

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 15.03.02 «Технологические машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»
Профиль подготовки «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»
Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Модернизация системы смазки насосных агрегатов на кустовой насосной станции на примере месторождения «Конитлорское»

УДК 622.276.53:621.896(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-4Е31	Климов Владислав Андреевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Лазуркевич А.В.	-		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рахимов Т.Р.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Король И.С.	к.х.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
«Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»	Манабаев К.К.	К.ф.-м.н.		

Запланированные результаты обучения по ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
Профессиональные компетенции		
P1	Применять глубокие естественнонаучные, математические и инженерные знания для разработки оборудования нефтяных и газовых промыслов.	Требования ФГОС (ПК-19, ПК-20, ПК-23), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.1; п. 5.2.4), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
P2	Применять глубокие знания в области современных технологий нефтегазового производства для решения междисциплинарных инженерных задач.	Требования ФГОС (ПК-16, ОК-8), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.1; п. 5.2.2, п. 5.2.8), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
P3	Ставить и решать инновационные задачи инженерного анализа, связанные с разработкой и эксплуатацией нефтегазопромыслового оборудования, с использованием системного анализа и моделирования объектов и процессов нефтегазового производства.	Требования ФГОС (ПК-1, ПК-3; ПК-10; ОК-2, ОК -6), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.2; п. 5.2.4), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
P4	Разрабатывать технологические процессы, проектировать и использовать новое оборудование нефтяных и газовых промыслов, конкурентоспособных на мировом рынке машиностроительного производства.	Требования ФГОС (ПК-5, ПК-6; ПК-9);
P5	Проводить теоретические и экспериментальные исследования в области современных технологий нефтегазового производства.	ПК -23, ПК-26), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.3; п. 5.2.8), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
P6	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать нефтегазопромысловое	Требования ФГОС (ПК-19; ПК-20; ПК-21, ПК-24, ОК-6; ОК-7), Критерий 5 АИОР (п.

	оборудование, обеспечивать его высокую эффективность работы, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда на нефтегазовом производстве, выполнять требования по защите окружающей среды.	5.2.4; п. 5.2.6; п. 5.2.7), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
Универсальные компетенции		
P7	Использовать глубокие знания по проектному менеджменту для ведения инновационной инженерной деятельности с учетом юридических аспектов защиты интеллектуальной собственности.	Требования ФГОС (ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-12, ПК-13), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.1; п. 5.2.12), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
P8	Активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в иноязычной среде, разрабатывать документацию, презентовать и защищать результаты инновационной инженерной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-9; ПК-7, ПК-25), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.2; п. 5.2.13), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
P9	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя группы, состоящей из специалистов различных направлений и квалификаций, демонстрировать ответственность за результаты работы и готовность следовать корпоративной культуре организации.	Требования ФГОС (ОК-5; ОК-Ю; ПК-6, ПК-17, ПК-18), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.11), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
P10	Демонстрировать глубокие знания социальных, этических и культурных аспектов инновационной инженерной деятельности, компетентность в вопросах устойчивого развития.	Требования ФГОС (ПК-22, ОК-7), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.4, п. 5.2.5; п. 5.2.12), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
P11	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-1, ОК-5), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.6; п. 5.2.15), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI

Министерство образования и науки Российской Федерации

федеральное государственное автономное образовательное учреждение

высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 15.03.02 «Технологические машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»

Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

_____ Манабаев К.К.

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-4Е31	Климов Владислав Андреевич

Тема работы:

Модернизация системы смазки насосных агрегатов на кустовой насосной станции на примере месторождения «Конитлорское»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№415/С 28.01.2018г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Гидравлическая схема маслосистемы КНС типового проекта 1990-го года.
---------------------------------	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Аналитический обзор литературных источников с целью выявления современных методов решения поставленной задачи 2. Изучение имеющейся проблемы 3. Рассмотрение нового проекта маслосистемы 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 6. Социальная ответственность
--	--

<p>Перечень графического материала</p>	<p>Чертежи</p>
---	-----------------------

<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения</p>	<p>Рахимов Т.Р., к.э.н., доцент</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Король И.С., к.х.н., доцент</p>

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	
--	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Лазуркевич А.В.	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-4Е31	Климов Владислав Андреевич		

Министерство образования и науки Российской Федерации
 федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 15.03.02 «Технологические машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»

Уровень образования: Бакалавриат

Профиль подготовки: «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»

Период выполнения весенний семестр 2017/2018 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
 выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
13.04.2018	Сдача обзора литературы	20
20.04.2018	Сдача объектов и методов исследования	30
11.05.2018	Сдача расчетно-конструкторской части	40
23.05.2018	Устранение недочетов	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Лазуркевич А.В.	-		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
«Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»	Манабаев К.К.	к.ф.-м.н.		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 85 страницу, 6 рис., 27 табл., 13 источников

Ключевые слова: кустовая насосная станция, шестеренчатый насос, маслосистема, подшипники.

Объектом исследования в данной работе является модернизация маслосистемы кустовой насосной станции.

Цель работы - модернизация системы смазки насосных агрегатов на кустовой насосной станции на примере месторождения «Конитлорское».

В ходе исследования был проведен обзор технической литературы напрямую связанной с: маслосистемами, КНС, шестеренчатыми насосами.

Производя обзор литературы, было установлено, что возможно произвести модернизацию маслосистемы, для увеличения технических и эксплуатационных показателей.

В моей работе для проведения модернизации маслосистемы использовали два насоса НМШ 8/25 и НМШ 5/25 технические характеристики, которых: производительность – 105, 36, частота вращения – 1450, 980, КПД – 0.75, 0.83

Область применения: шестеренчатые насосы меньших габаритов и имеющие меньшую мощность, соответствующую требованиям для подачи масла на подшипники.

Экономическая эффективность: реализация проекта модернизации маслосистемы позволяет получить большой экономический эффект за счет простоты конструкции, и как следствие, снижения затрат на её обслуживание.

Определения, обозначения, сокращения

КНС – кустовая насосная станция

НМШ – насос масляный шестеренчатый

АСУ ТП КНС - Автоматическая система управления технологическим процессом кустовой насосной станции

МС – маслосистема;

КНД – компрессор низкого давления;

КВД – компрессор высокого давления;

КПД – коэффициент полезного действия;

ХП – холодная прокрутка;

ВД – вал двигателя;

ТН – тепловые насосы.

Нормативные ссылки

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

1. ГОСТ 14202-69. Сигнальная окраска трубопроводов.
2. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
3. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
4. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
5. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
6. ГОСТ 12.1.011-78 ССБТ. Смеси взрывоопасные. Классификация и методы испытаний.
7. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
8. СНиП 21-01-97. Пожарная безопасность зданий и сооружений. М.: Госстрой России, 1997. – с. 12.
9. СНиП 2.01.02-85. Противопожарные нормы.
10. ГОСТ 17.2.1.03-84. Охрана природы. Атмосфера. Термины и определения контроля загрязнения.
11. СН 433-71, ВНТП 01-81. Нормы технологического проектирования.
12. РД 34.21.122-87. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений.
13. РД 39-22-113-78. Временные правила защиты от проявлений статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности.
14. РД БТ 39-0147171-003-88. Требования к установке датчиков стационарных газосигнализаторов в производственных помещениях и на наружных площадках предприятий нефтяной и газовой промышленности.
15. СНиП 2.04.01-85. Внутренний водопровод и канализация зданий.
16. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

Оглавление

Введение.....	11
1 Обзор литературы	13
2 Общая информация о кустовых насосных станциях (КНС).....	15
2.1 Оборудование, используемое на кустовых насосных станциях.....	17
2.2 Вспомогательное оборудование насосной станции.....	18
2.3 Система смазки и ее назначение	20
2.4 Технологический процесс по эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту системы смазки насоса	24
3 Модернизация системы смазки	29
3.1 Модернизируемая схема и ее недостатки.....	29
3.2 Модернизация.....	32
3.3 Расчет насосов НМШ 8/25 и НМШ 5/25.....	34
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение... 47	
4.1. Потенциальные потребители результатов исследования	48
4.2. Анализ конкурентных технических решений	48
4.3. SWOT – анализ	51
4.4. Технология QuaD	52
4.5. Планирование научно-исследовательских работ.....	54
4.6. Бюджет научно-технического исследования	58
5. Производственная безопасность.....	72
5.1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды	72
5.2 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды.....	73
5.3. Экологическая безопасность.....	75
5.4. Безопасность в ЧС.....	76
5.5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	80
Заключение	83
Список использованных источников	84

Введение

Российская Федерация занимает лидирующее место по добыче и переработке углеводорода, уступая только таким странам как: Венесуэла, Саудовская Аравия, Арабские Эмираты, Иран, Ирак.

Экспорт нефти составляет 49% от всех экспортируемых товаров, это очень важный ресурс для развития нашей страны. Такое положение вещей приводит к зависимости бюджета от цен на нефтепродукты. Следовательно, Россия главным образом зависит от добычи и экспорта углеводородов. Поэтому основной задачей современного инженера является, как усовершенствование имеющихся методов добычи и транспортировки, так и разработка кардинально новых решений.

Существует множество различных способов добычи нефти, основной из них, естественный, при котором нефть под различными природными воздействиями продвигается к скважинам, и в свою очередь, через них осуществляется ее добыча. Поддержание пластового давления играет важную роль в добыче нефти. Кустовые насосные станции служат для поддержания пластового давления. Их основной задачей является нагнетание воды в нефтяные пласты, для создания и поддержания пластового давления, которые устанавливаются технологической схемой.

Стабильность добычи нефти обеспечивается не только путем ввода в разработку новых месторождений, но и постоянным улучшением состояния эксплуатации находящихся в разработке месторождений. В большинстве случаев на ныне действующих кустовых насосных станциях используется устаревшее оборудование, работающее с 1990-х годов. Для смазки кустовой насосной станции используется устаревшая маслосистема.

Целью выпускной квалификационной работы является модернизация системы смазки насосных агрегатов на кустовой насосной станции на примере «Конитлорского» месторождения ОАО «Сургутнефтегаз».

Задачи:

- Осуществить анализ основного и вспомогательного оборудования КНС.
- Провести подбор оборудования.
- Выполнить расчет насосов НМШ 8/25 и НМШ 5/25.

Разработанное техническое решение по модернизации кустовой насосной станции (КНС), позволит значительно повысить безотказность насосных агрегатов. В частности модернизация коснется маслосистемы, типовые проекты данной маслосистемы используется на объектах, которые вводились 2014, 2015 и ввод которых планируется в 2018 году, по НГДУ «Комсомольскнефть».

1 Обзор литературы

Анализ литературы по кустовым насосным станциям, маслосистемам, а также шестеренчатым насосам позволяет выделить направление движения выпускной квалификационной работы.

В публикациях журнала "Строительство уникальных зданий и сооружений" (Internet Journal "Construction of Unique Buildings and Structures") в статье В. В. Маскалева «Принципы проектирования насосной станции и выбора насосов» представлены три основные характеристики надежности городской водоотводящей сети – структурной, конструкционной и эксплуатационной. Рассмотрены основные положения методики расчёта сооружений для транспортирования сточных вод. Маскалева В. В. в своей работе затрагивает тему организации бесперебойной подачи и обеспечения необходимых уровней давления на всех участках системы водоснабжения, определяющих надежность работы насосной станции [6].

Андряшев М.М. «Техника расчетов водопроводной сети» описывает методику подготовительных операций определения ориентировочных расходов, а также потерь на участке трубопровода [6].

Юдин Е.М. в статье «Шестеренчатые насосы основные параметры и их расчет» рассматривает определение основных геометрических параметров, а также таких важных характеристик как: напор, производительность, мощность, кавитация [13].

Котов К.И., Шершевер М.А. в работе обобщают опыт модернизации насосных станций с заменой устаревшего оборудования и насосных агрегатов, с внедрением автоматизированных систем управления технологическими процессами и использованием энергосберегающих технологий. Такие преобразования позволяют повысить уровень организации и управления эксплуатацией всего комплекса насосных станций [10].

