н. Криницына Зоя Васильевна
«Социальная ответственность»	Ст. преподаватель Гуляев Милий Всеволодович
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:	
Реферат	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	14.02.2023

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гончаров Н.В.	к.т.н.		14.02.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б8А1	Соколов Константин Александрович		14.02.2023

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
ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
Отделение школы Отделение нефтегазового дела
Период выполнения весенний семестр 2022/2023 учебного года

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
З-2Б8А1	Соколов Константин Александрович

Тема работы:

ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ ЦЕНТРАЛЬНОГО ПУНКТА СБОРА НЕФТИ, РАСПОЛОЖЕННОГО В ЯМАЛО-НЕНЕЦКОМ АВТОНОМНОМ ОКРУГЕ

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:		31.05.2023
Дата контроля	**Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)**	**Максимальный балл раздела (модуля)**
26.04.2023	*Введение*	*10*
06.05.2023	*Анализ нормативно-технической документации и литературных источников по взятой тематике;*	*15*
15.05.2023	*Анализ действующих технологических процессов и особенностей эксплуатации центрального пункта сбора нефти*	*15*
17.05.2023	*Проведение технологических расчетов системы измерения качества и количества нефти центрального пункта сбора нефти*	*15*
20.05.2023	*Разработка мероприятий по повышению эффективности эксплуатации центрального пункта сбора нефти*	*15*
22.05.2023	*Финансовый менеджмент*	*5*
25.05.2023	*Социальная ответственность*	*5*
29.05.2023	*Заключение*	*5*
30.05.2023	*Подготовка презентации*	*15*
Итого:		*100*

СОСТАВИЛ:
Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гончаров Н.В.	к.т.н.		14.02.2023

СОГЛАСОВАНО:
Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Чухарева Н.В.	К.х.н., доцент		14.02.2023

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б8А1	Соколов Константин Александрович		14.02.2023

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
З-2Б8А1	Соколову Константину Александровичу

Школа	ИШПР	**Отделение школы (НОЦ)**	Отделения нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	**Направление/специальность**	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Тема ВКР:

Организация работ по эксплуатации оборудования центрального пункта сбора нефти, расположенного в ямало-ненецком автономном округе	
Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. *Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих*	Работа с информацией, представленной в российских и иностранных научных публикациях, аналитических материалах, статических бюллетенях и изданиях, нормативно-правовых документах; анкетирование; опрос.
2. *Нормы и нормативы расходования ресурсов*	
3. *Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования*	
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. *Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения*	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования.
2. *Планирование и формирование бюджета научных исследований*	Определение этапов работ; определение трудоемкости работ; разработка графика Ганта; определение затрат и капиталовложений в проведение исследования. Формирование бюджета НТИ. Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НТИ.
3. *Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования*	Определение интегрального показателя эффективности научного исследования; расчет показателей ресурсоэффективности.
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)**:**	
1. карта сегментирования рынка предоставляемых услуг по выбору насосных агрегатов; 2. Технические характеристики насосов ЦНС 300-420; ЦНС 400-420. 3. Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок); 4. Перечень этапов работ и распределение исполнителей; 5. Временные показатели проведения научного исследования; 6. Календарный план-график (Ганта) проведения работ по проведению исследования; 7. Материальные затраты 8. Затраты на приобретение спецоборудования 9. Расчет заработной платы 10. Отчисления во внебюджетные фонды 11. Расчет бюджета затрат НТИ 12. Сравнительная оценка характеристик разрабатываемого проекта 13. Сравнительная эффективность разработки	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	___.___.2023

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Криницына З.В.	к.т.н., доцент		__.__.2023

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б8А1	Соколов К.А.		__.__.2023

ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Обучающемуся:

Группа	ФИО
З-2Б8А1	Соколов Константин Александрович

Школа	ИШПР	**Отделение (НОЦ)**	Отделения нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	**Направление/специальность**	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Введение: – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.	Объектом исследования в данной работе является система измерения количества и показателей качества нефти Вследствие чего: -оказывается негативное воздействие на окружающую среду (атмосферу, гидросферу, литосферу); -могут возникать вредные и опасные производственные факторы, влияющие на состояние здоровья обслуживающего персонала; -возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросыобеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Федеральный закон от 21 декабря 1994 г. № 68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» ГОСТ 12.1.019-79 «Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты» ГОСТ 12.1.004-91 «Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования» ГОСТ 12.1.003-83 «Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности» ГОСТ 12.1.005-88 «Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»

	СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 «Санитарные правила и нормы. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы» СанПиН 2.2.4.548-96 «Санитарные правила и нормы. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 «Санитарные правила и нормы. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий» СНиП 23-05-95 «Строительные нормы и правила Российской Федерации. Естественное и искусственное освещение»
2. Производственная безопасность: – Анализ потенциальных вредных и опасных факторов – Обоснование мероприятий по снижению их воздействия	**Вредные факторы**: -Химическое воздействие паров нефтепродукта; -Микроклимат рабочей зоны; -Повышенный уровень шума; -Превышены санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны; -Повреждение в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися **Опасные факторы**: -Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные); -Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов; -Взрывоопасность и пожароопасность; -Опасность поражение электрическим током.
3. Экологическая безопасность при эксплуатации:	При эксплуатации СИКН воздействия оказывают как производственные процессы, так и объекты постоянного и временного назначения. Эксплуатация СИКН сопровождается: - загрязнением атмосферного воздуха; - нарушением гидрогеологического режима; - загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод; - повреждением почвенно-растительного покрова;

4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Чрезвычайные ситуации при эксплуатации СИКН могут возникнуть в результате разгерметизации оборудования приводящих к загазованности, возникновению взрыва и развитию пожара. Для предупреждения ЧС на объекте: -перед началом работ проверять исправность оборудования, -замерять ПДК в воздухе рабочей зоны; -проверить наличие средств индивидуальной защиты и их исправность.

Дата выдачи задания для раздела в соответствии с календарным учебным графиком	

Задание выдал консультант по разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев М.В.			

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б8А1	Соколов Константин Александрович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 98 с., 27 таблиц, 43 источника.

Ключевые слова: нефть, система измерения количества и качества нефти, центральный пункт сбора нефти, учет нефти, подготовка нефти, транспортировка нефти, погрешность.

Объектом исследования являются: центральный пункт сбора нефти, расположенный в Ямало-Ненецком автономном округе.

Цель работы – разработать мероприятия по организации работ при эксплуатации центрального пункта сбора нефти, расположенного в Ямало-ненецком автономном округе.

В ходе работы были рассмотрены общие характеристики объекта, включая территориальное месторасположение и его климатические особенности, схему расположения и характеристики оборудования на объекте, характерные показатели транспортируемой среды, в частности особенности эксплуатации системы измерения качества и количества нефти.

В результате проведенного анализа, было предложено мероприятие по повышению эффективности эксплуатации центрального пункта сбора нефти путем технического перевооружения насосной внешней откачки. В соответствии со сравнительными расчетами затрат на обслуживание текущего оборудования и альтернативного варианта рассчитана возможная экономическая выгода предложенного варианта. Также рассмотрено возможное техническое переоснащение системы измерения качества и количества нефти в рамках импортозамещения, при получении положительных результатов тестовых испытаний.

THE ABSTRACT

Final qualifying work 98 pages, 27 tables, 43 sources.

Key words: oil, oil quantity and quality measurement system, central oil gathering point, oil accounting, oil preparation, oil transportation, error.

The object of the study is: the central oil collection point located in the Yamalo-Nenets autonomous okrug.

The purpose of the work is to develop measures for organizing work during the operation of the central oil collection point located in the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug.

In the course of the work, the general characteristics of the facility were considered, including the territorial location and its climatic features, the layout and characteristics of the equipment at the facility, the characteristic indicators of the transported medium, in particular, the operation of the system for measuring the quality and quantity of oil.

As a result of the analysis, a measure was proposed to improve the efficiency of the operation of the central oil collection point through the technical re-equipment of the external pumping station. In accordance with the comparative calculations of the costs of maintaining the current equipment and the alternative option, the possible economic benefit of the proposed option was calculated. Also considered is the possible technical re-equipment of the system for measuring the quality and quantity of oil in the framework of import substitution, upon receipt of positive test results.

Содержание

Введение 16
Определения 18
Список используемых обозначений и сокращений 20
1 Обзор литературы 21
1.1 Характеристика центрального пункта сбора нефти 21
1.2 Состав центрального пункта сбора нефти 22
2 Сведения и характеристика объекта 26
2.1 Общие сведения об объекте 26
2.2 Характеристики транспортируемой среды 31
3 Техническая эксплуатация центрального пункта сбора нефти Вынгапуровского месторождения 33
3.1 Общее описание технологического процесса 33
3.2 Контроль технологического процесса 36
3.3 Пуск – Остановка, вывод на режим 38
4 Особенности эксплуатации системы измерения количества и качества нефти 42
4.1 Измерительные линии системы измерения количества нефти 43
4.2 Блок измерения параметров качества нефти 44
4.3 Стационарная трубопоршневая установка 45
5 Расчетно-технологическая часть 47
5.1 Расчет погрешности измерений массы товарной нефти 47
5.1.1 Прямой метод измерения массы брутто товарной нефти 47
5.1.2 Косвенный метод динамических измерений товарной нефти 52
5.2 Расчет толщины стенки трубопровода измерительной линии 55
6 Мероприятия по повышению эффективности эксплуатации центрального пункта сбора нефти 58
6.1 Техническое перевооружение насосной внешней перекачки 58

					Организация работ по эксплуатации оборудования центрального пункта сбора нефти, расположенного в ямало-ненецком автономном округе		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Соколов К.А.			Содержание	Лит.	Лист 14 / Листов
Руковод.		Гончаров Н.В.					
Рук-ль ООП		ЧухареваН.В.				Отделение нефтегазового дела Группа З-2Б8А1	

6.2 Техническое переоснащение системы измерения количества нефти 61
7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....63
7.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения 63
7.2 Планирование научно-исследовательских работ 66
7.3 Бюджет научно-технического исследования НТИ.....71
8 Социальная ответственность 80
8.1 Производственная безопасность. 80
8.1.1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды 80
8.1.2 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды 84
8.2 Пожаробезопасность 87
8.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях 88
8.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности 92
Заключение.....94
Список используемых источников 95

Введение

Ямало-Ненецкий автономный округ характеризуется суровыми природно-климатическими условиями. Но при этом Ямало-Ненецкий автономный округ занимает второе место по запасам и добычи нефти в России. Среди месторождений округа 30 крупных и одно уникальное – Русское.

Одним из важнейших элементов пункта сбора нефти является система измерения и контроля качества нефти, которая предназначена для автоматического оперативного измерения массы (объема) нефти, определения ее качественных характеристик (плотности, влагосодержания, давления, температуры), а также отбора проб нефти.

Поскольку контроль параметров качества и количественные характеристики добытой и передаваемой потребителю нефти должны строго контролироваться в соответствии с действующим законодательством, что предъявляет высокие требования к системам измерения и к условиям их эксплуатации. Необходимо тщательно изучать и контролировать работу данного оборудования, чтобы уметь предсказывать поведение и возможные неисправности, а также исключить (по возможности) факторы, отрицательно сказывающиеся на измерительном и контрольном оборудовании.

Объектом данного исследования являются система измерения и контроля качества нефти на центральном пункте сбор нефти Вынгапуровского месторождения расположенного в Ямало-Ненецкий автономный округ.

Цель работы – разработать мероприятия по организации работ при эксплуатации центрального пункта сбора нефти, расположенного в Ямало-ненецком автономном округе.

Для достижения цели были поставлены следующие задачи:

1. Анализ нормативно-технической документации и литературных источников по взятой тематике;

2. Анализ действующих технологических процессов и особенностей эксплуатации центрального пункта сбора нефти;

3. Проведение технологических расчетов системы измерения качества и количества нефти центрального пункта сбора нефти;

4. Разработка мероприятий по повышению эффективности эксплуатации центрального пункта сбора нефти.

Определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

система измерений количества и показателей качества нефти(СИКН): Это совокупность средств измерений, системы обработки информации, технологического оборудования и трубопроводной арматуры, функционирующих как единое целое, основанная на методе динамических измерений массы брутто нефти.

измерительный преобразователь: Техническое средство с нормативными метрологическими характеристиками, служащие для преобразования измеряемой величины в электрический измерительный сигнал, удобный для обработки, хранения и дальнейшего преобразования системой обработки информации.

система обработки информации: Вычислительное устройство, принимающее, обрабатывающее информацию о количественно - качественных параметрах.