В публикациях Ю.М. Соломенцева приведена методика мониторинга кустовых насосных станций, позволяющая определять технологические показатели надежности работы насосной станции, необходимые для выбора насосов и обоснования решений по энергосбережению при реконструкции [3].

В источнике [7] приведены результаты исследований по выбору оптимальной конфигурации и размеров кустовых насосных станций, сформулированы принципы их проектирования. Автор работы приводит оптимальные характеристики погружных насосов.

В [12] предоставлены схемы и оборудование системы смазки подшипников. Указывается различие систем смазки в основном в связи с габаритами.

Турк В.И., Минаев А.В., Карелин В.Я. в своей работе формулирует одну из основных тем направления «Выбор насосных агрегатов» - «Как снизить риск ошибки при выборе сложной техники». В работе приводятся основные характеристики современного насосного оборудования, а также исследования в данной области.

Проанализировав литературные источники и имеющийся опыт, мы можем сделать вывод о том что на практике применялись различные способы и системы модернизации, но работа является актуальной по сей день.

2 Общая информация о кустовых насосных станциях (КНС)

Кустовая насосная станция (КНС) – технологическая часть системы сбора нефти и газа на промыслах и их последующей транспортировки [1]. КНС передает углеводороду дополнительный напор, который необходим для его транспортировки через систему подготовки и сбора.

Главная функция КНС - нагнетание воды в нефтяные пласты для создания необходимого давления и его поддержания.

А также:

- 1) получение правдивой информации о ходе технологического процесса и о состоянии оборудования;
- 2) уменьшение трудоемкости управления различными технологическими процессами;
- 3) повышение безопасности производства.

КНС включает в себя насосные агрегаты, гребенку для подключения отходящих водоводов и задвижку. Гребенка исполнена в форме замкнутого контура, который разделен на части задвижками, в свою очередь эти задвижки содержат одинаковое количество отводов в нагнетательные скважины.

К КНС возможно подключать до нескольких десятков нагнетательных скважин.



Рисунок 1 – Кустовая насосная станция

Система КНС разделяется на три уровня и построена по иерархическому принципу:

- 1) Нижний уровень – шкафы управления и станции, они расположены в непосредственной близости к объектам производства.
- 2) Средний уровень – представляет собой локальную систему контроля и управления.
- 3) Верхний уровень – включает в себя диспетчера и специалиста на базе ПК. Диспетчер производит архивирование и обработку параметров, которые показывают состояние технологического объекта, а также производится удаленное управление, далее эта обработанная информация отправляется специалистам предприятия для дальнейшего изучения и планирования технологического процесса.

Состав КНС:

- 1) Насосное помещение.
- 2) Высоковольтное распределительное устройство.
- 3) Помещение систем управления и регистрации режима работы.
- 4) Магистральной гребенки.

КНС снабжает водой до шести ближайших нагнетательных скважин, в свою очередь скважины группируются по давлению. Обслуживать одной КНС более шести скважин нецелесообразно, так как возникнет необходимость увеличивать длину трубопроводов высоко давления к наиболее удаленным скважинам. На практике каждая нагнетательная скважина соединяется с КНС отдельным водоводом.

Водоводы, идущие от КНС к нагнетательным скважинам, работают под очень высоким давлением, достигающим 25 МПа, изготавливаются из труб диаметром 89 или 102 мм и укладываются в траншеи на глубину ниже глубины промерзания. Расход жидкости замеряется централизованно на распределительной гребенке внутри КНС с помощью диафрагменных счетчиков высокого давления. [2]

При работе КНС нет необходимости постоянно контролировать параметры расхода воды и давление нагнетания, они определяют на практике и обладают высокой степенью стабильности. В связи с этим расходомер устанавливается в одном экземпляре.

Он поочередно может быть подключен к измерительной диафрагме (измеряется перепад давления при прохождении жидкости через диафрагму) во фланцевом соединении каждого водовода. [3]

2.1 Оборудование, используемое на кустовых насосных станциях

В настоящее время на КНС используют различные типы насосов: АЯП, 5МС7Х10; 6МС7Х10 и др.

В последнее время разработаны центробежные насосы специально для поддержания пластового давления. Номинальное давление P этих насосов соответствует режиму наивысшего коэффициента полезного действия. Расчетный КПД насосов - 0,7; частота вращения вала $n = 3000 \text{ мин}^{-1}$. Насосы допускают подпор 0,8 - 3 МПа и при некотором снижении подачи развивают повышенное давление (насос ЦНС-150 x 200 при $Q = 100 \text{ м}^3/\text{ч}$ развивает давление до 25 МПа). [4].

Насосы должны быть изготовлены в черном и нержавеющей стали. В исполнении это нужно для того, чтобы перекачивать агрессивные сточные воды. Насосы оснащены замкнутой циркуляционной системой смазки, оснащенной масляным насосом. Сейчас широко применяют блочные насосные станции – БКНС, их изготавливают на заводе и доставляют на рабочее место в виде отдельных блоков, число которых определяется производительностью. Главный блок исполнен в виде рамы из таврового проката, на нее устанавливают насос, а также двигатель с масляной системой и другими элементами. Общей опорой всей установки служит рама, которую монтируют в железобетонную плиту. Сверху применяют металлическую кабину, которая необходима для защиты от осадков. В свою очередь она состоит из: каркаса, на котором монтируют утепление. Данные установки могут работать при температуре до -55°C .

2.2 Вспомогательное оборудование насосной станции

К такому оборудованию относятся системы, которые обеспечивают нормальные условия и режима работы основного оборудования.

Включают в себя два механизма: насос и вентилятор. Для предотвращения перетока жидкости через механизм, находящийся в резервуаре, устанавливают специальный обратный клапан.

Вспомогательные системы подразделяют на:

- вспомогательные системы;
- вспомогательные сооружения.

Под вспомогательными системами подразумевают такие системы, без постоянной работы которых, основное технологическое оборудование работать не будет. К таким системам относятся:

- маслосистема;
- подпорная вентиляция;
- вентиляция безпромвальной камеры;
- вентиляция для продувки электродвигателя;
- система обратного водоохлаждения.

Маслосистема необходима для постоянной подачи масла на подшипники насосного агрегата. Подпорная вентиляция, служит для поддержания избыточного давления в электростанции. Вентиляция безпромвальной камеры, предназначена для создания воздушной прослойки при проходе вала через разделительную камеру. Вентиляция для продувки электродвигателя используется для создания избыточного давления в электродвигателе. И наконец, система обратного водоохлаждения применяется для охлаждения электродвигателя. Следует заметить, что при возникновении аварийной ситуации во вспомогательной системе происходит аварийное отключение КНС.

К вспомогательным сооружениям относятся сооружения, выход из строя которых на непродолжительное время не приводит к остановке основного технологического оборудования:

- приточно-вытяжной вентиляция;
- системы откачки утечек;
- системы промышленной канализации;
- системы пожаротушения;
- системы водоснабжения;
- отопительной системы (котельной).

Автоматическая система управления технологическим процессом кустовой насосной станции (АСУ ТП КНС) выполняет очень важную функцию, такую как: управление процессом закачки воды и контроль режима работы, необходим для поддержания необходимого давления, а также снабжения рабочего персонала своевременной и правдивой информацией.

Дополнительные функции, выполняемые АСУ ТП КНС: контроль расхода, как электроэнергии, так и воды. Мониторинг состояния оборудования, контроль технологического процесса, автоматизация КНС. Снижение производственных рисков, а также уменьшения трудоемкости управления процессами КНС.

Если говорить об АСУ ТП КНС в иерархической структуре , то

- 1) нижний уровень - станции и шкафы управления (спроектированные и изготовленные в соответствии с требованиями заказчика), расположенные в непосредственной близости к технологическим объектам;
- 2) средний уровень реализуется средствами локальных систем контроля и управления, которые строятся на базе контроллера SILK и программного обеспечения Infolook.Polling и Infolook.Kss (Сервер связи и сервер обработки данных);
- 3) верхний уровень состоит из АРМов диспетчера и специалистов на базе ПК и программного пакета SCADA. На АРМе диспетчера производится архивирование и обработка параметров, отображается состояние технологического объекта и производится удаленное управление,

обработанная и заархивированная информация передается специалистам предприятия для дальнейшего анализа и планирования нефтедобычи. [7]

2.3 Система смазки и ее назначение

Системы смазки, она состоит из: резервного и рабочего масляного насоса, маслопровода (оборудованного фильтрами очистки масла), резервного и рабочего маслобака, аккумуляционного маслобака, запорной арматура, а также теплообменника.

Система смазки необходима для подачи масла в подшипники, для отвода тепла и уменьшения трения. Маслосистема монтируется в заглубленном состоянии, что позволяет маслу из подшипников самотеком поступать в бак. При работе маслосистемы контролируют три параметра: давление, температуру масла, перепад давления на фильтрах. Подачу масла разделяют на динамическую и статическую.

Под динамической подразумевают подачу масла под действием маслонасоса. А статическая осуществляется по принципу аккумуляционного маслобака, который поднят на определенную высоту. Также возможен отдельный принцип подачи масла, он гарантирует безопасность эксплуатации, при попадании нефти в маслосистему.

Маслосистема состоит из:

- маслобака;
- сигнализатора
- насоса;
- фильтра;
- аккумуляционного бака.

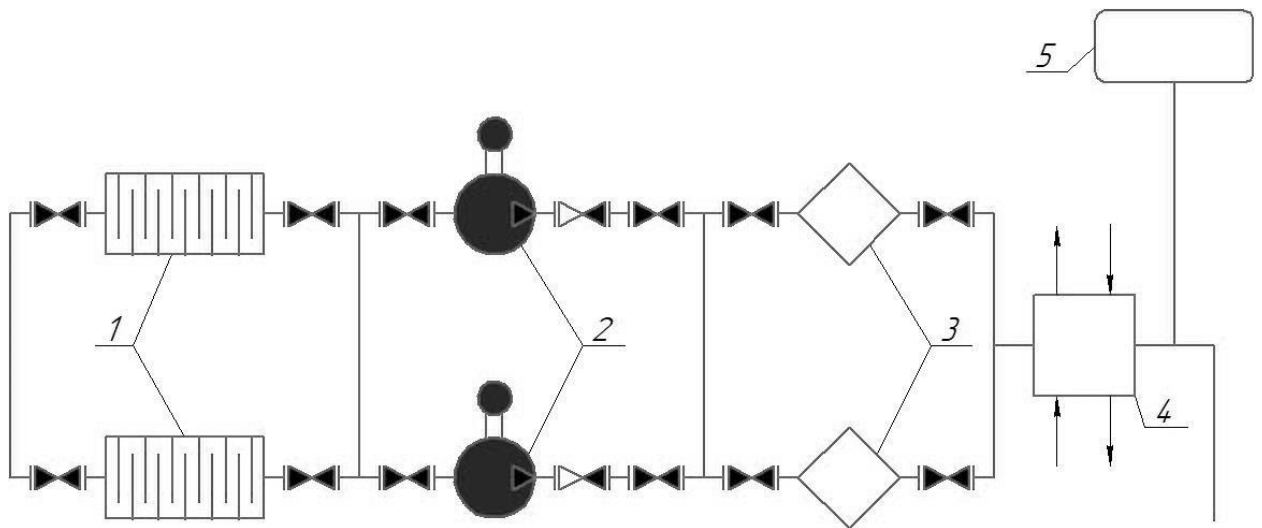


Рисунок 2- Маслосистема (динамический вариант подачи смазки):

1 - маслобак; 2 - насос; 3 -фильтр; 4 - теплообменник;

5 - аккумулирующий бак

Маслобаки, служат для сбора масла с подшипников и охлаждения масла. Сигнализаторы контролируют уровень масла. В случае возникновения аварийной ситуации происходит остановка КНС. Фильтр защищает от механических примесей. Теплообменник выполняет очень важную функцию, он необходим для поддержания оптимального уровня температуры для подачи смазки. Если температура ниже оптимального значения, то в теплообменник поступает горячая вода, а при высокой – холодная. Так же существует и воздушное охлаждение. Аккумулирующий бак поднимают на высоту 4 м, он предназначен для смазки подшипников за счет самотека масла

Масло с основного маслобака забирается шестеренчатым насосом, оно проходит через фильтр, затем подается на теплообменник, следующий шаг, масло попадает на смазку подшипников и на заполнение аккумулирующего маслобака. В случае отключения маслонасосов, масло под действием гидростатического давления из аккумулирующего маслобака подается на смазку подшипников, тем самым обеспечивая выбег насосного агрегата в течение 10 минут. Температура масла в общем коллекторе перед поступлением на магистральные насосные агрегаты должна находиться в интервале от +20°С до+70°С, при превышении температуры масла на выходе

из теплообменника более $+70^{\circ}\text{C}$, автоматически включаются дополнительные вентиляторы обдува. При низкой температуре масла допускается работа маслосистемы, минуя маслоохладители. [9]

Непосредственно перед запуском насосов необходимо осуществить подачу масла на подшипники и в обязательном порядке проконтролировать подачу масла визуально через специальное смотровое окно, которое расположено в линии слива (необходимо для предотвращения так называемого “сухого” запуска). Сухой запуск очень опасное явление, оно может привести к возникновению аварийной ситуации, и впоследствии к выходу из строя насоса. Подача масла осуществляется насосами НМШ 5x25 связанных по системе АВР, то есть при аварийном отключении одного из насосов, автоматически включается другой. Забор масла производится из двух маслобаков, емкостью по 3 м^3 каждый. Насос НМШ 5x25 подает масло на сетчатый фильтр, который может работать, как параллельно, так и в случае ремонта или промывки одного из них, одним элементом. [10]

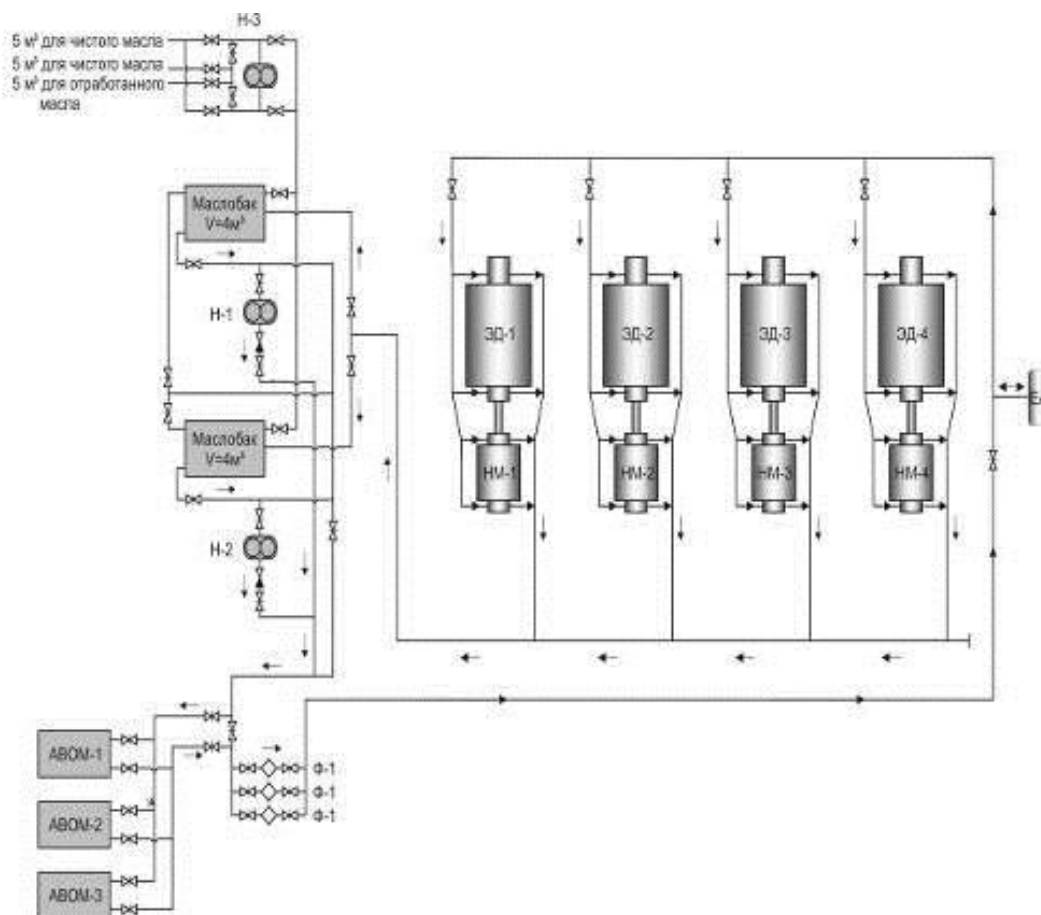


Рисунок 3 – Схема маслосистема, предназначенная для охлаждения подшипников (ЦНС 240x1900)

На следующем этапе масло попадает в установку теплообменника, которая состоит из двух воздушных маслоохладителей МХ – 8, они могут работать как по одному, так и вместе, в зависимости от температуры масла. И после этого масло попадает на подшипники насосов. Вентили работающих электродвигателей должны быть открыты, а ремонтируемые закрыты, это необходимо для предотвращения возникновения аварийной ситуации.

При работе агрегатов необходимо помнить, что в маслосистеме находится около 3 м^3 масла и пополнение масляных баков производить из расчета, чтобы масло в случае остановки насосов смогло перелиться в приямок, то есть в масляном баке не должно быть масла более 3 м^3 при работающих агрегатах. [11]

2.4 Технологический процесс по эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту системы смазки насоса

Необходимо проводить периодический химический анализ и пробы масла, не реже одного раза в месяц.

Признаки, при которых масло должно быть заменено:

- в масле обнаружена нефть;
- содержание воды больше 0,25 %;
- содержание механических примесей превышает 1.5 %.

ОАО "Сургутнефтегаз", НГДУ "Комсомольскнефть", Цех научно-исследовательских и производственных работ,
Лаборатория физико-химического анализа,
пгт.Федоровский, Промышленный проезд (№7), 13/1, тел.8 (3462) 416209

Протокол
результатов испытания масла турбинного ТП – 22С № 114
от " 17 " апреля 2018 г.

Заказчик: Отдел главного механика НГДУ «Комсомольскнефть»
Объект аналитического контроля: масло турбинное ТП – 22С
Дата поступления пробы: 06.04.2018г.
Дата отбора: 06.04.2018г.
Место отбора: ЦДНГ-5, КНС-1, ЦНС

Результаты испытаний:

№	Наименование испытаний	Норма по ТУ 38.101821-2001	Результаты испытания	Нормативная документация
1	Плотность при 15°С г/см ³ , не более	0,903	0,8694	ГОСТ Р 51069-97
2	Содержание воды, не более, %	отс.	отс.	ГОСТ 2477-2014
3	Содержание мех. примесей не более, %	0,005	отс	ГОСТ 6370-83

Испытания выполнил: лаборант химического анализа

 В.В.Бельшева

Протокол оформил: заведующий лабораторией

 З.И.Хасанова

Рисунок 4 - Протокол результатов испытания масла турбинного ТП – 22С

Элементы маслосистемы необходимо подвергать периодической очистке в соответствии с требованиями. В маслоблоке должна быть вывешена утвержденная схема маслоснабжения насосной с указанием диаметров маслопроводов, арматуры, регулировочных шайб, приборов контроля и измерения параметров, допустимых рабочих давлений и температуры масла. [12]

Как давление, так и уровень масла в баках должен соответствовать установленным пределам. Эти параметры контролируются автоматически. Предел температуры масла на входе в узлы подшипника 35-55 °С. Остановка маслонасоса должна производиться через 5 минут после отключения электродвигателей находившихся в работе насосных агрегатов. Давление, температура и качество охлаждающей среды, сроки и способы очистки полостей охлаждения и теплообменных аппаратов системы охлаждения должны соответствовать требованиям заводов-изготовителей. Схема системы охлаждения электродвигателя с указанием допустимых величин давления и температуры охлаждающей среды должна быть вывешена в машинном зале.

Контроль температуры масла на входе в подшипники насосных агрегатов (температура масла должна быть в пределах 25,75 °С), давления масла перед подшипниками насоса, перепада давления масла на маслофильтрах осуществляется каждые два часа по показаниям контрольно-измерительных приборов. Два раза в смену проводится проверка уровней масла в масляных баках. Результаты измерений температуры масла после маслоохладителя фиксируются в журнале. Регистрация давления в маслосистеме и уровня масла в основном масляном баке проводится при отклонении их от нормы.

Признаки и возможные причины возникновения неработоспособности маслосистем и систем охлаждения насосных агрегатов приведены в таблице 1.

Таблица 1- Признаки неисправности маслосистемы и системы охлаждения

Признаки неисправности	Приборы и методы контроля	Причины неисправности
Давление масла перед подшипниками насосного агрегата (в конце масляной магистрали) менее указанного в паспорте на насосный агрегат	По показаниям манометров	Неисправен редукционный клапан или вентиль регулирования расхода масла в системе. Низкий уровень масла в баке, засорение маслофильтров или дроссельных шайб. Неисправен маслонасос, не герметична маслосистема
Перепад давления масла в маслофильтре более, указанного в паспорте	По показаниям манометров	Засорение маслофильтров
Температура масла на входе в подшипники насосных агрегатов более 75 °С или указанного в паспорте	Термодатчики	Неисправности в агрегатах воздушного (водяного) охлаждения
Наличие воды и механических примесей	По результатам анализа масла	Дефекты маслоохладителя, недостаточно произведена очистка маслопроводов и маслобаков, некачественное масло
Затопление блок-бокса маслосистемы	Визуальная и звуковая сигнализация в операторной	Негерметичность кессона или неисправность системы откачки подземных вод
Перегрев подшипников насосных агрегатов	Термопреобразователь с вторичным прибором	Неисправность в системе охлаждения
Повышение температуры воды охладителя, увеличение разности между температурой охлажденного воздуха и холодной водой, поступающей в охладитель	Термопреобразователь с вторичным прибором	Засорение трубок водоподдачи; образование воздушных пробок, неэффективная работа вентиляторов, недостаточная подача водяных насосов

Насосы маслосистемы должны быть включены в работу не менее чем за два часа до пуска насосной станции.

Система смазки и охлаждения

Систему смазки или масляную систему, под давлением имеют только магистральные насосные агрегаты и насосные агрегаты центробежного типа.

В других насосах используют смазку разбрызгиванием, а так же в некоторых случаях от паровых масленок или лубрикаторов. В последнее время находят применение также групповая масленка для централизованной смазки поршневых насосов. Ее целесообразно использовать при значительном числе этих насосов.

Основное требование, предъявляемое к масляной системе, работающей под давлением – ее абсолютная герметичность. Для правильного распределения масла между подшипниками в агрегате на входах в подшипники, на фланцах маслопровода размещают шайбы дроссельного типа.

В холодных центробежных насосах эта система служит для охлаждения подшипников, а также сальников. Воду также подводят к нажимным втулкам сальников для их уплотнения. В горячих поршневых насосах воду подают только на охлаждения сальников благодаря этому обеспечивается надежное охлаждение подшипников насосных агрегатов.

Рассмотрим нарушения, происходящие при эксплуатации системы смазки, их причины и способы устранения.

Причины недостаточного давления масла:

- неплотности на фланцах на всасывающем трубопроводе от масляного бака к насосу;
- излишне плотная сетка на приемном фильтре или его засоренность (необходимо прочистить фильтр или заменить сетку);
- большие сечения дроссельных шайб на входе в подшипники;
- неправильные показания манометра.

Причины выбивания масла из подшипников:

- зазор в стыке между крышкой и нижней половиной корпуса в непосредственной близости к маслоотбойным кольцам вследствие деформации крышки из-за излишнего натяга между ней и вкладышем;

- большие зазоры между гребнями маслозащитных колец подшипников и маслоотбойных колец вала;

- переполнение корпуса подшипника маслом, начинающим переливаться через гребни маслозащитных колец и выбрасываемое наружу по валу насоса;

Причины, по которым масляный насос не качает масло:

- недостаточная скорость вращения ротора насоса (увеличить число оборотов);

- низкий уровень масла в баке (долить масло в бак);

- сильный подсос воздуха на входе в масляный насос (найти неплотность и устранить ее).