учетная операция: Операция, проводимая сдающей и принимающей сторонами целью определения массы нефти для последующих расчетов, а также при инвентаризации и арбитраже.

измерительная линия: Часть конструкции системы измерений количества и показателей качества нефти, состоящая из преобразователей расхода в комплекте с прямолинейными участками трубопровода, оснащенная устройством отбора давления и карманом для термометра, преобразователями температуры и давления, манометром и термометром, задвижками и фильтром.

рабочая измерительная линия: Измерительная линия, находящаяся в работе при нормальном режиме эксплуатации системы измерения количества и показателей качества нефти.

контрольная измерительная линия: Измерительная линия, применяемая для контроля метрологических характеристик рабочих преобразователей расхода и/или для измерения количества нефти, протекающей через рабочую измерительную линию при проверке преобразователя расхода, установленного на этой линии.

резервная измерительная линия: Измерительная линия, которая находится в ненагруженном резерве и в любой момент может быть включена в работу.

рабочий диапазон расходов и вязкости нефти: Область значений расходов и вязкости нефти, для эксплуатации в которой предназначены преобразователи расхода и в которой нормированы их метрологические характеристики.

контроль метрологических характеристик: Определение отклонения метрологических характеристик средств измерений в межповерочном интервале от действительных значений, полученных при последней поверке, с целью установить пригодность средств измерений к дальнейшей эксплуатации.

масса брутто нефти: Общая масса нефти, включающая в себя массу балласта.

масса балласта: Общая масса воды, хлористых солей и механических примесей в нефти.

масса нетто нефти: Величина разности массы брутто и массы балласта.

техническое перевооружение: Это совокупность мер, которые направлены на повышение уровня технического оснащения производственного предприятия.

Список используемых обозначений и сокращений

АО – акционерное общество;

АРМ – автоматизированное рабочее место;

БИК – блок измерений показателей качества нефти;

БИЛ – блок измерительных линий;

ВГКС – вакуумная газовая компрессорная станция;

ВГПЗ – Вынгапуровский газоперерабатывающий завод;

ДНС – дожимная насосная станция;

ЕТБ – единый технологический блок;

КСУ – концевая сепарационная установка;

КМХ – контроль метрологических характеристик;

ПДК – предельно-допустимая концентрация;

НВО – насосы внешней откачки;

ОС – очистные сооружения;

РВС – резервуар вертикальный стальной;

СИКН – система измерения количества и показателей качества нефти;

ТПУ – трубопоршневая установка;

УПСВ – установка предварительного сброса воды;

ЦПС – центральный пункт сбора;

ЯНАО – Ямало-Ненецкий автономный округ.

1 Обзор литературы

1.1 Характеристика центрального пункта сбора нефти

Общая система сбора, подготовки и транспорта нефти, газа и воды.

В систему сбора, подготовки и транспортировки продукции нефтяных скважин входят:

- выкидные трубопроводы, для сбора продукции от скважины до замерной установки;
- нефтесборные трубопроводы, обеспечивающие сбор эмульсии от замерных установок до оборудования первичной сепарации нефти, ДНС или ЦПС;
- нефтепроводы для транспортировки товарной нефти от ЦПС до сооружений магистрального транспорта нефти.

В общей системе, сбора подготовки и транспортировки центральные пункты сбора нефти являются заключительным звеном. В каждом нефтедобывающем районе, как правило, располагается один пункт сбора и подготовки нефти, газа и воды. При соответствующем технико-экономическом обосновании возможна организация двух и более центральных пунктов при наличии нескольких направлений магистрального транспорта или больших месторождений.

Система подготовки нефти на ЦПС включает в себя комплекс технологического оборудования и сооружений, предназначенных для получения товарной нефти, ее учета и дальнейшего транспорта, для очистки сточных вод, первичной подготовки газа концевых ступеней сепарации к транспорту.

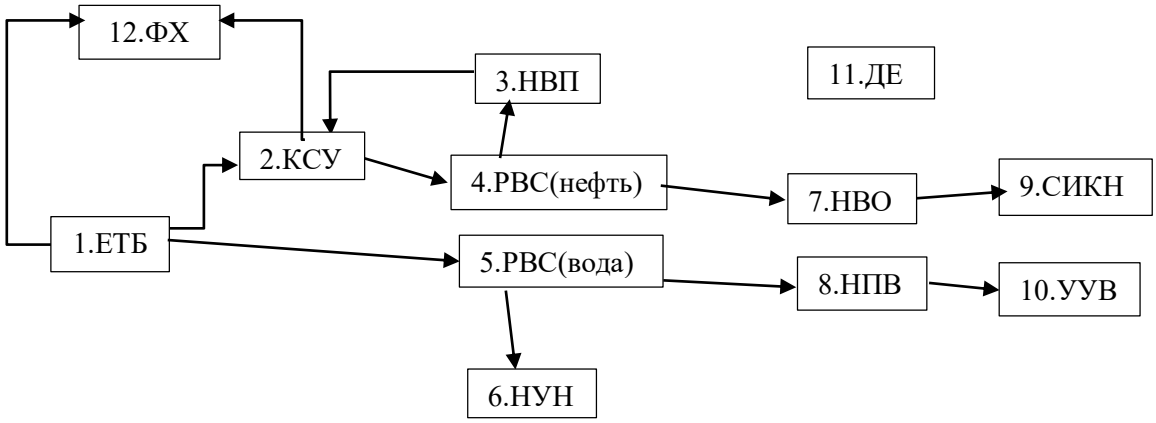
Как правило, центральные пункты сбора размещают на базовом месторождении, добыча на котором составляет 40% и более общей добычи района в период его максимального развития, независимо от направления магистрального транспорта нефти. При отсутствии в районе базового месторождения ЦПС размещают на месторождении, ближайшем к начальной точке магистрального нефтепровода.

Центральный пункт сбора нефти – универсальный технологический объект, на котором добываемый продукт делится на компоненты: сточная вода, товарная нефть, газ и так далее.

На таких объектах всегда много зданий и сооружений, которые возводятся в соответствии с нормами и требованиями промышленной безопасности. Еще на этапе проектирования процесс возведения конструкций связан с заполнением декларации промышленной безопасности. Все конструкции строго должны соответствовать проектным чертежам, находиться на должном расстоянии друг от друга. Требования промышленной безопасности основываются на ФЗ № 116 и обязательны к выполнению, как и мероприятия для их обеспечения.

1.2 Состав центрального пункта сбора нефти

В состав ЦПС нефти обычно входят следующие технологические объекты, изображённые на рисунке 1.1



1-Единый технический блок; 2-Концевая сепарационная установка; 3-Насосы внутренней перекачки; 4-Резервуар вертикальный стальной для товарной нефти; 5-Резервуар вертикальный стальной для подтоварной воды; 6-Насосы уловленной нефти; 7-Насосы внешней откачки; 8-Насосы пластовой воды; 9-Система измерения количества нефти; 10-Узел учета нефти; 11-Дренажные ёмкости; 12-Факельное хозяйство

Рисунок 1.1 – Схема пункта сбора нефти

Единый технический блок представляет собой совокупность площадок по разделению водогазонефтяной эмульсии на фазы нефть, газ, вода.

Концевая сепарационная установка предназначена для окончательной дегазации нефти перед ее подачей в емкости хранения с атмосферным давлением.

Резервуар вертикальный стальной – сооружение, предназначенное для приёма, хранения, подготовки, и выдачи жидких продуктов.

Насосная внешней откачки предназначена для откачки товарной нефти потребителю.

Насосная пластовой воды отправляет жидкость на кустовую насосную станцию для дальнейшего закачивания в пласт.

Насосная внутренней перекачки предназначена для перекачивания нефти внутри объекта.

Насосная уловленной нефти откачивает сырую нефть, собравшуюся в резервуаре подтоварной воды, так как при сепарации и отстое жидкости в подтоварной воде остаются частицы нефти.

Система измерения количества и качества нефти предназначена для автоматического оперативного измерения массы (объема) нефти; определения ее качественных характеристик (плотность, влагосодержание, давление, температура); отбора пробы нефти.

Узел учета воды предназначены для измерения расхода объема воды, проходящей по трубопроводу.

Факельное хозяйство — используется для утилизации сбросов, которые поступают в факельную систему. Основной объект на территории такого хозяйства — факельная установка, представляющая собой совокупность трубопроводов, аппаратов, устройств и сооружений для транспортировки и последующего сжигания паров и газа.

ЦПС предназначен для:

Сепарации нефти и газа – это первый этап переработки нефти после ее добычи из скважины.

Технология и техника сепарации нефти основывается на многоступенчатом методе, при котором выделение газа происходит следующим образом: на 1й ступени выделяются легкие углеводороды (метан и этан), на следующих - более тяжелые фракции.

Каждая ступень характеризуется понижением давлением с 0,6 МПа до атмосферного в концевых сепараторах.

Количество дегазированной нефти напрямую зависит от количества ступеней: чем их больше, тем увеличивается объем очищенной нефти.

Обезвоживание нефти - технологический процесс, проводимый в целях освобождения нефти от излишнего балласта (воды и растворенных в ней веществ) перед транспортировкой и переработкой.

Обезвоживание нефти проводят путем разрушения (расслоения) водно-нефтяной эмульсии с применением деэмульсаторов, которые, адсорбируясь на границе раздела фаз, способствуют разрушению капель диспергированной в нефти воды.

Обессоливание нефти - процесс удаления из продукции нефтяных скважин минеральных (в основном хлористых) солей.

Последние содержатся в растворенном состоянии в пластовой воде, входящей в состав водонефтяной эмульсии (обводненная продукция скважин), реже в самой нефти — незначительное количество солей в кристаллическом состоянии.

Обессоливание нефти осуществляется в связи с тем, что высокое содержание солей способствует коррозии оборудования трубопроводов при перекачке нефти, приводит к закупориванию теплообменной аппаратуры и коррозии оборудования при ее дальнейшей переработке на нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ) и др.

Первично обессоливание нефти проводится на нефтяных промыслах (попутно с обезвоживанием) перед сдачей нефти потребителю (на экспорт или на НПЗ).

Содержание солей в товарной нефти согласно ГОСТу не должно превышать (соответственно группе качества I, II, III) 100, 300 или 1800 мг/л; в продукции, поступающей на экспорт, — не более 100 мг/л.

Стабилизация нефти - это технологический процесс удаления (отгонки) из нефти остаточного количества углеродных газов и легких жидких фракций после первичной дегазации в целях снижения потерь ценных углеводородов при транспортировке, хранении и для обеспечения постоянного давления паров нефти при ее подаче на перегонные аппараты.

Данные процедуры позволяют:

- обеспечить максимальный выход товарной нефти,
- сократить ее потери при транспорте,
- очистить пластовые и другие сточные воды и подать их на сооружения по поддержанию пластового давления, первичной подготовки газов концевых ступеней к транспорту,
- подготовить к перекачке и учету товарную нефть в общей системе сбора и подготовки нефти, газа и воды к транспорту и использованию.

В технологическом процессе ЦПС веществами, представляющими опасность с точки зрения взрывопожароопасности и вредного воздействия на здоровье человека, являются нефть, нефтяной газ, газовый конденсат и химические реагенты (деэмульгаторы, ингибиторы коррозии).

ЦПС по взрывопожароопасности относится к производству категории «А», классификация производства по взрывопожароопасности «В-1».

При отборе проб нефти, выполнении транспортных и других производственных операций, проведении испытаний необходимо соблюдать общие правила техники безопасности, инструкции по безопасности труда в зависимости от вида работы. При работах с нефтью необходимо применять индивидуальные средства защиты согласно типовым отраслевым нормам, утвержденным в установленном порядке.

Персонал ЦПС работающий с нефтью должны знать правила безопасности труда в соответствии с ГОСТ 12.0.004. Нефть относят к легковоспламеняющимся жидкостям 3-го класса по ГОСТ 19433. Категория взрывоопасности и группа взрывоопасных смесей паров нефти с воздухом – IIA-T3 по ГОСТ 30852.5-2002, ГОСТ 30852.11-2002. Температура самовоспламенения нефти выше 250°С. Общие требования пожарной безопасности при работах с нефтью – по ГОСТ 12.1.00.