При смазке разбрызгивание через каждые 700-750 часов работы насоса следует заменить масло, промыть картеры подшипников керосином и насухо протереть их. Также необходимо тщательно осмотреть маслоразбрызгивающие кольца; на них не должно быть трещин, задиров, следов износа.

При смазке под давление во время каждой остановке насоса нужно разобрать и промыть все масляные трубопроводы, вскрыть и прочистить маслоохладитель, очистить приемную сетку, спустить масло из картеров, промыть их керосином и тщательно промыть, очистить и промыть керосином масляный фильтр. Масло нужно менять через каждые 2000 часов работы насоса. При этом масляный бак тщательно промывают керосином и насухо протирают.

3 Модернизация системы смазки

3.1 Модернизируемая схема и ее недостатки

Система маслоснабжения предназначена для принудительной смазки и охлаждения подшипников скольжения насосных агрегатов в системе КНС. В качестве смазки подшипников применяется турбинное масло марки ТП- 22.

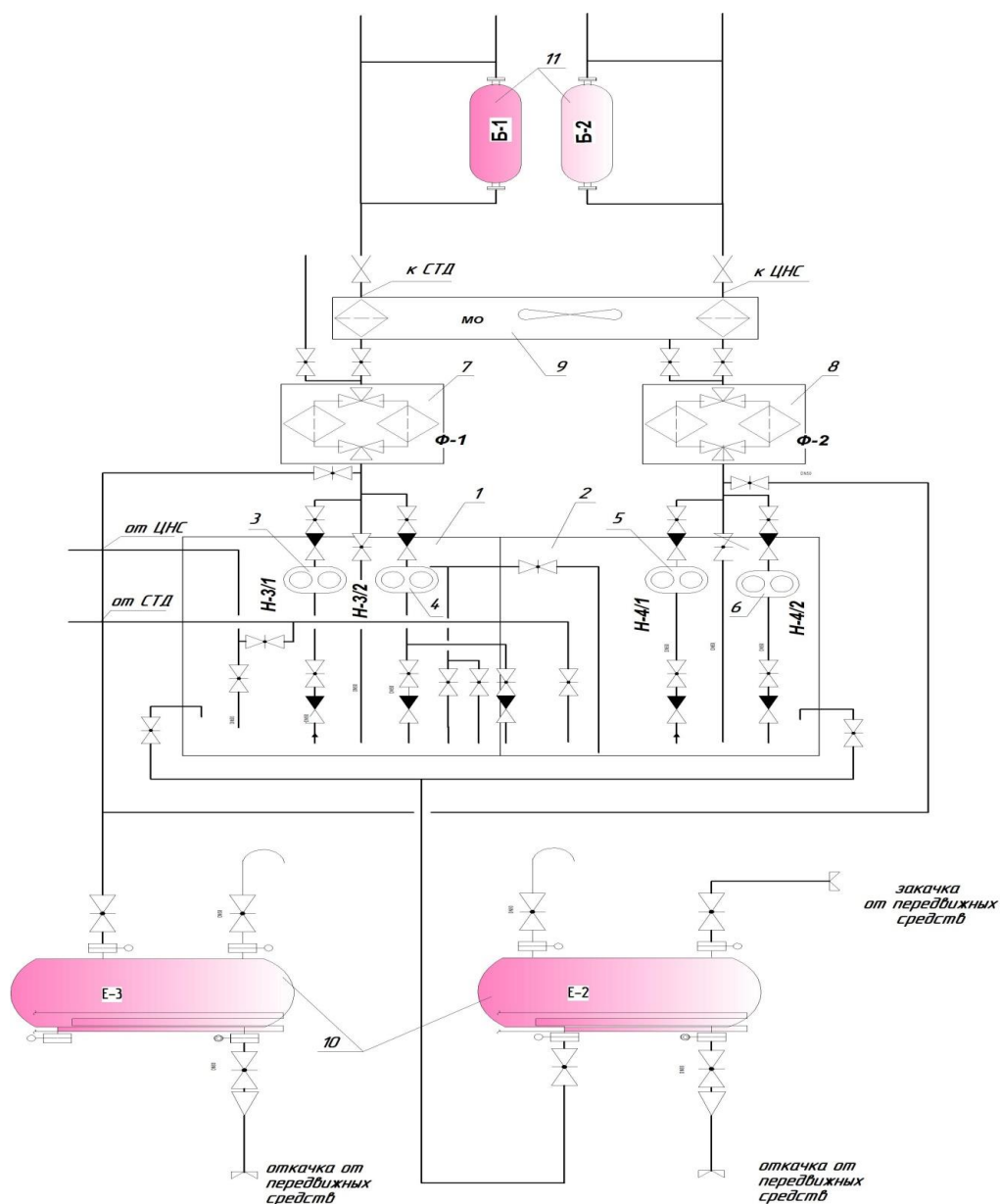


Рисунок 5- Гидравлическая схема маслосистемы КНС типового проекта 1990 года: 1,2- маслобак; 3,4,5,6- шестеренчатые насосные агрегаты; 7,8- масляный фильтр; 9- маслоохладитель; 10- маслоемкости для хранения масла; 11- аварийный маслобак.

Масло с основного маслобака 1 забирается работающим маслонасосом шестеренчатого типа 3, проходит через маслофильтр 7, подается на маслоохладитель 9, откуда поступает на смазку подшипников насосных агрегатов, далее масло от подшипников насоса попадает в маслоемкость отработанного масла, где оно отстаивается, далее цикл повторяется.

Таблица 2 - Основные технические требования

Наименование параметра	Значение
Рабочий расход подачи масла в систему смазки подшипникового узла, м ³ /ч (л/мин)	2,4 (40)
Рабочее давление подачи масла в систему смазки подшипникового узла, МПа	2,0-0,5
Объем емкости (бака) для накопления масла, м ³	0,03x2 секции
Рабочее масло	ТП-22С
Количество рабочих контуров, шт	2
Тип насосов	Насос масляный шестеренчатый
Диапазон расхода насоса, м ³ /ч (л/мин)	1,2-4,5 (20-75)
Максимальный напор насоса, МПа	25
Максимальный КПД насоса, %	58
Мощность электродвигателя насоса, кВт	-
Напряжение питания, В	220/380
Отклонение напряжения питания сети, %	От +5 до -10
Частота переменного тока, Гц	50±1
Тип масляных фильтров	Напорные
Тонкость фильтрации масла, мкм	10
Тип маслоохладителя	Воздушный с регулируемым термореле
Диапазон регулирования температуры масла, °С	0-90
Максимальное содержание воды в масле, %	20
Температура окружающей среды, °С	от +5 до +35

Таблица 3 - Габаритные и присоединительные размеры маслостанции

№ п/п	Наименование основных технических характеристик	Значение
1	Длина, мм	500
2	Ширина, мм	500
3	Высота, мм	240
4	Диаметр входного рабочего патрубка условный, мм	50
5	Диаметр выходного рабочего патрубка условный, мм	50
6	Диаметр патрубков для соединения со стендом СОГ условный, мм	20

За долгое время эксплуатации данной маслосистемы на кустовых насосных станциях ОАО «Сургутнефтегаза» был выявлен ряд недостатков таких как:

1. Замена масла

Замена масла возможна только в случае полной остановки всех насосных агрегатов. Плановая замена масла производится только в летний период.

2. Замена масла в случае аварийной ситуации в зимний период недопустима из-за низких температур и возможного замораживания трубопровода.

3. Большой объем маслобаков.

Объем маслобаков составляет 1м³. Габариты бака занимают большой объем территории машинного зала.

4. Попадание воды в маслобаки.

Попадание воды в маслобаки является существенным недостатком данной системы. Так как при попадании воды в масло через уплотнение одного насосного агрегата загрязняется вся система смазки.

5. Значительная трубная обвязка, заполняющая существенную площадь машинного зала.

6. Появление продуктов коррозии в перекачиваемом масле.

Даже однократное попадание воды в масло приводит к образованию продуктов коррозии, которые невозможно удалить ни фильтрованием, ни продувкой, ни даже отчисткой маслосистемы.

7. Применение насоса объемного типа.

3.2 Модернизация

Давление и производительность объемного насоса регулируется дроселированием потока путем регулировки вентиля и зависит от температуры масла и износа прокладочного элемента вентиля.

Эксплуатация данной системы с указанными выше недостатками требует постоянного контроля обслуживающего персонала.

Для решения данных проблемы было рассмотрено несколько возможных вариантов.

Одним из возможных вариантов решения проблем был рассмотрен пластиковый трубопровод. На протяжении нескольких последних десятилетий пластик заменяет сталь. Такой трубопровод обладает такими преимуществами, как легкий монтаж, маленький вес и прежде всего, устойчивость к коррозии. Но такой вариант решает только проблему с появлением продуктов коррозии в перекачиваемом масле, остальные проблемы остаются без решения.

Рассмотрим индивидуальную систему смазки каждого агрегата, как способ устранения недостатков.

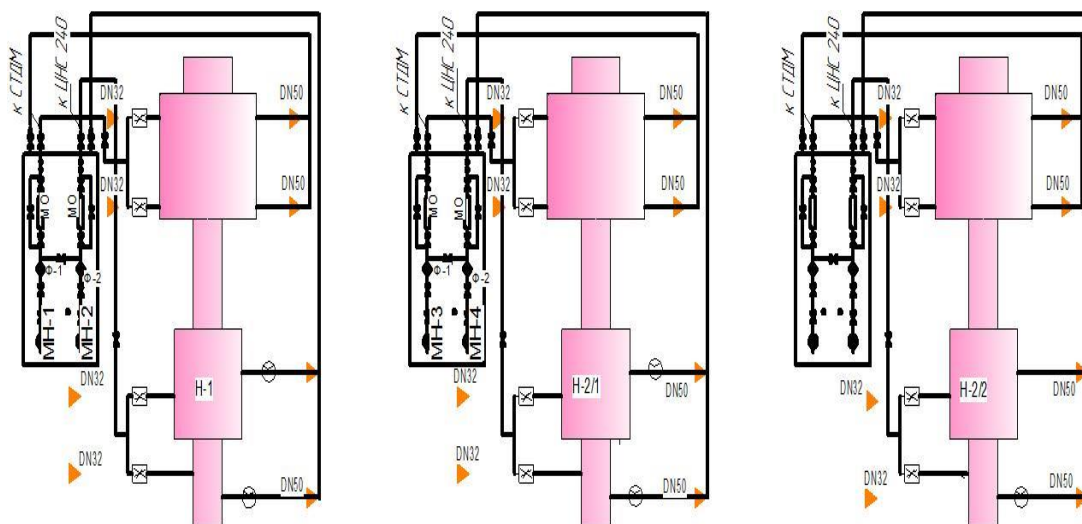


Рисунок 6 – Маслосистема - 2

Принцип работы маслостанции основан на циркуляции потока масла при помощи полупогружного насоса центробежного типа.

Данная маслосистема позволит проводить полную сепарацию рабочего масла в остановленном контуре от воды и механических примесей, попадающих в маслопровод из гидравлической части основного насоса без его слива и остановки маслостанции, а также маслосистема имеет компактные маслобаки и незначительную трубную обвязку.

Данный вариант позволит нам решить все существующие проблемы, возникшие в эксплуатации.