5 Расчетно-технологическая часть

5.1 Расчет погрешности измерений массы товарной нефти

Измерения массы брутто нефти на ЦПС при сдаче проводят следующими методами по ГОСТ Р 8.595–2004 [18]:

- прямым методом динамических измерений, – метод, основанный на прямых измерениях массы продукта с применением массомеров в трубопроводах;
- косвенным методом динамических измерений, – метод, основанный на измерениях плотности и объема продукта в трубопроводах;
- прямым методом статических измерений, – метод, основанный на прямых измерениях массы продукта статическим взвешиванием или взвешиванием в железнодорожных или автомобильных цистернах и составах в процессе их движения на весах;
- косвенным методом статических измерений, – метод, основанный на измерениях плотности и объема продукта в мерах вместимости (мерах полной вместимости).

5.1.1 Прямой метод измерения массы брутто товарной нефти

При измерениях прямым методом динамических измерений массу брутто нефти измеряют массомерами и автоматически регистрируют результаты измерений массы нефти (в тоннах), измеренной каждым рабочим массомером и всей СИКН.

Определение содержания балласта в нефти проводят в испытательной лаборатории с использованием проб, отбираемых автоматическими пробоотборниками или вручную в соответствии с ГОСТ 2517-2012 [19].

Вычисление массы нетто нефти

Массу нетто нефти $М_н$, т, вычисляют как разность массы брутто нефти М, (т), и массы балласта m, (т), по формуле:

$$М_н = М - m = M \cdot \left(1 - \frac{W_в + W_{мп} W_{хс}}{100}\right) \quad (5.1)$$

где W_B - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в товарной нефти, %;

W_{mn}- абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в товарной нефти, %;

W_{XC}- абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в товарной нефти, %, вычисляется по формуле:

$$W_{xc} = 0{,}1 \cdot \frac{\varphi_{\text{хс}}}{\rho_v} \quad (5.2)$$

где: $\varphi_{\text{хс}}$– концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм^3;

ρ_v – плотность нефти при условиях измерений объема нефти, кг/м^3.

Если измеряют не массовую, а объёмную долю воды в нефти, то массовую долю вычисляют по формуле:

$$W_{\text{в}} = \frac{\varphi_{\text{в}} \cdot \rho_{\text{в}}}{\rho_v} \quad (5.3)$$

где: $\varphi_{\text{в}}$ – объемная доля воды в нефти, %;

$\rho_{\text{в}}$ – плотность воды, кг/м3 (принимают равной 1000 кг/м^3).

Определение показателей качества нефти

Пробы для определения показателей качества нефти отбирают в соответствии с ГОСТ 2517-2012 [19].

Показатели качества нефти определяют стандартизованными лабораторными методами в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51858 [14]:

- плотность по ГОСТ 3900 [42];
- массовую долю воды по ГОСТ 2477 [29];
- массовую долю механических примесей по ГОСТ 6370 [30];
- концентрацию хлористых солей по ГОСТ 21534 [31];
- массовую долю серы по ГОСТ Р 51947 [33];
- давление насыщенных паров (ДНП) по ГОСТ 1756 [34];
- объемную долю свободного газа по МИ 2575 [26];
- массовую долю парафина по ГОСТ 11851 [35];
- выход фракций по ГОСТ 2177 (метод Б) [36];
- массовую долю сероводорода по ГОСТ Р 50802 [37];

- массовую долю метил- и этилмеркаптанов по ГОСТ Р 50802 [37];
- массовую долю органических хлоридов по ГОСТ Р 52247 [38].

При измерениях прямым методом динамических измерений массу брутто нефти измеряют массомерами и автоматически регистрируют результаты измерений массы нефти (в тоннах), измеренной каждым рабочим массомером и всей СИКН.

Определение содержания балласта в нефти проводят в испытательной лаборатории с использованием проб, отбираемых автоматическими пробоотборниками или вручную в соответствии с ГОСТ 2517-2012 [19].

При прямом методе динамических измерений $\delta_{\text{Мбр}}^{np}$ %, пределы относительной погрешности измерений массы брутто вычисляют по формуле:

$$\delta_{\text{Мбр}}^{np} = \pm 1{,}1 \cdot \sqrt{\delta_m^2 + \delta_{\text{ивк}}^2 + \delta_{\text{арм}}^2} \quad (5.4)$$

где $\delta_{\text{ивк}}$ – погрешность информационно вычислительно комплекса 0,001%;

$\delta_{\text{арм}}$ – погрешность автоматизированного рабочего места 0,00000001 %.

Относительную дополнительную погрешность измерений массомера от изменения давления окружающей среды на 0,1 МПа определяют по формуле:

$$\delta_{\text{масс.доп.Р}} = (\text{Р} - 0{,}1) \cdot \left(\delta_{\text{масс.доп.Р}}\right) \quad (5.5)$$

где Р – максимальное давление, МПа;

$\delta_{\text{масс.доп.Р}}$ – дополнительная погрешность измерений массомера от изменения давления товарной нефти, определяемая из описания типа на данный массомер, %:

$$\delta_{\text{масс.доп.Р}} = (3{,}9 - 0{,}1) \cdot (-0{,}009) = -0{,}342\ \%.$$

Относительную дополнительную погрешность измерений массомера от изменения температуры окружающей среды, $\delta_{m(\text{доп}.t)}$ %, определяют по формуле:

$$\delta_{m(\text{доп}.t)} = (t - 20) \cdot \frac{\delta_{m(\text{доп}.it)} \cdot G_{max}}{G_{\text{изм}}} \quad (5.6)$$

где t - температура товарной нефти, ºС;

$\delta_{m(\text{доп}.t)}$ – дополнительная погрешность измерений массомера о изменения температуры товарной нефти, из описания типа на массомер, %;

G_{max} – максимальное значение массового расхода, т/ч;

$G_{\text{изм}}$ – измеренное значение массового расхода, т/ч;

$$\delta_{m(\text{доп}.t)} = (18{,}5 - 20) \cdot \frac{0{,}001 \cdot 850}{760} = -0{,}00165\%.$$

Относительную погрешность измерений массы товарной нефти массомером, %, вычисляют по формуле:

$$\delta_m = \sqrt{\delta^2_{m(\text{осн})} + \delta^2_{m(\text{доп}.\text{Р})} + \delta^2_{m(\text{доп}.t)}} \quad (5.7)$$

$$\delta_m = \sqrt{0{,}1^2 + (-0{,}342)^2 + (-0{,}00165)^2} = 0{,}22\%$$

Пределы относительной погрешности измерений массы брутто товарной нефти при прямом методе динамических измерений равна:

$$\delta_m = \sqrt{0{,}22^2 + 0{,}001^2 + 0{,}00000001^2} = 0{,}22\%$$

При расчете массы брутто прямым методом динамических измерений наибольшее значение при определении погрешности вносит первая составляющая погрешности массомера равная 0,22 %, напрямую зависящая от значения, определенного производителем во время изготовления массомера, которая не меняется ни от каких факторов.

Погрешность ИВК является второй составляющей при расчете массы брутто прямым методом динамических измерений, и равна 0,05 %. Влияние этой погрешности на результаты при расчетах массы нефти брутто сравнительно мало.

Третья составляющая погрешности, равная 0,00000001 %, является погрешностью оборудования автоматизированного рабочего места оператора, и имеет самую низкую значимость при расчётах.

Как видим, первая составляющая погрешности наиболее значима при расчётах, но корректировка её в меньшую сторону возможна только при замене массомера на его аналог с более лучшими характеристиками определения расхода.

Расчет относительной погрешности измерений массы нетто товарной нефти

$$\delta\text{Мн} = \pm 1{,}1 \cdot \sqrt{(\delta\text{м}*)^2 + \frac{\Delta W_B^2 + \Delta W_{mn}^2 + \Delta W_{XC}^2}{\left(1 - \frac{W_B + W_{mn} + W_{XC}}{100}\right)^2}} \quad (5.8)$$

где ΔW_B - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в товарной нефти, %;

ΔW_{mn}- абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в товарной нефти, %;

ΔW_{XC}- абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в товарной нефти, %.

Значение $\delta\text{м}^*$ принимают равным относительной погрешности измерений массы товарной нефти с помощью массомера.

Абсолютные погрешности измерений массовых долей воды, механических примесей и хлористых солей в товарной нефти определяют по результатам оценки промежуточных показателей прецизионности и правильности стандартных методов измерений в каждой лаборатории, проводящей анализы при учетных операциях, в соответствии с ГОСТ Р ИСО 5725-1[39] - ГОСТ Р ИСО 5725-6 [40]. Масса балласта является составляющей погрешности при расчете массы нетто прямым методом динамических измерений. Масса балласта – общая масса воды, хлористых солей и механических примесей в нефти в их процентном содержании.

В соответствии с формулой (5.5) проведем расчеты, приняв следующие значения:

Массовая доля воды δW_B , определенная по ГОСТ 2477-2014 равная 0,13%;

Массовая концентрация хлористых солей δW_{XC}, по ГОСТ 24534-76 равная – 0,0013%;

Массовая доля механических примесей δW_{mn}, по ГОСТ 6370-83 равная – 0,0033%.

$$\delta Мн = \pm 1{,}1 \cdot \sqrt{(0{,}151)^2 + \frac{0{,}1322^2 + 0{,}0033^2 + 0{,}0013^2}{\left(1 - \frac{0{,}06 + 0{,}001 + 0{,}0044}{100}\right)^2}} = 0{,}22\%$$

5.1.2 Косвенный метод динамических измерений товарной нефти

При измерениях массы брутто нефти косвенным методом динамических измерений регистрируют результаты измерений:

- объема нефти ($м^3$), измеренного каждым рабочим ПР в рабочих условиях и приведенного к стандартным условиям;
- объема нефти ($м^3$), приведенного к стандартным условиям, измеренного СИКН;
- плотности нефти (кг/ $м^3$), измеренной поточным плотномером, приведенной к условиям измерений объема и к стандартным условиям;
- массы брутто нефти (т), измеренной по каждой рабочей линии и всей СИКН.

При измерениях косвенным методом динамических измерений, массу брутто нефти вычисляют как произведение соответствующих значений:

- объёма и плотности нефти, приведённых к условиям измерений объема;
- объёма и плотности нефти, приведённых к стандартным условиям согласно ГОСТ Р 8.595-2004 [18].

При определении объема нефти применяют ПР (турбинные, лопастные, роторные, ультразвуковые и др.), преобразователи давления и температуры, систему обработки информации.

При определении плотности нефти применяют поточные преобразователи плотности, преобразователи давления и температуры, систему обработки информации.

На выходе каждой измерительной линии, на входе и выходе поверочной установки устанавливают преобразователь давления и манометр, преобразователь температуры и стеклянный термометр. На выходном коллекторе СИКН – преобразователь давления и манометр.

В том случае, если вязкость нефти влияет на характеристики ПР, вязкость нефти определяют с периодичностью, указанной для метода измерений по ГОСТ 33-2000 [41].

Пределы относительной погрешности измерений массы брутто товарной нефти при косвенном методе динамических измерений $\delta_{\text{Мбр}}^{\text{косов(с)}}$,% и последующем приведении результатов измерений объема и плотности к стандартным условиям вычисляют по формуле:

$$\delta_{\text{Мбр}}^{\text{косов(с)}} = \pm 1{,}1 \cdot \sqrt{\delta_V^2 + G^2 \cdot \left(\delta_\rho^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta t_\rho^2\right) + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta t_V^2 + \delta_{\text{ИВК}}^2 + \delta_{\text{АРМ}}^2} \qquad (5.9)$$

где: δ_v– относительная погрешность измерений объема нефти, %;

δ_v – относительная погрешность средства измерений объема нефти, если сумма остальных составляющих погрешности измерений объема нефти является не существенной;

δ_p – относительная погрешность измерений плотности нефти, %;

δ_{Tp}, δ_{Tv} – абсолютные погрешности измерений температуры нефти при измерениях его плотности и объема соответственно, ºС;

β – коэффициент объемного расширения нефти, 1/ºС ГОСТ Р 8.595 [18];

δ_N – предел допускаемой относительной погрешности устройства обработки информации, %/

Коэффициент G вычисляют по формуле:

$$G = \frac{1 + 2 \cdot \beta \cdot t_V}{1 + 2 \cdot \beta \cdot t_\rho} \qquad (5.10)$$

где t_ρ, t_v - температуры нефти при измерениях объема и плотности, ^{0}C.

Для расчета берутся значения из паспорта нефти:

t_V=20^{0}C, t_ρ=15^{0}C.

β_v=0,000796 1/^{0}C при t_V=20^{0}C, ρ=817,5 кг/м^3

β_ρ=0,000824 1/^{0}C при t_ρ=15^{0}C, ρ=821,2 кг/м^3

$$G = \frac{1 + 2 \cdot 0{,}000796 \cdot 20}{1 + 2 \cdot 0{,}000824 \cdot 15} = 1{,}0069\,.$$

Основную относительную погрешность измерений температуры $\delta_{t(\text{осн})}$, % при известной приведенной погрешности определяют по формуле:

$$\delta_{t(\text{осн})} = \gamma_{\text{осн}} \cdot \frac{t_{\text{в}} - t_{\text{н.у.}}}{t} \qquad (5.11)$$

где $\gamma_{\text{осн}} = 0{,}15$

$$\delta_{t(\text{осн})} = 0{,}15 \cdot \frac{25-0}{25} = 0{,}15\%$$

Дополнительную относительную погрешность измерений температуры $\delta_{t(\text{доп})}$, % при известной приведенной погрешности определяют по формуле:

$$\delta_{t(\text{осн})} = \gamma_{\text{осн}} \cdot \frac{t_{\text{в}} - t_{\text{н.у.}}}{t} \cdot \frac{t-20}{10} \quad (5.12)$$

где $\gamma_{\text{доп}} = 0{,}05$

$$\delta_{t(\text{осн})} = 0{,}05 \cdot \frac{25-0}{25} \cdot \frac{25-20}{10} = 0{,}025\%$$

Относительная погрешность измерений температуры δ_t равна:

$$\delta_t = \sqrt{\delta_{t(\text{осн})}^2 + \delta_{t(\text{доп})}^2} \quad (5.13)$$

$$\delta_t = \sqrt{0{,}15^2 + 0{,}025^2} = 0{,}15\%$$

Переводим относительную погрешность измерений температуры δ_t в абсолютную величину Δ_t по формуле:

$$\Delta_t = \frac{\delta_t}{100} \cdot t \quad (5.14)$$

$$\Delta_t = \frac{0{,}15}{100} \cdot 15 = 0{,}0225℃$$

Определяем погрешность измерений плотности. Общую погрешность измерений плотности вычисляют по формуле:

$$\Delta_\rho = \Delta_{\rho(\text{осн})} + \Delta_{\rho(\text{осн})P} + \Delta_{\rho(\text{осн})t} \quad (5.15)$$

Дополнительную погрешность измерений плотности при изменении давления вычисляют по формуле:

$$\Delta_{\rho(\text{осн})P} = 3 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{(P-0{,}1)\text{МПа}}{10^8\text{МПа}} \quad (5.16)$$

$$\Delta_{\rho(\text{осн})P} = 3 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{(0{,}2-0{,}1)}{10^8} = 0{,}03 \cdot 10^{-10}\text{МПа}.$$

Дополнительную погрешность измерений плотности при изменении температуры вычисляют по формуле:

$$\Delta_{\rho(\text{осн})t} = 5 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{(t-20)℃}{t℃} \quad (5.17)$$

$$\Delta_{\rho(\text{осн})t} = 5 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{(20-20)℃}{20℃} = 0℃$$

Вычисляем общую погрешность:

$$\Delta_\rho = 0{,}15 + 0{,}03 \cdot 10^{-10} + 0 = 0{,}15 \text{ кг/м}^3$$

Относительную погрешность измерений давления δ_ρ, % при известной абсолютной погрешности определяют по формуле:

$$\delta_\rho = \frac{\Delta_\rho}{\rho} \cdot 100 \quad (5.18)$$

$$\delta_\rho = \frac{0{,}15}{821{,}2} \cdot 100 = 0{,}018\%$$

Пределы относительной погрешности измерений массы брутто товарной нефти при косвенном методе динамических измерений $\delta_{\text{Мбр}}^{\text{косов(с)}}$, % и последующем приведении результатов измерений объема и плотности к стандартным условиям равна:

$$\delta_{\text{Мбр}}^{\text{косов(с)}} = \pm 1{,}1 \cdot \sqrt{0{,}15^2 + 1{,}0069^2 \cdot 0{,}018^2 + 0{,}005^2 + 0{,}0001^2} = 0{,}16\%$$

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто товарной нефти не должны превышать:

0,25 % - при прямом и косвенном методах динамических измерений;

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто товарной нефти не должны превышать:

0,35 % - при прямом и косвенном методах динамических измерений согласно ГОСТ Р 8.595 [18];

5.2 Расчет толщины стенки трубопровода измерительной линии

Для изготовления измерительной линии был использован трубопровод 219х6, марка стали 13ХФА. Расшифровка маркировки стали 13ХФА согласно ГОСТ 4543-2016[43]:

- цифра перед буквенным рядом указывает на содержание углерода и составляет 0,13%;
- буква Х означает легирование хромом, Ф – ванадием;
- отсутствие цифр за буквами сообщает о содержании элемента, не превышающего 1,5%;
- "А" указывает на отнесение сплава к категории марок высокого класса стали.

В составе также содержится кремний, марганец, алюминий в количествах менее одного процента, нежелательные сера, фосфор не превышают 0,015%.

На измерительных линиях СИКН № 535 применены трубы с условным диаметром DN-200. Труба DN-200 взята по ГОСТ 8732-78[17], с пределом прочности 686 МПа и пределом текучести 482 МПа, коэффициент надежности по материалу К1=1,55;

Минимальные толщины труб определялись по формуле:

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_{\text{н}}}{2 \cdot (R_1 + n \cdot p)} \quad (5.19)$$

где n = 1,15 – коэффициент надежности по нагрузке (СП 36.13330.2012);

p = 3,6 МПа - рабочее давление;

Dн – наружный диаметр трубы равный 219 мм;

*R*1 – расчетное сопротивление растяжению (сжатию) определяется по формуле:

$$R_1 = \frac{R_1^{\text{н}} \cdot m}{K_1 \cdot K_{\text{н}}} \quad (5.20)$$

где $R_1^{\text{н}}$– нормативное сопротивление растяжению (сжатию) равное временному сопротивлению материала;

m = 0,75 – коэффициент условий работы трубопровода (СП 36.13330.2012);

*К*1 – коэффициент надежности по материалу;

*К*н = 1 – коэффициент надежности по назначению трубопровода (СП 36.13330.2012);

$$R_1 = \frac{686 \cdot 0{,}75}{1{,}55 \cdot 1} = 331{,}9 \text{ МПа}$$

Из полученного результата рассчитываем минимальные толщины труб с Dy 200:

$$\delta = \frac{1{,}15 \cdot 3{,}6 \cdot 219}{2 \cdot (331{,}9 + 1{,}15 \cdot 3{,}6)} = 2{,}23 \text{ мм.}$$

Потребная толщина стенок определялась по формуле:

$$\delta_{\text{потр.}} = \delta + \text{C}_1 + \text{C}_2 \quad (5.21)$$

где C_1 – минусовой допуск на толщину. Минусовой допуск на толщину составляет 15% и 10% от номинальной толщины для труб по ГОСТ 8732-

78[17], соответственно C_2 = 0 мм - добавка к толщине стенки на общую коррозию.

$$\delta_{\text{потр.}} = 2{,}23 + 0{,}9 + 0 = 3{,}13$$

По условиям прочности номинальная толщина трубы должна быть не меньше потребной, т.е. должно быть:

$$\delta_{\text{ном.}} \leq \delta_{\text{потр.}} \quad (5.22)$$

Исходя из расчетов, труба 219х6 удовлетворяет требованиям.

6 Мероприятия по повышению эффективности эксплуатации центрального пункта сбора нефти

6.1 Техническое перевооружение насосной внешней перекачки

На данный момент, сдача нефти производиться по следующей схеме: нефть насосами типа ЦНС-300/420 на прямую подается на СИКН и далее в нефтепровод. Компания в целях повышения эффективности объекта, разработала план по замене насосов и двигателей.

В данный момент компоновка насосного блока представляет собой четыре насоса типа ЦНС-300/420 и потребляемой электроэнергией 830 кВ/ч, и один насос типа ЦНС-300/420 и потребляемой электроэнергией 630 кВ/ч. Средний расход нефти составляет 860 $м^3$/ч (700 т/ч), в один момент в работе 3 насоса.

На замену предлагаться насос от производителя «Ясногорский завод насосного оборудования» типа ЦНС-400/420 и рекомендованным двигателем потребляемой электроэнергией 630 кВ/ч, при среднем расходе нефти в один момент в работе будет 2 насоса. Технические характеристики приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – технические характеристики предлагаемого насоса

Марка	Подача, $м^3$/ч	Напор, м	Мощность, кВ/ч	Частота вращения, об/мин	Допускаемый кавитационный запас, м	Установленный ресурс до капитального ремонта, ч,	Подпор на входе, м
ЦНС 400-420	400	420	630	1475	5	12000	5-60

В паре с насосом ЦНС-400/420 устанавливается электродвигатель марки ВАО2-560-630-4 У2 характеристики которого приведены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Характеристики электродвигателя

Марка	Маркировка взрывозащиты	Мощность, кВ/ч	Напряжение, В	КПД, %	Масса, кг
ВАО2-560-630-4 У2	1Ex d IIB T4 Gb PB Ex d I Mb	630	6000	95,82	5370

Предлагаемая компоновка насосного блока представит собой 3 шт. типа ЦНС-400/420 и потребляемой электроэнергией 630 кВ/ч, и 2шт. типа ЦНС-300/420 и потребляемой электроэнергией 630 кВ/ч.

Проанализируем затраты электроэнергии (стоимость 1кВ/ч=4,95 руб.) по данным типам насосов и представим в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Затраты электроэнергии при расходе 700 т/ч

Марка установленных насосов	Количество установленных насосов, шт	Количество насосов в работе, шт	Кол-во нарабатываемых часов в сутки, ч/сут	Мощность электродвигателя, кВт/ч	Потребляемая мощность кВт/сут
Текущая компоновка					
ЦНС-300/420 (800 кВт)	4	3	24	800	57 600
ЦНС-300/420 (630 кВт)	1	0	24	630	0
Итого					57 600
Предлагаемая компоновка					
ЦНС-400/420 (630 кВт)	3	2	24	624	29 952
ЦНС-300/420 (630 кВт)	2	0	24	630	0
Итого					29 952

Экономический эффект рассчитан на одни сутки, один месяц и один год. Расчёты указаны в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – Затраты на электроэнергию

	ЦНС 300-420		ЦНС 400-420		Экономия
	кВт	руб	кВт	руб	руб
за сутки	57 600	285 120	29 952	148 262,4	136 857,6
за месяц	1 728 000	8 553 600	898 560	4 447 872	4 105 728
за год	21 024 000	104 068 800	10 932 480	54 115 776	49 953 024

Также произведены расчеты на годовое обслуживание насосов компанией [redacted] Компания [redacted] по договору проводит текущее обслуживание(ТО) одной единицы НА (Насосный агрегат) по истечению 720 часов работы стоимость которой составляет 81706 руб.,

текущий ремонт(ТР) по истечению 2160 часов работы, т.е. каждое третье ТО и стоимость работы составляет 147790 руб. Результаты указаны в таблице 6.5.

Таблица 6.5 – Затраты на обслуживание

Марка НА	Кол-во раб насосов	Общая наработка НВО в год	Наработка для ТО	Кол-во ТО в год на насосный блок	Наработка для ТР	Кол-во ТР в год на насосный блок	ТО и ТР за год	Затраты на то	Затраты на тр	Общие затраты на НВО	Общая экономия
Текущая компоновка											
300-420	3	26 280	720	24	2 160	12	36	1 960 944	1 798 112	3 759 056	
300-420	0	0	720	0	2 160	0	0	0	0	0	
Предлагаемая компоновка											
400-420	2	17 520	720	16	2 160	8	24	1 307 296	1 198 741	2 506 037	1 253 019
300-420	0	0	720	0	2 160	0	0	0	0	0	0

Проведен расчет затрат на замену текущего оборудования на новое. Стоимость насосного агрегата типа ЦНС-400/420 составляет 634 520 руб., стоимость электродвигателя на 630 кВ/ч составляет 951 520 руб. Для новой компоновки насосного блока потребуется 3шт. насоса, 4 шт. электродвигателя, демонтаж-монтаж и пуско-наладочные работы. Результаты приведены в таблице 6.6.

Таблица 6.6 – Затраты на замену оборудования

Марка	Кол-во	Стоимость за 1 шт, руб.	Демонтаж оборудования	Монтаж оборудования	Пуско-наладочные работы	Итого
ЦНС 400-420	3	634 520		367 497	149 043	7 226 001
ВАО2-560-630-4 У2 (У5)	4	951 520		489 996	198 724	
ЦНС 300-420	3		133 329			
ВАО2-630-800-4 У2 (У5)	4		177 772			

Исходя из приведённых расчетов выясняется, что даже при закупке и замене на новое оборудование экономия в первый год составит ≈ 44 млн. руб.