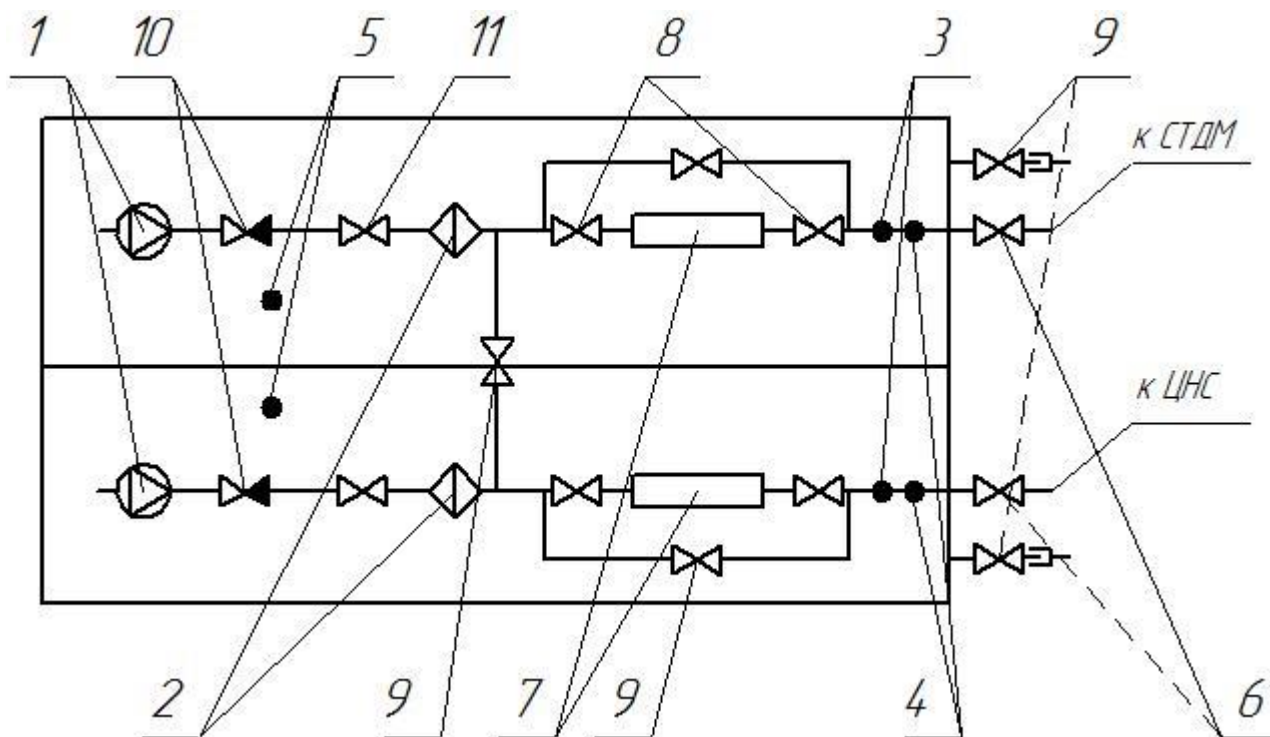


Рисунок 6 - Гидравлическая схема нового проекта маслостанции: 1 - насос для перекачки масла-2шт; 2 - фильтр масляный-2шт; 3 - датчик давления масла-2шт; 4 - датчик содержания воды в масле-2шт; 5 - датчик уровня масла-2шт; 6 - кран шаровой муфтовой, Ду50-2шт; 7 - теплообменник с термостатом-2шт; 8 - кран шаровой муфтовый с американкой, Ду20-4шт; 9 - кран шаровой муфтовый, Ду20-5шт; 10 - клапан обратный муфтовый пружинный, Ду20-2шт; 11 - кран шаровый угловой с американкой, Ду20-2шт.

3.3 Расчет насосов НМШ 8/25 и НМШ 5/25

По техническим требованиям, произведем подбор оборудования. Для определения какой насос будет удовлетворять требованиям экономичности и ресурсоэффективности, нам необходимо определить ряд параметров. Необходимые данные для анализа: производительность, напор, кавитация, мощность.

Произведем расчет НМШ 8/25

Таблица 4 - Характеристики насоса НМШ 8/25

Производительность	Q_d	$105 \frac{\text{л}}{\text{мин}}$
Максимальное рабочее давление	P	$5.5 \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}$
Число оборотов	n	$1450 \frac{\text{об}}{\text{мин}}$
КПД	η	0.75

Рассчитаем теоретическую производительность насоса:

$$Q_m = \frac{Q_d}{\eta} = \frac{105}{0.75} = 140 \frac{\text{л}}{\text{мин}} \quad (1)$$

Далее определяем недостающие геометрические параметры:

Находим модуль шестерни по формуле:

$$m = (0.24 - 0.44)\sqrt{Q_d} = (0.24 - 0.44)\sqrt{140} = 2.83 - 5.2 \quad (2)$$

Согласно ГОСТ 9563-60 (Основные нормы взаимозаменяемости колеса зубчатые, модули) принимаем модуль эвольвентного зубчатого колеса, максимально приближенный к рассчитанному значению, принимаем: $m = 4.5$ Рекомендуют принимать небольшое число зубьев и большой модуль зацепления для уменьшения габаритов насоса. Часто принимают шестерни с небольшим числом зубьев $z = 8 \dots 14$. Выбираем $z = 11$.

Ширина шестерни: $b = (6 \dots 9) \cdot m$, $b = 27 \dots 40.5$

Примем $b = 30$ мм.

На нашем насосе установлены подшипники скольжения, на практике установлено, что отношение ширины к делительному диаметру шестерни для насосов с подшипниками скольжения составляет: $\frac{b}{d} = 0.4 \dots 0.5$

Из этого отношения мы можем определить диапазон делительной окружности, а затем число зубьев, это нам необходимо для проверки выбранного нами числа зубьев:

$$d = \frac{d}{0.4...0.5} = \frac{30}{0.4...0.5} = 60 \dots 75 \text{ мм} \quad (3)$$

Зная делительный диаметр и модуль зубчатого колеса, можем определить диапазон, в котором находится значение числа зубьев.

$$z = \frac{d}{m} = \frac{60...75}{4.5} = 13.3 \dots 16.6 \quad (4)$$

Благодаря произведенным расчетам мы видим, что выбранное нами число зубьев не соответствует действительности, соответственно необходимо подкорректировать наше значение, примем: $z = 14$.

Определим рекомендуемые параметры соответствующих для $z = 14$.

Таблица 5 - Параметры НППШ 8/25

Параметр	Условное обозначение	Значение для $z = 14$
Теоретическое расстояние между центрами в мм.	A_{01}	63
Действительное расстояние между центрами в мм .	$A_{д1}$	67.5
Диаметр начальной окружности в мм .	d_1	67.4
Диаметр окружности головок в мм.	$D_{г1}$	76.5
Диаметр окружности впадин в мм.	$D_{в1}$	56.781
Диаметр основной окружности в мм.	d_{01}	59.2
Основной шаг в мм.	t_{01}	13.28
Угол зацепления передачи в град.	α	28 43'
Профильное смещение рейки в мм.	ε	2.51
Толщина зуба по	s_1	7.37

начальной окружности в мм.		
Высота в мм.	h'_1	4.56
Размер блочной скобы на 2 зуба в мм.	M_1	22.53
Толщина зуба у вершины в мм.	s_{e1}	2.02
Боковой зазор между зубьями (по дуге начальной окружности в мм.)	Δ_1	0.36
Степень перекрытия	ε_1	1.207
Расстояние от оси до начала канавки в мм.	c_{max1}	7.56
Глубина на каждом торце в мм.	y'_1	$27.9 \cdot 10^{-6}$
Теоретическая производительность для случая неиспользования замещенного объема в $\frac{см^3}{1}$ мм ширин на 1 оборот	q'_1	$1.93 \cdot 10^{-6}$
То же для случая полного использования замещенного объема в $\frac{см^3}{1}$ мм ширины на 1 оборот	q''_1	$1.94 \cdot 10^{-6}$
Высота скоса на рабочей стороне зуба ведомой шестерни в мм.	a_1	1.215...0.225
Пульсация расхода в %	c_1	13.5
Максимальный угол эвольвенты	γ_e	39 18'
Площадь зуба (полная) в мм ²	S_{z1}	68.77
Площадь впадины (полная) в мм ²	S_{w1}	78.6

Степень перекрытия в нашем случае равна: $\varepsilon_1 = 1.207$, при одинаковых углах зацепления степень перекрытия нулевой передачи больше чем положительной, этот факт несет положительный характер, так как более

длительная продолжительность зацепления приводит к увеличению пагубного влияния запертой во впадине зубьев жидкости.

Определяем производительность шестеренчатого насоса:

Для расчетов используем формулу:

$$Q = 2 \cdot \pi \cdot d_w \cdot m \cdot b \cdot n \cdot \eta, \quad (5)$$

d_w – начальный диаметр шестерни

m – модуль зубчатого зацепления

b – ширина зуба

n – частота вращения

η – коэффициент полезного действия

Чтобы произвести расчеты необходимо определить начальный диаметр шестерни.

$$a_w = m(z + 1) = 4.5(14 + 1) = 67.5 \text{ мм.}$$

$$d_w = \frac{2 \cdot a_w}{u+1} \text{ – начальный диаметр, так как } u = \frac{z_2}{z_1} = 1, \text{ то } d_w = \frac{2 \cdot 67.5}{2} = 67.5$$

Зная необходимые параметры, определяем производительность:

$$Q = 2 \cdot \pi \cdot a_w \cdot m \cdot b \cdot n \cdot \eta = 2 \cdot 3.14 \cdot 67.5 \cdot 10^{-3} \cdot 4.5 \cdot 30 \cdot 10^{-3} \cdot 1.450 \cdot 0.75 = 0.062 \frac{\text{м}^3}{\text{час}}$$

Расчет напора

Примем диаметр всасывающего и нагнетательного патрубка одинаковыми, тогда формула для расчета имеет вид:

$$H = \frac{p_2 - p_1}{\rho \cdot g} + \frac{v_2^2 - v_1^2}{2g} + \Delta h \quad (6)$$

H – напор, м

p_1 – давление в заборной емкости, Па

p_2 – давление в приемной емкости, Па

ρ – плотность перекачиваемой среды, кг/м³

g – ускорение свободного падения, м/с²

Δh – расстояние между манометрами по вертикали

Исходя из протокола “Результатов испытания масла трубного ТП – 22С № 114 от 17 апреля 2018 г.” (рисунок 4) плотность масла при температуре 15°C равна $0.8694 \frac{\text{г}}{\text{см}^3}$, по ГОСТ Р 51069-97.

Таблица 6 – Результаты испытания

P_1	0.25 Мпа
p_2	0.55 Мпа
ρ	869.4
g	9.81
Δh	30 см

Так как диаметры всасывающего и нагнетательного трубопровода одинаковые, то и $v_1 = v_2$, следовательно:

$$H = \frac{550 - 250}{869.4 \cdot 9.81} + 0.3 = 35.17 \text{ м.}$$

Расчет полезной мощности насоса:

$$N_{\text{п}} = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H \quad (7)$$

$$N_{\text{п}} = 869.4 \cdot 9.81 \cdot 0.062 \cdot 35.17 = 18.7 \text{ кВт}$$

Приводная мощность насоса:

$$N_{\text{п.м}} = \frac{N_{\text{п}}}{0.75} = \frac{18731}{0.75} = 3372 \text{ Вт} = 24.9 \text{ кВт} \quad (8)$$

1. Определим коэффициент кавитации:

$$\sigma = \frac{n \cdot \sqrt{Q}}{\left(126 \cdot H^{\frac{4}{3}}\right)^{\frac{4}{3}}} = \frac{1450 \cdot \sqrt{105}}{\left(126 \cdot 35.4^{\frac{4}{3}}\right)^{\frac{4}{3}}} = 0.0414 \quad (9)$$

n – частота вращения рабочего колеса, сек⁻¹

Q – производительность насоса, м³/с

H – создаваемый напор, м

Проверка кавитационного запаса насоса.

Для устранения возможности появления кавитации кавитационный запас должен превышать на 30% критический кавитационный запас.