6.2 Техническое переоснащение системы измерения количества нефти

Краткая характеристика массового кориолисового расходомера

Принцип действия применяемых массомеров основан на эффекте Кориолиса, т.е. на изменениях фаз механических колебаний U-образных трубок, по которым движется измеряемая среда. Сдвиг фаз пропорционален величине массового расхода. Поток с определенной массой, движущийся через входные ветви расходомерных трубок, создает силу Кориолиса, которая оказывает сопротивление вибрации расходомерных трубок. Наглядно это сопротивление видно, когда шланг извивается под напором воды.

Замена расходомера Micro Motion модификации CMF 400

На данном объекте установлены расходомеры от фирмы Micro Motion, но в связи со сложностью закупки, и обслуживания данного оборудования компания рассматривает альтернативные замены.

[redacted] нашла замену в лице компании «Пергам» которая предоставила альтернативу, расходомер КТМ РуМАСС.

На данный момент на объекте установлен тестовый вариант расходомера КТМ РуМАСС, мои коллеги совместно со специалистами из компании «Пергам» проводят мероприятия по настройке, наладке и созданию сопутствующего программного обеспечения. В случае успешных тестов будет произведена закупка этого оборудования.

Это открывает возможности использования оборудования российского производства.

Преимущества КТМ РуМАСС:

- запатентованная конструкция разделительных коллекторов. Оптимизация формы проточной части численными методами обеспечивает уменьшенные на 15 % гидравлические потери по сравнению с имеющимися аналогами;

- погрешность измерения массового расхода ±0,1%; ±0,15%; ±0,2%; ±0,25%; ±0,5%;
- при монтаже не требуются прямые участки на входе и выходе;
- возможность изготовления с монтажным размером импортных аналогов;
- диагностика целостности измерительных трубок и наличия отложений на измерительных трубках;
- полностью роботизированная аргонно-дуговая сварка;
- встроенная функция коррекции по давлению и температуре рабочей среды;
- смачиваемые части изготовлены из коррозионностойкой нержавеющей стали 03Х17Н14М3 (AISI316L);
- манитарно-гигиеническое исполнение;
- лабораторное подтверждение устойчивости к вибрациям промышленных частот;
- подтвержденный гарантированный срок эксплуатации — 20 лет.

Сравнение характеристик приведены в таблице 6.7.

Таблица 6.7 – Характеристики

	Micro Motion CMF400	КТМ РуМАСС
Температура рабочей среды	-240…+350°С	-196…+400°С
Температура окружающей среды	-40…+60 °С	-70…+60 °С
Избыточное давление рабочей среды	0…400 бар	0…400 бар
Точность при измерении:		
массового расхода и массы жидкости	±0,1%;±0,5%	±0,1%;±0,15%;±0,5%
объемного расхода и объема жидкости	±0,1%;±0,5%	±0,11%;±0,2%;,±0,5%
Погрешность измерения плотности	±0,1 кг/м3; ±0,2 кг/м3	±0,5 кг/м3; ±0,2 кг/м3

7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

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

Потенциальные потребители результатов исследования

Продукт (результат НИР) – выявление более эффективного насосного агрегата с экономическим обоснованием.

Целевой рынок – сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. Для данного проекта целевым рынком являются нефтегазодобывающие предприятия: "Газпром нефть"

Сегментирование – это разделение покупателей на однородные группы, для каждой из которых может потребоваться определенный товар (услуга). Можно применять географический, демографический, поведенческий и иные критерии сегментирования рынка потребителей, возможно применение их 75 комбинаций с использованием таких характеристик, как возраст, пол, национальность, образование, любимые занятия, стиль жизни, социальная принадлежность, профессия, уровень дохода. В зависимости от категории потребителей (коммерческие организации, физические лица) необходимо использовать соответствующие критерии сегментирования.

В данной работе сегментировать рынок услуг по необходимости выбора нужного насосного агрегата можно по следующим критериям: размер компании и объем перекачки показано в таблице 7.1

Таблица 7.1 – карта сегментирования рынка предоставляемых услуг по выбору насосных агрегатов

		Объем перекачки		
		Крупные	Средние	Малые
Размер компании	Крупные			
	Средние			
	Малые			

Данное предприятие будет ориентироваться на средние компании со средними объемами перекачки.

Анализ конкурентных технических решений.

Объектом анализа является центробежный насос секционный нефтяной для перекачки сероводородов по нефтепроводам.

Для сравнения взяты три насоса: Насос ЦНС 300-420; Насос ЦНС 400-420. В таблице 7.2 приведены характеристики данных насосов.

Таблица 7.2 – Технические характеристики насосов ЦНС 300-420; ЦНС 400-420

Насос	Подача (м3/ч)	Напор (м)	Мощность (кВт)	Частота вращения (об/мин)	Стоимость (руб)	Масса (кг)
ЦНС 300-420	300	420	830	1580	598211	1950
ЦНС 400-420	400	420	630	1580	634520	2374

Анализ конкурентных технических решений помогает внести коррективы в проект, чтобы успешнее противостоять соперникам. При проведении данного анализа необходимо оценить сильные и слабые стороны конкурентов. Для этого составлена оценочная карта приведена в таблице 7.3.

Таблица 7.3 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы		Конкурентоспособность	
		Бн1	Бн2	Бн1	Бн2
Технические критерии оценки ресурсоэффективности					
1.Производительность	0,05	5	3	0,25	0,2
2.Удобство в эксплуатации	0,05	5	4	0,25	0,2
3.Энергоэкономичность	0,05	5	3	0,25	0,15
4.Простота эксплуатации	0,05	5	5	0,25	0,25
5. Надежность	0,05	5	5	0,25	0,25
Экономические критерии оценки эффективности					
1. Цена	0,35	4	5	1,4	1,8
2.Уровень проникновения на рынок	0,25	5	4	1,25	1
3.Предпологаемый срок эксплуатации	0,15	5	5	0,75	0,75
Итого	1	44	40	4,65	4,6

Где: Бн1 – Насос ЦНС 400-420; Бн2 – Насос ЦНС 300-420

При оценке качества используется два типа критериев: технические и экономические. Веса показателей в сумме составляют 1. Баллы по каждому показателю оцениваются по пятибалльной шкале.

Конкурентоспособность конкурента К:

$$К = \Sigma Bi Бi$$

где В*i* – вес показателя (в долях единицы);

Б*i* – балл *i*-го показателя.

Полученные результаты расчета сведены в таблицу 7.3. В строке «Итого» указана сумма всех конкурентоспособностей по каждому из Приборов.

Опираясь на полученные результаты расчётов, можно сделать вывод что, насос ЦНС 400-420 наиболее востребован и применим в условиях производства на предприятиях. Уязвимость конкурентов объясняется наличием таких причин, как высокая цена, сложность при эксплуатации, необходимость в более частой поверке агрегатов и меньший срок

эксплуатации.

7.2 Планирование научно-исследовательских работ

Структура работ в рамках научного исследования

В данной работе проектная организация состоит из двух человек: руководитель проекта и инженер. Планирование работ позволяет распределить обязанности между исполнителями проекта, рассчитать заработную плату сотрудников, а также гарантирует реализацию проекта в срок. Последовательность и содержание работ, а также распределение исполнителей приведены в таблице 7.4.

Таблица 7.4 – Перечень этапов работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания на проведение исследования	Руководитель
Выбор документов для исследования	2	Изучение нормативно-технической документации, сбор основной информации	Инженер
	3	Составление плана исследования	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	4	Определение и расчёт нагрузок, воздействующих на технологический трубопровод	Инженер
	5	Создание и расчёт математической модели трубопровода	Инженер
	6	Проведение диагностики	Инженер
Обобщение и оценка результатов	7	Разработка рекомендаций по снижению нагрузки на трубопровод	Инженер
	8	Оценка результатов исследования	Руководитель, Инженер
Оформление отчета по проекту	9	Составление пояснительной записки	Инженер

Исследование состояния технологической обвязки насосного агрегата проводится в пять этапов. Основные работы выполняются инженером.

Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты являются основной частью стоимости исследования. Трудоемкость выполнения проекта оценивается в человеко-днях и носит вероятностный характер.

Среднее (ожидаемое) значение трудоемкости:

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

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

– минимально возможная трудоемкость выполнения заданной *i*-ой работы, *чел.-дн.*;

– максимально возможная трудоемкость выполнения заданной *i*-ой работы, *чел.-дн*.

После определения ожидаемой трудоемкости работ необходимо рассчитать продолжительность каждой из работ в рабочих днях $T_р$. Величина $T_р$ учитывает параллельность выполнения этих работ несколькими исполнителями.

$$T_{tj} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i}$$

где tожi – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

Чi– численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, *чел*.

Разработка графика проведения научного исследования

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

Длительность каждого этапа работ из всех рабочих дней могут быть переведены в календарные дни с помощью следующей формулы:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{кал}$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения *i*-й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i-й работы в рабочих днях;

$k_{кал}$ – коэффициент календарности

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

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.

Пример расчета для 1 этапа работ (составление и утверждение технического задания на проведение исследования):

$$t_{\text{ожi}} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 6}{5} = 3 \text{ чел} - \text{дня}$$

$$T_{tj} = \frac{t_{\text{ожi}}}{\text{Ч}_i} = \frac{3}{1} = 3 \text{ дня}$$

Для шестидневной рабочей недели (для руководителя) коэффициент календарности равен:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 51 - 15} = 1{,}22$$

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}} = 3 \cdot 1{,}22 = 3{,}66 \approx 4 \text{ дня}$$

Для пятидневной рабочей недели (для инженера) коэффициент календарности равен:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 102 - 15} = 1{,}47$$

$$T_k = T_p \cdot k_{\text{кал}} = 5{,}2 \cdot 1{,}47 = 7{,}64 \approx 8 \text{ дня}$$

Полученные результаты расчета занесены в таблицу 7.5

Таблица 7.5 – Временные показатели проведения исследования

Название работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях *Tpi*		Длительность работ в календарных днях *Tki*	
	tmin, чел-дни		*tmax, чел-дни*		*tожi, чел-дни*					
	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер
Составление и утверждение технического задания на проведение исследования	1		6		3		3		4	
Изучение нормативно-технической документации		4		7		5,2		5,2		8
Составление плана исследования	2		4		2,8		2,8		3	
Определение и расчёт нагрузок, воздействующих на трубопровод		5		10		7		7		10
Создание и расчёт математической модели трубопровода		12		18		14		14		21
Проведение диагностики		2		4		2,8		2,8		4
Разработка рекомендаций по снижению нагрузки на трубопровод		8		12		9,6		9,6		14
Оценка результатов исследования	3		5		3,8		1,9		3	3
Составление пояснительной записки		6		10		7,6		7,6		11

На основе таблицы 7.6 строим календарный план-график (для максимального по длительности исполнения работ)

Таблица 7.6 – Календарный план-график (Ганта) проведения работ по проведению исследования

№	Вид работ	Исполн.	$к_i$, кал. дни	Продолжительность выполнения работ										
				Фев.		Март			Апрель			Май		
	Составление и утверждение технического задания на проведение исследования	Р												
	Изучение нормативно-технической документации	И												
	Составление плана исследования	Р												
	Определение и расчёт нагрузок, воздействующих на трубопровод	И												
	Создание и расчёт математической модели трубопровода	И												
	Проведение вибродиагностики	И												
	Разработка рекомендаций по снижению нагрузки на трубопровод	И												
	Оценка результатов исследования	Р, И												
	Составление пояснительной записки	И												

Обозначения:

	Руководитель
	Инженер

На основе данных графика можно сделать вывод, что продолжительность работ по исследованию напряжённо-деформированного состояния трубопровода займет 8 декад. Начало разработки проекта придется на вторую декаду февраля и закончится первой декадой мая.

Значение реальной продолжительности работ может оказаться как меньше посчитанного значения, так и больше, так как трудоемкость носит вероятностный характер.

Длительность выполнения проекта в календарных днях равна:

- 10 дней (длительность выполнения проекта руководителем);
- 71 день (длительность выполнения проекта инженером).

7.3 Бюджет научно-технического исследования НТИ

При планировании бюджета проекта необходимо учесть все виды расходов, которые связаны с его выполнением. Для формирования бюджета проекта используется следующая группа затрат:

- материальные затраты проекта;
- затраты на специальное оборудование
- основная заработная плата исполнителей проекта;
- дополнительная заработная плата исполнителей проекта;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

Расчет материальных затрат НТИ

К материальным затратам относятся: приобретаемые со стороны сырье и материалы, покупные материалы, канцелярские принадлежности, картриджи и т.п. Таблица 7.7

Таблица 7.7 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы $м^3$, руб.
Набор инструментов	шт	1	10 000	10 000
Перчатки	пара	2	120	240
Спецодежда	комплект	2	23 000	46 000
Каска	шт	2	1 450	2 900
Бумага для принтера формата А4 (500 листов)	пачка	2	1 250	2 500
Ручка шариковая	шт	4	50	200
Карандаш	шт	4	40	160
Краска для принтера	шт	1	1 300	1 300
Итого руб.				63 460

В сумме материальные затраты составили 63460 рубля. Цены взяты средние по городу Ноябрьск.

Расчет затрат на специальное оборудование для проведения исследования

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, устройств и механизмов), необходимого для проведения диагностики.

Все расчеты по приобретению спецоборудования, используемого для каждого исполнения, приведены в таблице 7.8.

Таблица 7.8 – Затраты на приобретение спецоборудования

№	Наименование оборудования		Количество единиц оборудования		Цена единицы оборудования, руб.		Общая стоимость оборудования, руб.	
	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2		
	Насос ЦНС 300-420	Насос ЦНС 400-420	1	1	598 211	634 520	598 211	634 520
	Ноутбук ASUS		1		53 000		53 000	53 000
	Трубопроводная обвязка		1		137 000		137 000	137 000
Итого:							788 211	824 520

Учтем затраты на доставку в размере 15% от его цены, тогда затраты на приобретение спецоборудования для трех исполнений станут равны:

$$З_{об1+дост} = З_{об1} \cdot 1{,}15 = 788211 \cdot 1{,}15 = 906443 \text{ руб.}$$

$$З_{об2+дост} = З_{об2} \cdot 1{,}15 = 824520 \cdot 1{,}15 = 948198 \text{ руб.}$$

Основная заработная плата исполнителей темы

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

$$С_{зп} = З_{осн} + З_{доп}$$

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

$З_{доп}$ – дополнительная заработная плата.

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

$$З_{осн} = З_{дн} \cdot Т_{раб}$$

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

$Т_р$ – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. (таблица 8);

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{дн} = \frac{З_м \cdot М}{F_д}$$

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

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 28 раб. дня M =11 месяцев, 5-дневная неделя;

при отпуске в 56 раб. Дней М=10 месяцев, 6-дневная неделя;

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

Месячный должностной оклад работника:

$$З_м = З_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_д) \cdot k_p$$

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

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от $З_{тс}$);

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

$k_р$ – районный коэффициент, равный 1,7 (для Ноябрьска).

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.

Дополнительная заработная плата:

$$З_{доп} = k_{доп} \cdot З_{осн}$$

где $k_{доп}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (принимаем равным 0,18).

Оклады взяты в соответствии с занимаемыми должностями АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз».

Расчет заработной платы руководителя (шестидневная рабочая неделя):

$З_м = З_{mc} \cdot (1 + k_{np} + k_d) \cdot k_p = 64000 \cdot (1 + 0{,}3 + 0{,}2) \cdot 1{,}7 =$ 16200+76800 =238800 руб.

$З_{дн} = \frac{З_м \cdot М}{F_д} = \frac{238800 \cdot 10}{365-66-56}$=6420 руб.

$З_{осн} = З_{дн} \cdot Т_{раб} = 6420 * 7{,}7 = 49434$ руб.

$З_{доп} = k_{доп} \cdot З_{осн}$ =0,18*49434=8898 руб.

Расчет заработной платы инженера (пятидневная рабочая неделя):

$З_м = З_{mc} \cdot (1 + k_{np} + k_d) \cdot k_p = 44000 \cdot (1 + 0{,}3 + 0{,}2) \cdot 1{,}7 =$ 112200+52800=165000руб.

$З_{дн} = \frac{З_м \cdot М}{F_д} = \frac{165000 \cdot 11}{365-117-28}$=4399 руб.

$З_{осн} = З_{дн} \cdot Т_{раб} = 4828 * 46{,}2 = 223053$ руб.

$З_{доп} = k_{доп} \cdot З_{осн}$ =0,18*223053=40150 руб.

Результаты расчета по заработной плате всех исполнителей проекта приведены в таблице 7.9.

Таблица 7.9 – Расчет заработной платы

Исполнитель проекта	$З_{тс}$, руб.	пр	д	р	$З_м$, руб.	$З_{дн}$, руб.	$Т_р$, раб. дн.	$З_{осн}$, руб.	доп, руб	$З_{доп}$, руб.	Итого, руб.
Руководитель	64 000	0,3	0,2	1,7	238 800	6 420	7,7	49 434	4	8 898	58 332
Инженер	44 000				165 000	4 399	46,2	223 053		40 150	263 203

В результате данных расчетов посчитана основная заработная плата у исполнителей проекта. Из таблицы 7.9 видно, что ставка руководителя наибольшая, но итоговая основная заработная плата получилась наибольшей у инженера, так как основная заработная плата зависит от длительности работы проекта.

Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Отчисления во внебюджетные фонды включают в себя установленные законодательством Российской Федерации нормы органов государственного социального страхования (ФСС), пенсионный фонд (ПФ) и медицинское страхование (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды:

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

где kвнеб– коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

На 2023 г. в соответствии с Федеральным законом от 14 июля 2022 г. №212-ФЗ-236 установлен размер страховых взносов равный 30 %.

В таблице 7.10 представлены результаты по расчету отчислений во внебюджетные фонды всех исполнителей.

Таблица 7.10 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель проекта	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель	49 434	8 898
Инженер	223 053	40 150
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,3	
Итого		
Руководитель	17 480	
Инженер	78 961	

Накладные расходы.

Накладные расходы включают прочие затраты организации, которые не учтены в предыдущих статьях расходов: оплата услуг связи, электроэнергии, интернета и т.д.

Накладные расходы:

$$З_{накл} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{нр}$$

где $k_{нр}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы, принимаем в размере 16 %.

$$З_{накл} = (63460 + 906443 + 272482 + 49048 + 96441) \cdot 0{,}16 = 222060 \text{ руб.}$$

$$З_{накл} = (63460 + 948198 + 272482 + 49048 + 96441) \cdot 0{,}16 = 228741 \text{ руб.}$$

Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта.

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Таблица 7.11 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.	
	Исп. 1	Исп. 2
1. Материальные затраты	63 460	63 460
2. Затраты на специальное оборудование	906 443	948 198
3. Затраты по основной заработной плате	272 482	272 482
4. Затраты по дополнительной заработной плате	49 048	49 048
5. Отчисления во внебюджетные фонды	96 441	96 441
6. Накладные расходы	222 060	228 741
7. Бюджет затрат на исследование	1 609 934	1 658 370

Бюджет затрат проекта по исполнению №1 равен 1 609 934 рублей, по исполнению №2 – 1 658 370 рублей.

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

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

Определение интегрального финансового показателя

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{ф}}^{p} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}}$$

где $I_{\text{ф}}^{p}$ - интегральный финансовый показатель разработки;

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

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Для 1-ого варианта исполнения имеем:

$$I_{\text{ф}}^{p} = \frac{1609934}{1658370} = 0{,}97$$

Для 2-го варианта имеем:

$$I_{\text{ф}}^{p} = \frac{1658370}{1658370} = 1$$

Определение интегрального показателя ресурсоэффективности.

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

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i$$

где I_{pi}– интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент разработки;

b_i – балльная оценка разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Таблица 7.12 – Сравнительная оценка характеристик разрабатываемого проекта

Критерии	Весовой коэффициент	Исп.1	Исп.2
1. Безопасность	0,2	5	5
2. Надежность	0,2	5	5
3. Долговечность	0,2	5	5
4. Удобство в эксплуатации	0,15	5	5
5. Ремонтопригодность	0,15	5	5
6. Энергоэкономичность	0,1	3	5
Итого	1	4,8	5

Рассчитываем показатель ресурсоэффективности:

$$I_{p-\text{исп}1} = 0{,}2 \cdot 5 + 0{,}2 \cdot 5 + 0{,}2 \cdot 5 + 0{,}15 \cdot 5 + 0{,}15 \cdot 5 + 0{,}1 \cdot 3 = 4{,}8$$

$$I_{p-\text{исп}2} = 5$$

Расчет интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки.

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ($I_{\text{испi}}$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

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

$$I_{\text{исп}.1} = \frac{4{,}8}{0{,}97} = 4{,}7$$

$$I_{\text{исп}.2} = \frac{5}{1} = 5$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки.

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Сравнительная эффективность проекта ($Э_{срi}$):

$$Э_{срi} = \frac{I_{испi}}{I_{исп.min}}$$

$$Э_{срi} = \frac{4,7}{4,7} = 1$$

$$Э_{срi} = \frac{5}{4,7} = 1,06$$

Таблица 7.12 – Сравнительная эффективность разработки

№	Показатели	Исп.1	Исп.2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,97	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,8	5
3	Интегральный показатель эффективности	4,7	5
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	1,06

Вывод по разделу.

В результате выполнения данного раздела проведен анализ конкурентных технических решений, с помощью которого выбран наиболее подходящий насос для проведения перекачки сероводородов, а именно ЦНС 400-420. Сравнение эффективности проведения исследования по каждому исполнению показало экономическую целесообразность реализации работ с помощью насоса ЦНС 400-420, имеющего самый высокий показатель ресурсоэффективности Iр=5. (Исп. 2)

Построен календарный план–график проведения работ по проведению исследования каждого из исполнителей. Общее количество дней на выполнение исследования составляет 71 день. Бюджет затрат проекта с использованием насоса ЦНС 400-420 равен 1658370 рублей, с использованием ЦНС 300-420– 1609934 рублей.

На основании полученных результатов данного раздела делаем вывод о том, что экономически целесообразно устанавливать на приемо-сдаточные пункты насосы типа ЦНС 400-420.

8 Социальная ответственность

Рабочей зоной оператора является как операторная во время смены, так и периодически, каждые два часа СИКН. Система измерения количества и показателей качества нефти представляет собой систему блоков, которые предназначены для измерения качества и количества. Оператор во время смены каждые два часа ходит на плановый осмотр оборудования и снятия показаний с датчиков – массомеров, также каждую смены проводится смены пробоотборника. В связи с чем на оператора действуют как вредные, так и опасные факторы. Освещение: естественное и искусственное.

8.1 Производственная безопасность.

8.1.1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды

Вредный производственный фактор (ВПФ) - такой производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях человека вызывает у него заболевание или снижение трудоспособности. Возможны профессиональные заболевания.

При работе на оператора товарного оказывают влияние следующие вредные факторы: зрительная утомляемость при работе за компьютером, отклонение параметров микроклимата, недостаточная освещенность, повышенные уровни шума.

Отклонение параметров микроклимата.

Показатели микроклимата должны обеспечивать сохранение теплового баланса человека с окружающей средой и поддержание оптимального или допустимого теплового состояния организма (согласно СанПиН 2.2.4.548-96).

Показателями, характеризующими микроклимат в производственных помещениях, являются (согласно СанПиН 2.2.4.548-96) : температура воздуха;

температура поверхностей; относительная влажность воздуха; скорость движения воздуха; интенсивность теплового облучения.

В помещениях согласно СанПиНу 2.2.2.548-96 должны обеспечиваться допустимые параметры микроклимата (таблица 8.1).

Таблица 8.1 - Оптимальные нормы микроклимата в рабочей зоне производственных помещений

Период года	Категоря работ	Температура воздуха, °С	Относительная влажность	Скорость движения
Холодный	1а 1б	22-24 16-18	40-60	0,1 0,1
Теплый	1а 1б	23-25 18-20	40-60	0,1

При работе оператора товарного в производственном помещении выделяют две категории работ, разграничение работ по категориям осуществляется на основе интенсивности общих энергозатрат организма в ккал/ч (Вт): 1а — работы, производимые сидя и сопровождающиеся незначительными физическим напряжением (интенсивность энергозатрат до 120 Ккал/час); 16 — работы, производимые сидя, стоя или связанные с ходьбой и сопровождающиеся некоторым физическим напряжением (интенсивность энергозатрат от 121 до 150 Ккал/час).