Обычно этот коэффициент задается в паспорте насоса, но в нашем случае его необходимо рассчитать, он определяется по формул Руднева:

$$C = \frac{n \cdot \sqrt{Q}}{\left(\frac{h_{кр}}{10}\right)^{\frac{3}{4}}} \quad (10)$$

В данном случае $\sigma = C$, следовательно, мы можем выразить $h_{кр}$:

$$\left(\frac{h_{кр}}{10}\right)^{\frac{3}{4}} \cdot C = n \cdot \sqrt{Q} \quad (11)$$

По свойству степеней: $\left(\frac{a}{b}\right)^n = \frac{a^n}{b^n}$

$$\frac{h_{кр}^{\frac{3}{4}}}{10^{\frac{3}{4}}} \cdot C = n \cdot \sqrt{Q}$$

Переносим знаменатель в правую часть уравнения:

$$h_{кр}^{\frac{3}{4}} \cdot C = n \cdot \sqrt{Q} \cdot 10^{\frac{3}{4}}$$

Выражаем $h_{кр}^{\frac{3}{4}}$:

$$h_{кр}^{\frac{3}{4}} = \frac{n \cdot \sqrt{Q} \cdot 10^{\frac{3}{4}}}{C}$$

Освобождаемся от степени по свойству: $a^{\frac{m}{n}} = \sqrt[n]{a^m}$

$$h_{кр} = \sqrt[4]{\left(\frac{n \cdot \sqrt{Q} \cdot 10^{\frac{3}{4}}}{C}\right)^3}$$

Производим расчет:

$$h_{кр} = \sqrt[4]{\left(\frac{1450 \cdot \sqrt{105} \cdot \sqrt[4]{10^3}}{0.0414}\right)^3} = 53545.34$$

Существует несколько путей понижения эффекта кавитации:

- 1) уменьшить обороты;
- 2) понизить температуру перекачиваемой жидкости;
- 3) опустить насос, как можно ниже, тем самым повысится давление жидкости на всасывание;
- 4) очистить рабочее колесо насоса.

Так же на практике установлена закономерность, пузырьков больше, чем выше: обороты, температура воды, разница давлений на входе насоса и на его выходе

Соответственно кавитационный запас необходимо принять:

$$h = h_{кр} + 30\% = 69608.9$$

Расчет насоса НМШ 5/25

Таблица 7 – Исходные данные насоса НМШ 5/25

Производительность	Q_d	$36 \frac{\text{л}}{\text{мин}}$
Число оборотов	n	$980 \frac{\text{об}}{\text{мин}}$
КПД	η	0.83

Теоретическая производительность:

$$Q_T = \frac{Q_d}{\eta} = \frac{36}{0.83} = 44 \frac{\text{л}}{\text{мин}}$$

Находим модуль шестерни:

$$m = (0.24 \dots 0.44) \sqrt{Q_d} = (0.24 \dots 0.44) \sqrt{36} = 1.44 \dots 2.64$$

Принимаем: $m = 2$

$$z = 10$$

Ширина шестерни:

$$b = (6 \dots 9) \cdot m$$

$$b = 12 \dots 18$$

Принимаем $b = 15$ мм

$$\frac{b}{d} = 0.4 \dots 0.5$$

$$d = \frac{b}{0.4 \dots 0.5} = \frac{15}{0.4 \dots 0.5} = 30 \dots 37.5 \text{ мм.}$$

$$z = \frac{d}{m} = \frac{30 \dots 37.5}{2} = 15 \dots 18.75.$$

Корректируем $z = 16$

Таблица 8 - Параметры НППШ 5/25

$A_T = A_{01} \cdot m$	20
$A_D = A_{n1} \cdot m$	22
$d = d_1 \cdot m$	22
$D_e = D_{e1} \cdot m$	26
$D_t = D_{t1} \cdot m$	17.38
$d_0 = d_0 \cdot m$	18.7938
$t_0 = t_{01} \cdot m$	5.9
α	31 19'
ξ_m	1.19
$S = S_1 \cdot m$	3.36
$h = h_1 \cdot m$	2.1292
$M = M_1 \cdot m$	9.95
$S_e = S_{e1} \cdot m$	0.5772
Δ	0.16
ε	1.106
c_{max}	3.46
y', y	$6.4 \cdot 10^{-6}$
q_1'	$0.28 \cdot 10^{-6}$
q_1''	$0.28 \cdot 10^{-6}$
σ_1	18
γ_e	43 43'
S_z	13.21
S_w	16.15
α	0.9-0.18
R_e	29.25

При найденных геометрических параметрах производительность насоса:

$$q' = 70.68 \cdot 10^{-3} \cdot 2^2 = 0.28, q'' = 70.84 \cdot 10^{-3} \cdot 2^2 = 0.28$$

Определяем производительность шестеренчатого насоса:

$$Q = 2 \cdot \pi \cdot D_H \cdot m \cdot b \cdot n \cdot \eta$$

$$a_w = m(z + 1) = 2(10 + 1) = 22$$

$$d_w = \frac{2 \cdot a_w}{u+1} - \text{начальный диаметр, так как } u = \frac{z_2}{z_1} = 1, \text{ то } d_w = \frac{2 \cdot 22}{2} = 22$$

Определяем производительность:

$$Q = 2 \cdot \pi \cdot D_H \cdot m \cdot b \cdot n \cdot \eta = 2 \cdot 3.14 \cdot 22 \cdot 2 \cdot 15 \cdot 0.98 \cdot 0.83 \\ = 0.0033 \frac{\text{м}^3}{\text{час}}$$

Расчет напора

Примем диаметр всасывающего и нагнетательного патрубка одинаковыми, тогда формула для расчета имеет вид:

$$H = \frac{p_2 - p_1}{\rho \cdot g} + H_r + h$$

H – напор, м

p_1 – давление в заборной емкости, Па

p_2 – давление в приемной емкости, Па

ρ – плотность перекачиваемой среды, кг/м³

g – ускорение свободного падения, м/с²

H_r – геометрическая высота подъема перекачиваемой среды, м

h – суммарные потери напора, м

Таблица 9 - Результаты испытания

p_1	0.6 МПа
p_2	0.9 МПа
ρ	869.4
g	9.81
H_r	5

Определим суммарные потери напора насоса:

$\sum h = h_{\text{ВВ}} + h_{\text{ВВОД}} + h_1 + h_{\text{М}}$, где

$h_{\text{ВВ}}$ – потери напора на трение на вводе, то есть от точки подключения на наружных сетях до точки установки;

$h_{\text{ВВОД}}$ – потери напора;

h_1 – потери напора по длине по расчетному участку;

$h_{\text{М}}$ – потери напора на местные сопротивления.

$$\sum h = 1,58 + 0,3 + 3,43 + 5,276 = 10,586 \text{ м}$$

$$H = \frac{900 - 600}{869,4 \cdot 9,81} + 5 + 10,586 = 15,62 \text{ м}$$

Расчет потребляемой мощности насоса: $N_{\text{п}} = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H$

$$N_{\text{п}} = 869,4 \cdot 9,81 \cdot 0,0033 \cdot 15,6 = 2,1 \text{ кВт}$$

Определим коэффициент кавитации:

$$\sigma = \frac{n \cdot \sqrt{Q}}{\left(126 \cdot H^{\frac{4}{3}}\right)^{\frac{4}{3}}} = \frac{980 \cdot \sqrt{36}}{\left(126 \cdot 15,6^{\frac{4}{3}}\right)^{\frac{4}{3}}} = 0,07$$

$$h_{\text{кр}} = \sqrt[4]{\left(\frac{n \cdot \sqrt{Q} \cdot 10^{\frac{3}{4}}}{C}\right)^3}$$

$$h_{\text{кр}} = \sqrt[4]{\left(\frac{980 \cdot \sqrt{36} \cdot \sqrt[4]{10^3}}{0,07}\right)^3} = 18018$$

В ходе проделанной работы были получены результаты: производительности, напора, мощности, коэффициента кавитации и критического значения кавитации. Анализ этих величин показал, что целесообразней использовать насос НПШ 5/25, так как он имеет необходимую производительность, напор, меньшие габариты.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-4Е31	Климов Владислав Андреевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	15.03.02. «Технологические машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость материальных ресурсов определялась по средней стоимости по г. Томску, включая стоимость интернета – 360 руб. в месяц.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Устанавливаются в соответствии с заданным уровнем нормы оплат труда: 30 % премии к заработной плате 20 % надбавки за профессиональное мастерство 1,3 - районный коэффициент для расчета заработной платы.</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Общая система налогообложения с учетом льгот для образовательных учреждений, в том числе отчисления во внебюджетные фонды - 27,1%.</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>1. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования. 2. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований. 3. Определение возможных альтернатив проведения научных исследований, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Бюджет научно – технического исследования (НТИ) 1. Структура работ в рамках научного исследования. 2. Определение трудоемкости выполнения работ. 3. Разработка графика проведения научного исследования. 4. Бюджет научно-технического исследования. 5. Основная заработная плата</i>

	исполнительной темы. 6. Дополнительная заработная плата исполнительной темы. 7. Отчисление во внебюджетные фонды. 8. Накладные ресурсы. 9. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	1. Определение интегрального показателя эффективности научного исследования. 2. Расчет показателей ресурсоэффективности.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Матрица SWOT
3. Альтернативы проведения НИ
4. График проведения и бюджет НИ
5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рахимов Тимур Рустамович	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-4ЕЗ1	Климов Владислав Андреевич		

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Целью данного раздела является анализ перспективности проведения научно-исследовательской работы и технико-экономическое обоснование проведения модернизации кустовой насосной станции (КНС), а также качественное и количественное доказательство целесообразности ее осуществления, определение организационных и экономических условий её эффективного функционирования.

Основной задачей кустовой насосной станции является нагнетание воды в продуктивные нефтяные пласты для поддержания или создания необходимых пластовых давлений, установленных технологической схемой разработки месторождений.

В ВКР рассматривается вариант модернизации кустовой насосной станции, которая повысит безотказность насосных агрегатов. В частности модернизация коснется маслосистемы, проект которой существует и используется без изменений с 1990 года.

Принцип работы маслостанции основан на циркуляции потока масла при помощи полупогружного насоса центробежного типа. Выявленными недостатками данной маслосистемы является необходимость полной остановки всех насосных агрегатов в летний период для плановой замены масла, большой объем маслобаков, образование продуктов коррозии при попадании воды в маслобаки, которые невозможно удалить ни фильтрованием, ни продувкой, ни даже отчисткой маслосистемы.

Модернизация маслосистемы позволит проводить полную сепарацию рабочего масла в остановленном контуре от воды и механических примесей, попадающих в маслопровод из гидравлической части основного насоса без его слива и остановки маслостанции, а также маслосистема имеет компактные маслобаки и незначительную трубную обвязку.

В ходе проектирования системы было составлено техническое задание, далее, исходя из требуемых параметров, был осуществлен подбор средств

реализации модернизации.

4.1. Потенциальные потребители результатов исследования

Потенциальными потребителями модернизированной кустовой насосной станции являются коммерческие организации нефтегазовой отрасли, а именно организации, осуществляющие добычу нефти. Научное исследование направлено на крупные предприятия, которые планируют установку или применяют кустовые насосные станции.

В таблице 1 отражена сегментация рынка по следующим критериям: размер компании-заказчика и направление деятельности. Анализ рынка выполнялся на основе компаний АО «ГМС Нефтемаш» (фирма А), ООО «ТСК» (фирма Б), АО НТК «МодульНефтеГазКомплект» (фирма В).

Таблица 10 - Карта сегментирования рынка

		Обследование	Подбор средств реализации	Разработка проекта	Внедрение
Размер компании	Мелкие		Б	Б	
	Средние		А	В	А
	Крупные	В		В	В

	АО «ГМС Нефтемаш»
	ООО «ТСК»
	АО НТК «МодульНефтеГазКомплект»

На приведенной карте сегментирования видно, что свободными остаются следующие сегменты рынка: обследование для мелких и средних компаний, внедрение для мелких компаний, а также подбор средств реализации для крупных компаний.

4.2. Анализ конкурентных технических решений

Анализ конкурентных технических решений с позиции

ресурсоэффективности и ресурсосбережения проводится с помощью оценочной карты для сравнения конкурентных технических решений, приведенной в таблице 2. В качестве конкурентов для проектируемой АСУ ТП БКНС (разработка) рассматриваются: проект сторонней компании (конкурент 1) и существующая система управления БКНС (конкурент 2).