Недостаточная освещенность

СИКН имеет искусственное освещение. Для общего и местного искусственного освещения используются источники света с цветовой коррелированной температурой от 2400°К до 6800°К (СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03). Преимущество отдается светодиодным лампам, обеспечивающим общую освещенность, корректировка освещенности осуществляется локальным освещением.

Оценка и нормирование освещенности производится согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 и СНиП 23-05-95. Нормы естественного и искусственного освещения представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 - Нормы естественного и искусственного освещения

Помещения	Рабочая поверхность и плоскость нормирования КЕО и освещенности (Г - горизонтальная, В – вертикальная)	Естественное освещение		Совмещенное освещение		Искусственное освещение		
		КЕО ен, %		КЕО ен, %		Освещенность, лк		
		при верхнем или комбинированном	при боковом освещении	при верхнем или комбинированном	при боковом освещении	при комбинированном освещении		при общем освещении
						всего	общего	
Кабинеты, рабочие комнаты	Г – 0,8	3,0	1,0	1,8	0,6	400	200	300
Аналитические лаборатории	Г – 0,8	4,0	1,5	2,4	0,9	600	400	550

Естественное освещение операторной обеспечивается через оконные проемы с коэффициентом естественного освещения КЕО 1,2% в зонах с устойчивым снежным покровом и 1,5% на остальной территории. Световой поток из оконного проема должен падать на рабочее место оператора с левой стороны.

В зимний период вследствие укороченного светового дня и недостаточного естественного освещения необходимо использовать искусственное освещение.

В лабораториях при работе с экраном дисплея и в сочетании с работой над документами рекомендуется освещённость 500 лк при общем освещении.

Освещенность рабочего места в норму достигается периодическим мытьем окон, подстриганием веток деревьев.

Повышенный уровень шума

Источниками шума на рабочем месте являются сами вычислительные машины (встроенные в стойки ЭВМ вентиляторы, принтеры), центральная система вентиляции и кондиционирования воздуха и другое оборудование.

Нормативным документом, регламентирующим уровни шума для различных категорий рабочих мест служебных помещений, является ГОСТ12.1.003- (таблица 8.3).

Таблица 8.3 - Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука

Рабочие места	Уровни звукового давления (дБ) в октавных полосах со среднегеометрическими частотами (Гц)							Экв.Уровни звука дБА
	25	50	500	1000	2000	4000	8000	
Помещения конструкторских бюро, расчетчиков, программистов вычислительных машин, лабораторий для теоретических работ и обработки экспериментальных данных	64	54	49	45	42	40	38	50
Помещения управления, рабочие комнаты	70	68	63	55	2	50	49	60

Защита от шума должна обеспечиваться разработкой шумобезопасной техники, применением средств и методов коллективной защиты, в том числе строительно-акустических, применением средств индивидуальной защиты.

В первую очередь следует использовать средства коллективной защиты. По отношению к источнику возбуждения шума коллективные средства защиты подразделяются на средства, снижающие шум в источнике его возникновения, и средства, снижающие шум на пути его распространения от источника до защищаемого объекта.

Средства индивидуальной защиты применяются в том случае, если другими способами обеспечить допустимый уровень шума на рабочем месте не удается. Они включают в себя противошумные вкладыши (беруши), наушники, специальные костюмы. Уровень шума для различных видов трудовой деятельности приведен в таблице 8.4 (согласно ГОСТ 12.1.003-83)

Таблица 8.4 -Уровни шума для различных видов трудовой деятельности с учетом степени напряженности труда

Вид трудовой деятельности	Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБ А
Работа по выработке концепций, новых программ; творчество; преподавание	40
Труд высших производственных руководителей, связанных с контролем группы людей, выполняющих преимущественно умственную работу	50
Высококвалифицированная умственная работа, требующая сосредоточенности; труд, связанный исключительно с разговорами по средствам связи	55
Умственная работа, выполняемая с часто получаемыми указаниями и акустическими сигналами; работа, требующая постоянного* слухового контроля; высокоточная категория зрительных работ**	60
Умственная работа, по точному графику с инструкцией (операторская), точная категория зрительных работ	65
Физическая работа, связанная с точностью, сосредоточенностью или периодическим слуховым контролем	80

Более 50% рабочего времени.

8.1.2 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды

Опасный производственный фактор (ОПФ) - такой производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях человека приводит к травме или к другому внезапному резкому ухудшению его здоровья.

При работе на оператора товарного оказывают влияние следующие опасные факторы: поражение электрическим током (при работе с оборудованием, электросетью), пожароопасность.

Поражение электрическим током.

При эксплуатации электрооборудования возможно поражение работающего персонала электрическим током. К источникам опасности поражения электрическим током на рабочем месте можно отнести: сам компьютер и другая офисная техника, осветительные приборы и электроинструменты.

СИКН относится к категории помещении с повышенной опасности [ПУЭ]

Помещения с повышенной опасности: сухие, не жаркие, с токонепроводящим полом, без токопроводящей пыли, а также помещения с небольшим количеством металлических предметов, конструкций, машин и т. п. или с коэффициентом заполнения площади k <0,2 (т. е. отношением площади, занятой металлическими предметами, к площади всего помещения).

Рабочее место должно соответствовать требованиям электробезопасности согласно ГОСТ 12.1.019-79.

Причины поражения электрическим током:

- случайное прикосновение к токонесущим частям, находящимся под напряжением (оголенным проводам, контактам электроаппаратуры, шинам);
- неожиданное возникновение напряжение там, где в нормальных условиях его быть недолжно;
- появление напряжения на отключенных частях электрооборудования (по причине ошибочного включения, наведения напряжения соседними установками);
- возникновение напряжения на поверхности земли в результате замыкания провода с землей, неисправности заземляющих устройств.

В целях предотвращения электротравматизма запрещается:

- работать на неисправном компьютере и компьютерной технике;
- перегружать электросеть;
- загромождать подходы к компьютерной технике.

Электробезопасность должна обеспечиваться техническими способами и средствами защиты, организационными и техническими мероприятиями, а именно изоляция, заземление, зануление, ограждения. (согласно ГОСТ 12.1.019-79).

Статическое электричество

В определенных производственных условиях происходит возникновение и накапливание статического электричества. Основные источники, которые могут иметь место на рабочем месте, а именно: наведение статического

электричества на экранах и корпусах видеомониторов персональных компьютеров; появление электростатических зарядов на платах и приборах микроэлектронной техники в процессе их взаимного перемещения при монтаже схем, ремонте и настройки аппаратуры; возникновение электрического потенциала на незаземленном оборудовании за счет электрической индукции при сильных грозовых разрядах и недостаточной молниезащиты.

Основными направлениями предупреждения опасности статического электричества являются предотвращение накопления зарядов на оборудование и материалах; снижение электрического сопротивления перерабатываемых веществ;

Нейтрализация и уменьшение интенсивности возникновения зарядов статического электричества; отвод зарядов, накапливающихся на работающих.

Техническими мерами, обеспечивающими достижение безопасности в условиях возникновения опасности статического электричества, являются: заземление оборудования и коммуникаций; ионизация воздуха; устройство электропроводящих полов; использование работающими токопроводящей обуви и антистатических халатов. Допускаемые уровни напряженности электростатических полей не должны превышать 20 кВ в течение 1 часа (согласно ГОСТ 12.1045-84).

Молниезащита зданий и сооружений

Значительную опасность представляет атмосферное электричество (гроза), эффективным средством защиты от которого является молниезащита. Для всех жилых, административных и производственных зданий проектирование молниезащиты должно выполняться согласно «Инструкции по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» СО 153-34.21.122-2003.

По степени защиты сооружений от воздействия атмосферного электричества молниезащита подразделяется на три категории, которые обозначаются цифрами I, II, III. Категория молниезащиты определяется назначением зданий и сооружений, среднегодовой продолжительностью гроз, а

также ожидаемым числом поражений здания или сооружения молнией в год. Для приема электрического разряда молнии и отвода её в землю применяют устройства, называемые молниеотводами.

Для защиты от проявления электростатической индукции в зданиях и сооружениях, присоединяют металлические корпуса всего оборудования, установленного в защищаемом здании, к специальному заземлителю или к защитному заземлению местной электросети; применяют отдельно стоящие тросовые и стержневые молниеотводы.

В качестве защиты от прямого удара молнии используются вертикальные молниеотводы.

8.2 Пожаробезопасность

Противопожарная защита — это комплекс организационных и технических мероприятий, направленных на обеспечение безопасности людей, предотвращение пожара, ограничение его распространения, а также на создание условий для успешного тушения пожара.

Пожарная безопасность обеспечивается системой предотвращения пожара и системой пожарной защиты.

Рабочее помещение должно соответствовать требованиям пожарной безопасности по ГОСТ 12.1.004-91 и иметь средства пожаротушения по ГОСТ 12.4.009-83.

В блок - боксе обязательно должен быть «План эвакуации людей при пожаре», регламентирующий действия персонала в случае возникновения очага возгорания и указывающий места расположения пожарной техники. После окончания работы необходимо отключить электроэнергию и воду во всех помещениях.

В любых помещениях должна быть определена категория по взрывопожаробезопасности. СИКН соответствует категории В [НПБ 105-03]

Пожар может возникнуть при взаимодействии горючих веществ, окислителя и источников зажигания. Горючими компонентами в помещении являются: строительные материалы для акустической и эстетической отделки

помещений, перегородки, двери, полы, перфокарты и перфоленты, изоляция кабелей.

Источниками зажигания могут быть электрические схемы от ЭВМ, приборы, применяемые для технического обслуживания, устройства электропитания, кондиционирования воздуха, где в результате различных нарушений образуются перегретые элементы, электрические искры и дуги, способные вызвать загорания горючих материалов.

В помещении необходимо не менее двух огнетушителей марки ОП-3 (огнетушитель порошковый), ОУ-3 (огнетушитель углекислый).

Профилактические мероприятия:

- выключать все электрооборудование, когда оно не используется;
- регулярно проверять техническое состояние оборудования, в особенности кабелей;
- соблюдать чистоту на рабочем месте (это поможет потушить пожар на ранней стадии или предотвратит быстрое распространение пожара);
- курить в специально отведенных для этого местах;
- заблаговременно ознакомиться с планом эвакуации при пожаре;
- уметь пользоваться первичными средствами пожаротушения.

Если возникновения пожара не удалось избежать, следует отключить подачу электроэнергии, провести эвакуацию сотрудника согласно плану эвакуации, вызвать пожарную службу (телефон 01 (101)). При небольшом пожаре следует попытаться потушить его самостоятельно, используя огнетушители.

8.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Согласно Федеральному закону от 21 декабря 1994 г. № 68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» чрезвычайная ситуация (ЧС) - это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного

природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью

людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Вероятность возникновения чрезвычайных ситуаций (ЧС) во время проведения проектировочных работ мала. Среди наиболее возможных ЧС могут возникнуть:

- пожар;
- поломка оборудования в результате удара молнии;
- обрушение помещения рабочей зоны;
- сбой в электроснабжении;
- сбой в работе оборудования.

Наиболее возможной чрезвычайной ситуацией среди выше указанных, является пожар.

Разработка превентивных мер по предупреждению ЧС

1) В период работы:

- своевременно проводить технический осмотр и планово-предупредительный ремонт электроустановок согласно утвержденного графика и технических средств противопожарной защиты и пожаротушения;
- на работе пользоваться только исправным электрооборудованием;
- в электросетях должны устанавливаться аппараты защиты;
- строго соблюдать требования приказа о противопожарном режиме, особенно по курению и пользованию открытым огнем;
- исключить применение скруток для соединения электропроводов, кабеля;
- проверять исправность и соответствие устройств защиты техническим требованиям.

2) При завершении работы (перед закрытием помещения):

- отключить все потребители электроэнергии;
- убрать неиспользованные сменные материалы, отходы и горючий мусор из помещения; закрыть форточки на окнах;

- убедиться внешним осмотром в отсутствии легковоспламеняющихся и горючих жидкостей, запаха дыма (гари) и утечки воды из системы отопления;
- проверить наличие на местах средств пожаротушения;
- закрыть дверь на ключ, положив его в отведенную ячейку;
- сдать помещение

Под повышением устойчивости функционирования организации в ЧС (ПУФ в ЧС) понимается комплекс мероприятий по предотвращению или снижению угрозы жизни и здоровью персонала и проживающего вблизи населения и материального ущерба в ЧС, а также подготовке к проведению спасательных и других неотложных работ в зоне ЧС.

Разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС.

Повышение устойчивости объекта достигается проведением комплекса организационных и инженерно-технических мероприятий. Организационные мероприятия:

- создание центра аварийного управления объекта и системы оповещения;
- подготовка руководящего состава к работе в ЧС;
- разработка инструкций по безаварийной остановке производства;
- обучение персонала соблюдению мер безопасности, действиям при возникновении ЧС, локализации аварий и тушению пожаров (тренировки, учения и т.п.);
- проверка готовности систем оповещения и управления ЧС. Инженерно-технические мероприятия:
- повышение физической устойчивости зданий, сооружений, технологического оборудования, систем управления и оповещения;
- накопление и поддержание в готовности СИЗ, СКЗ, СМЗ для персонала объекта;
- проведение противопожарных мероприятий;
- сокращение запасов взрыво-, газа- и пожароопасных веществ, обвалование емкостей для их хранения;

- дублирование источников энергоснабжения, воды, природного газа и т.п.;
- защита наиболее ценного и уникального оборудования;
- совершенствование существующих технологических процессов, путем
- уменьшения вероятности возникновения ЧС;
- внедрение новых безопасных технологий производства продукции;
- разработка энергосберегающих и экологически безопасных технологий;
- использование недефицитных материалов и комплектующих деталей отечественного производства.

Указанный перечень мероприятий не может вовсе исключить возникновение ЧС на объекте, но его выполнение позволит уменьшить вероятность возникновения данной ЧС, масштабы негативных последствий, объемы работ по ликвидации ЧС и восстановлению производства.

Разработка действий в результате возникшей ЧС:

- немедленно сообщить о возникновении пожара в пожарную охрану округа или города;
- организовать локализацию и тушение пожара имеющимися силами и средствами;
- отключить подачу на объект электроэнергии;
- эвакуировать людей (постоянный, переменный состав, посетителей) из прилегающих к месту пожара помещений;
- отключить вентиляционные системы, кондиционеры, закрыть окна и двери в районе возникновения пожара для предотвращения его распространения;
- начать вынос документации и имущества из прилегающих к месту пожара помещений;
- организовать тщательную проверку всех задымленных и горящих помещений с целью выявления пострадавших или потерявших сознание сотрудников, обеспечить пострадавших первой медицинской помощью и отправить их в медицинское учреждение;
- организовать встречу пожарной команды, сообщить старшему пожарной команды сведения об очаге пожара, принятых мерах и специфических

особенностях объекта, которые могут повлиять на развитие и ликвидацию пожара;

- организовать охрану вынесенного имущества;
- доложить о сложившейся на объекте ситуации, количестве пострадавших и принятых мерах по ликвидации пожара в Управление по делам ГО и ЧС округа, окружную комиссию по ЧС.

8.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

При проведении проектировочных работ следует руководствоваться следующими нормативно-правовыми документами:

- федеральный закон от 21 декабря 1994 г. № 68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера
- ГОСТ 12.1.019-79 «Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты»
- ГОСТ 12.1.004-91 «Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования»
- ГОСТ 12.1.003-83 «Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности»
- ГОСТ 12.1.005-88 «Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»
- СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 «Санитарные правила и нормы. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы»
- СанПиН 2.2.4.548-96 «Санитарные правила и нормы. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений»
- СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 «Санитарные правила и нормы. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий»
- СНиП 23-05-95 «Строительные нормы и правила Российской Федерации. Естественное и искусственное освещение»

При организации рабочей зоны следует руководствоваться принципом комфортности в расположении компьютерной техники. Расстояние между оборудованием должно быть достаточным для свободного прохода, провода компьютерной техники -аккуратно размещены, рабочие столы - удобны для работы, рабочее кресло -регулируемо.

Меры повышения производительности труда оператора товарного: выполнение всех видов работ в порядке очередности, регламентированный рабочий день, премирование.

Личностные характеристики оператора товарного: точность, аккуратность, точная координация кистей рук, зрительная память, хорошее знание оборудования и быстрая обучаемость к работе на новом оборудовании, умение оформлять документацию, умение организовать работу, педантичность, ответственность.

Оператору товарному бесплатно выдаются канцелярские принадлежности. Оплата труда устанавливается в соответствии с тарифными ставками. Эргономические условия работы на ПЭВМ СанПиН 2.2.2/2.4.1240

Заключение

Проведенный анализ в данной выпускной квалификационной работе показал, что установленная организация работ на объекте эффективна для выполнения поставленных задач, целью которых является прием жидкости, ее подготовка и транспортировка.

В процессе работы была проанализирована эксплуатация системы измерений количества и показателей качества нефти на центральном пункте сбора и предложены пути повышения эффективности производства на объекте.

В результате проделанной работы:

- проведен анализ литературных источников и нормативной документации по эксплуатации ЦПС;
- проведен расчет погрешностей измерений массы товарной нефти;
- проведен расчет толщины стенки трубопровода измерительной линии;
- предложены пути повышения эффективности эксплуатации ЦПС.

В результате проведенного анализа, было предложено мероприятие по повышению эффективности эксплуатации центрального пункта сбора нефти путем технического перевооружения насосной внешней откачки, которое приведет к снижению расходов на электроэнергию и обслуживание данного оборудования. В связи со сложившейся ситуацией на рынке повлиявшая на закупку и обслуживание оборудования, АО «Газпромнефть – Ноябрьскнефтегаз» было найдено альтернативное решение в лице компании «Пергам». На сегодняшний день оборудование данной компании установлено и проходит тестовые испытания на описанном объекте.

Перечисленные мероприятия по повышении эффективности эксплуатации ЦПС и импортозамещение приведет к повышению экономических показателей анализируемого объекта, в сравнении с действующей организацией работы центрального пункта сбора нефти.

Список используемых источников

1. Основные положения по автоматизации, телемеханизации и автоматизированным системам управления технологическими процессами транспортировки газа. Утверждены 22.04.1996 г. Заместителем Председателя Правления РАО «Газпром» В. В. Ремизовым.

2. Кравцов, Л. В. Технологические основы и моделирование процессов промысловой подготовки нефти и газа: учебное пособие / Л.В. Кравцов. - Томск: Изд-во Томскою политехнического университета, 2012. - 128 с.

3. Леонтьев, С.А. Расчет технологических установок системы сбора и подготовки скважинной продукции: учебное пособие / С. А. Леонтьев, Р. М. Галикеев, О. В. Фоминых. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2013. - 116 с.

4. Лутошкин, Г. С. Сборник задач по сбору и подготовке нефти, газа и воды на промыслах: учеб. пособие для вузов / Г. С. Лутошкин, И. И. Дунюшкин. - М.: Недра, 1985. - 135 с.

5. Расчеты основных процессов и аппаратов нефтепереработки: Справочник / Г. Г. Рабинович, П. М. Рябых, П. А Хохряков и др.; под ред. Е. Н. Судака. - 3-е изд., перераб. и доп. - М.: Химия, 2011. - 568 с.

6. Сбор, подготовка и хранение нефти и газа. Технологии и оборудование: учебное пособие / Р. С. Сулейманов, А. Р. Хафизов, В. В. Шайдаков и др. - Уфа: «Нефтегазовое дело», 2007. - 450с.

7. Сбор, транспорт и подготовка нефти / Н. М. Байков, Б. В. Колесников, П. И.Челпанов. - М., «Недра», 1975. - 317 с.

8. Технологический регламент ЦПС-Вынгапуровского м/р

9. ГОСТ 1510–84 Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение – М.: Государственный стандарт СОЮЗА ССР, 1984. – 17 с.

10. МИ 2825–2003. Рекомендация Государственная Система обеспечения единства измерений. Системы измерений количества и показателей качества нефти. Метрологические и технические требования к проектированию. – М.: Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии» ФГУП ВНИИР, 2003. – 31 с.

11. МИ 2083–90 ГСИ. Измерения косвенные. Определение результатов измерений и оценивание их погрешностей. – М.: Издательство стандартов,1991. – 7 с.

12. МИ 1317–2004 ГСИ. Результаты и характеристики погрешности измерений. Формы представления. Способы использования при испытаниях образцов продукции и контроле их параметров. – М.: Госстандарт России, 2004. – 17 с.

13. РМГ 100–2010 Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти. Введены в действие приказом Росстандарта от 21.12.2010 № 829-ст.

14. ГОСТ Р 51858–2002 Нефть. Общие технические условия. – М.: Стандартинформ, 2002. – 10 с.

15. МИ 3532-2015 «ГСИ. Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением СИКН»;

16. ГОСТ 28338-89 «Соединения трубопроводов и арматура»;

17. ГОСТ 8732-78 «Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Сортамент»;

18. ГОСТ Р 8.595–2004. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений. – М.: Изд-во стандартов, 2002. – 11 с.

19. ГОСТ 2517–2012 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб. – М.: Стандартинформ, 2014. – 35 с.

20. МИ 3532–2015 Рекомендация. ГСИ. Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти – Казань, 2015 – 65 с.

21. МИ 2837–2003. Приемо-сдаточные пункты нефти. Метрологическое и техническое обеспечение. – М.: Госстандарт России, 2003. – 41 с.

22. МИ 2775–2002. Порядок метрологического и технического обеспечения промышленной эксплуатации систем измерений количества и показателей качества нефти, трубопоршневых поверочных установок и средств измерений в их составе. – М.: Стандартинформ, 2002. – 18 с.

23. МИ 3081–2007 ГСО. Система измерений количества и показателей качества нефти, светлых нефтепродуктов и жидких углеводородов. Техническое обслуживание и ремонт. – М.: Стандартинформ, 2007. – 60 с. 8

24. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23–05–95* М.: – Минрегион, 2010 – 75 с.

25. ГОСТ 1510–84 Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение – М.: Государственный стандарт СОЮЗА ССР, 1984. – 17 с.

26. МИ 2575–00* Нефть. Остаточное газосодержание. Методика выполнения измерений.

27. ГОСТ 2517–2012 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб. – М.: Стандартинформ, 2014. – 35 с.

28. ГОСТ 3900–85 Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности. – М.: Международный совет по стандартизации, 1985. – 35 с.

29. ГОСТ 2477–65* Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды. – М.: Государственный стандарт СОЮЗА ССР, 1965. – 4 с.

30. ГОСТ 6370–83* Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей. – М.: Государственный стандарт СОЮЗА ССР, 1983. – 7 с.

31. ГОСТ 21534–76 Нефть. Метод определения содержания хлористых солей. – М.: Государственный стандарт СОЮЗА ССР, 1976. – 8 с.

32. ГОСТ Р 51947–2002 Нефть и нефтепродукты. Определение серы методом энергодисперсной рентгенофлуоресцентной спектрометрии. – М.: Госстандарт России, 2002. – 9 с.

33. ГОСТ 1756–2000 Нефтепродукты. Определение давления насыщенных паров. – М.: Международный совет по стандартизации, 2000. – 19 с.

34. ГОСТ 11851–85 Нефть. Метод определения парафина. – М.: Министерством химической и нефтеперерабатывающей промышленности СССР, 1985. – 13 с.

35. ГОСТ 2177–99 Нефтепродукты. Методы определения фракционного состава. – М.: Международный совет по стандартизации, 1999. – 24 с.

36. ГОСТ Р 50802–95 Нефть Метод определения сероводорода, метил– и этилмеркаптанов. – М.: Государственный стандарт Российской федерации, 1995. – 11 с.

37. ГОСТ Р 52247–2004 Нефть. Методы определения хлорорганических соединений. – М.: Госстандарт России, 1997. – 39 с.

38. Р 50.2.075–2010 Нефть и нефтепродукты. Лабораторные методы измерение плотности, относительной плотности и плотности в градусах API. – М.: Стандартинформ, 2011. – 41 с.

39. ГОСТ Р ИСО 5725–1–2000 Точность (правильность и прецизионность) методов и результатов измерений. Основные положения и определения. – М.: Управлением метрологии и Научно-техническим управлением Госстандарта России, 2000. – 31 с.

40. ГОСТ Р ИСО 5725–6–2000 Точность (правильность и прецизионность) методов и результатов измерений. Использование значений точности напрактике. – М.: Управлением метрологии и Научно-техническим управлением Госстандарта России, 2000. – 31 с.

41. ГОСТ 33–2000 Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической вязкости и расчет динамической вязкости. – М.: Международный совет по стандартизации, 2000. – 19 с.

42. ГОСТ 3900–85 Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности. – М.: Международный совет по стандартизации, 1985. – 35 с.

43. ГОСТ 4543-2016 Металлопродукция из конструкционной легированной стали.