В качестве проекта сторонней компании рассматривается разработка АО НТК «МодульНефтеГазКомплект» (конкурент 1). АО НТК «МодульНефтеГазКомплект» - это современная Российская компания, специализацией которой является разработка, изготовление и поставка комплексных полностью автоматизированных установок для систем сбора и подготовки продукции скважин нефтяных и газовых месторождений. К настоящему времени более 90 объектов УПН, УПСВ, УКПГ, БКНС построенных с участием НТК МНГК эксплуатируются на нефтегазовых объектах Роснефти, ЛУКОЙЛ, ТНК-ВР, Газпрома, СИБУР, Русвьетпетро, НОВАТЭК, КазМунайГаза, МангистауМунайГаза, САУТС-ОЙЛ и других компаниях РФ и СНГ. Разработки данной компании обладают высокой безопасностью, но в тоже время являются достаточно дорогостоящими.

Существующая система КНС представлена АО «ГМС Нефтемаш». (конкурент 2). АО «ГМС Нефтемаш» является одним из ведущих в России и СНГ производителем насосного, компрессорного и модульного нефтепромышленного оборудования для нефтегазового комплекса, энергетики, жилищно-коммунального и водного хозяйства, а также динамично развивающейся инжиниринговой компанией, выполняющей широкий перечень проектных, строительно-монтажных и пуско-наладочных работ по комплексному обустройству объектов нефте- и газодобычи, объектов водного хозяйства. Оборудование данной компании уже представлено на рынке, следовательно, обладает высоким уровнем и хорошими условиям проникновения на рынок. Достаточной низкой цена системы обусловлена, самостоятельным производством части оборудования. Недостатком существующей системы является использование старого оборудования, что

сказывается на общем повышении производительности.

Таблица 11 - Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		проект	Конкурент 1	Конкурент 2	проект	Конкурент 1	Конкурент 2
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,1	5	4	5	0,5	0,4	0,5
2. Удобный в эксплуатации (соответствует требованиям потребителям)	0,06	5	4	4	0,3	0,24	0,24
3. Помехоустойчивый	0,05	4	4	3	0,2	0,2	0,15
4. Энергосберегающий	0,1	4	5	3	0,4	0,5	0,3
5. Надежный	0,1	5	4	4	0,5	0,4	0,4
6. Безопасный	0,1	4	4	4	0,4	0,4	0,4
7. Простота эксплуатации	0,06	4	4	5	0,24	0,24	0,3
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,07	4	4	3	0,28	0,28	0,21
2. Уровень проникновения на рынок	0,06	1	4	4	0,06	0,24	0,24
3. Цена	0,1	4	1	3	0,4	0,1	0,3
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,2	5	4	3	1	0,8	0,6
Итого	1	45	42	41	4,28	3,8	3,64

Оценка конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$P_{cp} = \sum B_i \cdot B_i, \quad (12)$$

где P_{cp} – средневзвешенное значение показателя качества и перспективности научной разработки;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – средневзвешенное значение i -го показателя.

По результатам оценки можно выделить следующие конкурентные преимущества модернизации КНС: рост производительности труда (за счет ликвидации целодневных простоев при замене масла), повышенная надежность, длительный срок эксплуатации.

4.3. SWOT – анализ

Для получения четкой оценки проекта и его перспектив необходимо провести SWOT- анализ. SWOT - анализ - это определение сильных и слабых сторон проекта, а также возможностей и угроз, исходящих из ближайшего окружения (внешней среды).

Сильные стороны (Strengths) - преимущества проекта;

Слабости (Weaknesses) - недостатки проекта;

Возможности (Opportunities) - факторы внешней среды, использование которых создаст преимущества проекту на рынке;

Угрозы (Threats) - факторы, которые могут потенциально ухудшить положение проекта на рынке.

Применение SWOT-анализа позволит систематизировать всю имеющуюся информацию и, видя ясную картину, принимать взвешенные решения, касающиеся дальнейшего развития проекта.

Матрица SWOT приведена в таблице 3.

Таблица 12 - Матрица SWOT

	Сильные стороны проекта: С1: Простота эксплуатации механизма; С2: Сокращение трубной обвязки;	Слабые стороны проекта: Сл1: Дороговизна маслостанции; Сл2: Внутренние производственные
--	--	--

	С3: Исключение попадания продуктов коррозии; С4: Квалифицированный персонал.	проблемы;
Возможности: В1: Сотрудничество с изготовителями маслостанций; В2: Повышение стоимости конкурентных разработок.	В1С1С2С3 – данную маслостанцию, имеющую сильные стороны как простота и сокращение трубной обвязки, можно успешно продвигать на рынке, внедряя его в компании различных размеров. В2С2 – демонстрация возможностей на выставках.	В1Сл1 – проблему дороговизны можно решить путем изменения технологии производства маслостанции и ее элементов в сторону удешевления. При этом необходимо сохранить технические характеристики маслостанции.
Угрозы: У1: Отсутствие спроса; У2: Снижение бюджета на разработку.	У1У3С1С2 – маслостанция проста в эксплуатации и имеет немногочисленную трубную обвязку, а также компактные размеры маслобака. Эти показатели являются одними из важнейших, следовательно, маслостанции будут так же востребованы, как и сейчас. По этим же показателям велика вероятность, что маслостанция будет дальше занимать свою нишу на рынке.	У1Сл1 – угроза отсутствия спроса обусловлена ценой маслостанции и дополнительного оборудования. Необходимо рассмотреть возможность снижения цены за счет сотрудничества с производителями, а также акцентировать внимание возможного потребителя на сильных сторонах проекта, т.е. надежности, редкого обслуживания, легкости в ремонте.

4.4. Технология QuaD

Технология QuaD (QUality ADvisor) представляет собой гибкий инструмент измерения характеристик, описывающих качество новой разработки и ее перспективность на рынке и позволяющие принимать решение целесообразности вложения денежных средств в научно-исследовательский проект.

Оценка по технологии QuaD приведена в таблице 4.

Таблица 13 - Оценочная карта QuaD

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение	Средневзвешенное значения
Показатели оценки качества разработки					
Мощность	0,2	70	100	0,7	0,14
Энергоэффективность	0,15	80	100	0,8	0,12
Простота эксплуатации	0,06	90	100	0,9	0,054
Безопасность	0,1	80	100	0,8	0,08
Ремонтопригодность	0,12	80	100	0,8	0,096
Показатели оценки коммерческого потенциала разработки					
Конкурентоспособность	0,07	70	100	0,7	0,049
Цена	0,1	60	100	0,6	0,06
Срок эксплуатации	0,2	80	100	0,8	0,16
Итого:					0,759

Оценка качества и перспективности по технологии QuaD определяется по формуле:

$$P_{cp} = \sum V_i \cdot B_i, \quad (13)$$

где P_{cp} – средневзвешенное значение показателя качества и перспективности научной разработки;

V_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – средневзвешенное значение i -го показателя.

Значение P_{cp} позволяет говорить о перспективах разработки и качестве проведенного исследования. Если значение показателя P_{cp} получилось от 80 до 100, то такая разработка считается перспективной. Если от 60 до 79 – то перспективность выше среднего. Если от 40 до 69 – то перспективность средняя. Если от 20 до 39 – то перспективность ниже среднего. Если 19 и ниже – то перспективность крайне низкая.

$$P_{cp} = 75,9$$

Данное значение лежит в интервале от 60 до 79, следовательно, перспективность разработки проекта модернизации – выше среднего.

4.5. Планирование научно-исследовательских работ

Структура работ в рамках научного исследования

При организации научно-исследовательской работы необходимо планировать занятость каждого участника и определить сроки выполнения этапов работ. При реализации проекта рассматриваются два исполнителя: руководитель (Р), студент (С). Выделенные этапы представлены в таблице 5.

Таблица 14 - Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Исполнители
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель Студент
Выбор направления исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Руководитель Студент
	3	Календарное планирование работ по теме	Руководитель Студент
	4	Выбор направления	Студент
Разработка и проектирование модернизации	5	Описание процесса	Студент
	6	Разработка схемы модернизации	Студент
Обобщение и оценка результатов	7	Анализ результатов	Руководитель Студент
	8	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель Студент
Оформление отчета по НИР (комплекта документации)	9	Оформление отчета	Студент

Определение трудоемкости и разработка графика выполнения работ

Для построения линейного графика необходимо рассчитать длительность этапов в рабочих днях, а затем перевести в календарные дни. Расчет продолжительности выполнения каждого этапа в рабочих днях выполняется по формуле:

$$T_{РД} = \frac{t_{ож}}{K_{ВН}} \cdot K_{д}, \quad (14)$$

где $t_{ож}$ – трудоемкость работы, чел/дн.;

$K_{ВН}$ – коэффициент выполнения работ ($K_{ВН} = 1$);

$K_{д}$ – коэффициент, учитывающий дополнительное время на компенсации и согласование работ ($K_{д} = 1,2$).

Расчет продолжительности этапа в календарных днях ведется по

формуле:

$$T_{\text{КД}} = T_{\text{РД}} * T_{\text{К}},$$

где $T_{\text{РД}}$ – продолжительность выполнения этапа в рабочих днях,

$T_{\text{КД}}$ – продолжительность выполнения этапа в календарных днях,

$T_{\text{К}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности рассчитывается по формуле:

$$T_{\text{К}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вд}} - T_{\text{пд}}}, \quad (15)$$

где $T_{\text{КАЛ}}$ – календарные дни ($T_{\text{КАЛ}} = 365$),

$T_{\text{ВД}}$ – выходные дни ($T_{\text{ВД}} = 104$),

$T_{\text{ПД}}$ – праздничные дни ($T_{\text{ПД}} = 14$).

$$T_{\text{К}} = \frac{365}{365 - 118} = 1,478$$

Для расчета ожидаемого значения продолжительности работ $t_{\text{ож}}$ применяется две оценки: t_{min} и t_{max} (метод двух оценок).

$$t_{\text{ож}} = \frac{3t_{\text{min}} + 2t_{\text{max}}}{5}, \quad (16)$$

где t_{min} – минимальная трудоемкость работ, чел/дн.,

t_{max} – максимальная трудоемкость работ, чел/дн.

Из расчета ожидаемой трудоемкости работ, определим продолжительность каждой работы в рабочих днях $T_{\text{р}i}$ учитывая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями:

$$T_{\text{р}i} = \frac{T_{\text{ож}i}}{ч_i}, \quad (17)$$

где $T_{\text{р}i}$ – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$T_{\text{ож}i}$ - ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.

$ч_i$ - численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Для построения диаграммы Ганта, переведем длительность каждого из этапов работ в календарные дни:

$$T_{\text{к}i} = T_{\text{р}i} \cdot T_{\text{К}}, \quad (18)$$

где $T_{\text{к}i}$ – продолжительность выполнения i -й работы в календарных

днях;

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

T_k – коэффициент календарности.

Расчет трудозатрат на выполнение проекта приведен в таблице 6.

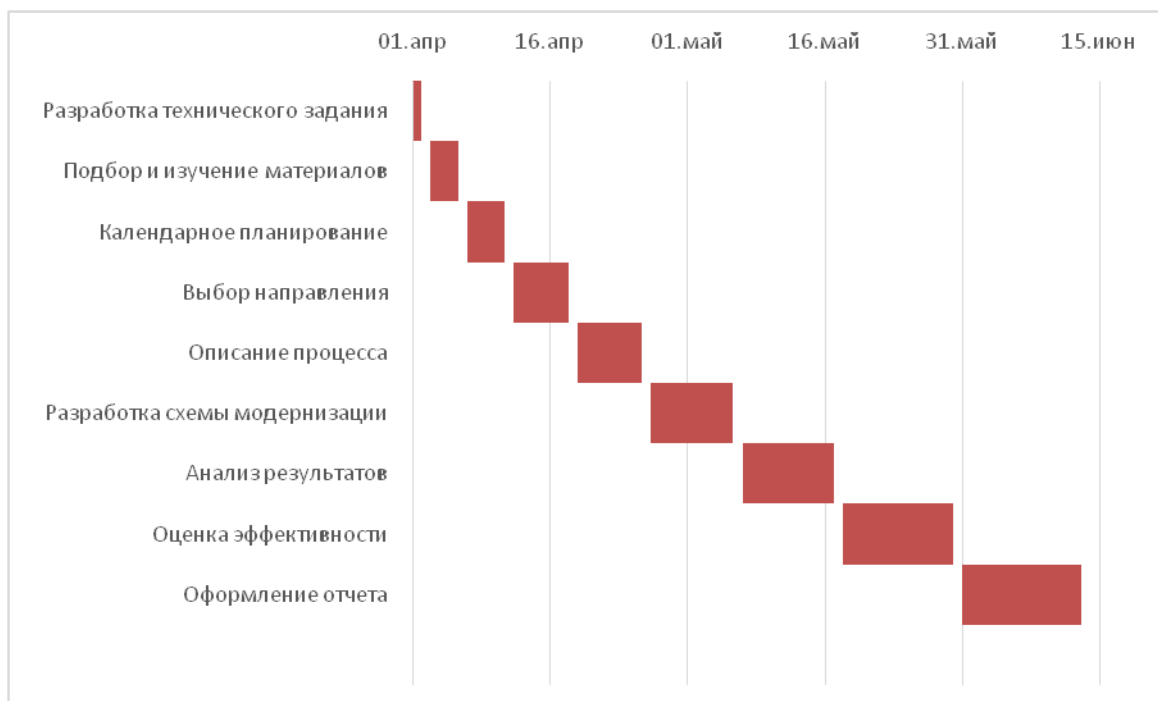
Таблица 15 - Временные показатели проведения научного исследования

№ работ	Трудоемкость работ						Исполнители	T_{pi}	T_{ki}
	t_{mini}		t_{maxi}		$t_{ожи}$				
	С	Р	С	Р	С	Р		С+Р	С+Р
1	2	1	3	2	2,4	1,4	2	1,9	2,81
2	10	3	17	5	12,8	3,8	2	8,3	12,27
3	5	2	7	3	5,8	2,4	2	4,1	6,06
4	2	0	3	0	2,4	0	2	1,2	1,77
5	3	0	5	0	3,8	0	1	3,8	5,62
6	40	0	60	0	48	0	1	48	70,94
7	2	2	3	3	2,4	2,4	2	2,4	3,55
8	2	2	3	3	2,4	2,4	2	2,4	3,55
9	7	0	10	0	8,2	0	1	8,2	12,12
Итого:	73	10	111	16	88,2	12,4		80,3	118,68

Календарный график проведенной ВКР представлен в таблице 7.

На основании таблицы 5 построим диаграмму Ганта (таблица 7), представляющую из себя ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения работ.

Таблица 16 - Календарный план-график



4.6. Бюджет научно-технического исследования

В состав бюджета выполнения работ по научно-технической работе включает вся себя стоимость всех расходов, необходимых для их выполнения. При формировании бюджета используется группировка затрат по следующим статьям:

- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

Расчет материальных затрат

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_M = (1 + k_T) * \sum_{i=1}^m C_i + N_{рас\ xi}, \quad (19)$$

где m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{рас\ xi}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.),

C_i – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м² и т.д.),

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Транспортные расходы примем в размере 10% от стоимости материалов.

Для разработки проекта модернизации необходимы следующие материальные ресурсы: мышь, принтер, бумага, канцелярские принадлежности.

Материальные затраты рассчитаны в таблице 17.

Таблица 17 - Материальные затраты

Наименование	Ед. измерения	Количество			Цена за ед., руб.			Затраты на материалы, (З _м), тыс.руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Маслостанция	шт	1	1	1	654000	720000	840000	654000	720000	840000
Компьютер	шт	1	0	0	32000	0	0	32000	0	0
Итого								686000	720000	840000

Основная заработная плата исполнителей темы

По данной статье расходов планируется и учитывается основная заработная плата исполнителей, непосредственно участвующих в разработке проекта модернизации:

$$C_{\text{осн зп}} = \sum t_i * C_{\text{зп}i}, \quad (20)$$

где t_i - затраты труда, необходимые для выполнения i -го вида работ, в рабочих днях,

$C_{\text{зп}i}$ - среднедневная заработная плата работника, выполняющего i -ый вид работ, (руб./день).

Среднедневная заработная плата определяется по формуле:

$$C_{\text{зп}i} = \frac{D+D*K}{F}, \quad (21)$$

где D – месячный оклад работника (в соответствии с квалификационным уровнем профессиональной квалификационной группы),

K - районный коэффициент (для Томска – 30%),

F – количество рабочих дней в месяце (в среднем 22 дня).

Расходы на основную заработную плату определяются как произведение трудоемкости работ каждого исполнителя на среднедневную заработную плату.

Расчет затрат на основную заработную плату приведен в таблице 18.

Таблица 18 - Расчет основной заработной платы

№	Наименование этапов	Исполнители по категориям	Трудоемкость, чел.-дн.			Заработная плата, приходящая на один чел.-дн., тыс. руб.	Всего заработная плата по тарифу, тыс. руб.		
			Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, студент	2	3	2	2,55	5,1	7,65	5,1
2	Выбор темы исследований	Руководитель, студент	13	15	14	2,55	33,15	38,25	35,7
3	Разработка и проектирование модернизации	Студент	16	20	22	1,2	19,2	24	26,4
4	Обобщение и оценка результатов	Руководитель, студент	22	22	22	2,55	56,1	56,1	56,1
5	Составление пояснительной записки	Студент	13	12	13	2,55	33,15	30,6	33,15
Итого:							146,7	156,6	156,45

Настоящая статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением научно-технического исследования, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$Z_{\Pi} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} \quad (21)$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата;

$Z_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата (12-20 % от $Z_{\text{осн}}$).

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

$$Z_{\text{осн}} = T_p \times Z_{\text{дн}} \quad (22)$$

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

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

$Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \times M}{F_d} = \frac{45364,8 \times 10,4}{185} = 2550,23 \text{ руб.}$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя; при отпуске в 48 раб. дней $M = 10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

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

Таблица 19 - Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Студент
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней: - выходные - праздничные	118	118
Потери рабочего времени: - отпуск - невыходы по болезни	62	72
Действительный годовой фонд рабочего времени	185	175

Месячный должностной оклад работника:

$$Зм = Зтс \cdot (1 + кпр + кд) \cdot кр = 23264 \cdot (1 + 0,2 + 0,3) \cdot 1,3 = 45364,8 \text{ руб.},$$

где Зтс – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

кпр – премиальный коэффициент, равный 0,2 (т.е. 20% от Зтс);

кд – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 - 0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15- 20 % от Зтс);

кр – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Тарифная заработная плата Зтс находится из произведения тарифной ставки работника 1-го разряда $Tci = 600$ руб. на тарифный коэффициент кт и учитывается по единой для бюджетной организации тарифной сетке. Для предприятий, не относящихся к бюджетной сфере, тарифная заработная плата (оклад) рассчитывается по тарифной сетке, принятой на данном предприятии.

За основу оклада берется ставка работника ТПУ, согласно занимаемой должности. Из таблицы окладов для доцента (степень – кандидат наук) – 23264 руб., для ассистента (степень отсутствует) – 14584 руб.

Таблица 20 - Расчет основной заработной платы для исполнения 1

Исполнители	Зтс, тыс. руб.	кпр	кд	кр	Зм, тыс. руб.	Здн, тыс. руб.	Тр, раб. дн.	Зосн, тыс. руб.
Руководитель	23264	0,2	0,3	1,3	45365	2062,04	10	20620,36
Студент	14584	0	0	1,3	18959	861,78	56	48259,78
Итого:								68880,15

Таблица 21 - Расчет основной заработной платы для исполнения 2

Исполнители	Зтс, тыс. руб.	кпр	кд	кр	Зм, тыс. руб.	Здн, тыс. руб.	Тр, раб. дн.	Зосн, тыс. руб.
Руководитель	23264	0,2	0,3	1,3	45365	2062,04	12	24744,44
Студент	14584	0	0	1,3	18959	861,78	60	51706,91
Итого: 72								76451,35

Таблица 22 - Расчет основной заработной платы для исполнения 3

Исполнители	Зтс, тыс. руб.	кпр	кд	кр	Зм, тыс. руб.	Здн, тыс. руб.	Тр, раб. дн.	Зосн, тыс. руб.
Руководитель	23264	0,2	0,3	1,3	45365	2062,04	10	20620,36
Студент	14584	0	0	1,3	18959	861,78	63	54292,25
Итого: 73								74912,62

Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$З_{доп} = k_{доп} \cdot З_{осн}, \quad (23)$$

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

Таблица 23 - Дополнительная заработная плата

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.			Коэффициент дополнительной заработной платы	Дополнительная заработная плата, руб.		
	Исполнитель 1	Исполнитель 2	Исполнитель 3		Исполнитель 1	Исполнитель 2	Исполнитель 3

Руководитель	20620,36	24744,44	20620,36	0,15	3093,05	3711,67	3093,05
Студент	48259,78	51706,91	54292,25		7238,97	7756,04	8143,84
ИТОГО					10332,02	11467,70	11236,89

Отчисления во внебюджетные фонды

Величина отчислений по внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Звнеб = kвнеб \cdot (Зосн + Здоп), \quad (24)$$

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

В 2018 г. в соответствии с Федеральным законом от 27.11.2017 № 361-ФЗ установлены следующие тарифы страховых взносов:

ПФР – 0.22 (22%), ФСС

РФ – 0.029 (2,9%),

ФФОМС – 0,051 (5,1%),

следовательно, $kвнеб = 0,3$.

Таблица 24 - Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.			Дополнительная заработная плата, руб.			Отчисления во внебюджетные фонды		
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Руководитель	20620,36	24744,44	20620,36	3093,05	3711,67	3093,05	7114,02	8536,83	7114,02
Студент	48259,78	51706,91	54292,25	7238,97	7756,04	8143,84	16649,63	17838,89	18730,83

Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,3		
Итого	23763,65	26375,72	25844,85

Накладные расходы

Величина накладных расходов определяется по формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (25)$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы (принимается равным 0,05).

$$Z_{\text{накл}} (1) = (686000 + 20620,36 + 48259,78 + 10332,05 + 23763,65) \cdot 0,05 = 39450 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{накл}} (2) = (720000 + 24744,44 + 51706,91 + 11467,7 + 26375,72) \cdot 0,05 = 41715 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{накл}} (3) = (840000 + 20620,36 + 54292,25 + 11236,89 + 25844,85) \cdot 0,05 = 47600 \text{ руб.}$$

Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта. Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект приведено в таблице 16.

Таблица 25 - Бюджет затрат на НИР

Наименование статьи	Сумма, руб. (исполнение 1)	Сумма, руб. (исполнение 2)	Сумма, руб. (исполнение 2)
Материальные затраты	686000	720000	840000
Основная заработная плата	68880	76451	74912
Дополнительная заработная плата	10332	11468	11237

Страховые взносы	23764	26376	25845
Накладные расходы	39450	41715	47600
Итого:	828426	876010	999594

Бюджет затрат НТИ по первому варианту составил 828426 рублей, что ниже затрат по второму и третьему варианту. Наибольшие затраты приходятся на приобретение оборудования.

Определение ресурсоэффективности проекта

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности. Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования.

Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп } i} = \frac{\Phi_{ri}}{\Phi_{\text{max}}} \quad (26)$$

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

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

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

Для 1-ого варианта исполнения имеем:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп } i} = \frac{\Phi_{ri}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{828426}{999594} = 0,829$$

Для 2-ого варианта имеем:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп } i} = \frac{\Phi_{ri}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{876010}{999594} = 0,876$$

Для 3-ого варианта имеем:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп } i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{999594}{999594} = 1$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля).

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

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i \quad (27)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент разработки;

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

Таблица 26 - Сравнительная оценка характеристик проекта

Критерии	Весовой коэф.	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Мощность	0,2	5	4	4
Энергоэффективность	0,2	4	5	3
Простота эксплуатации	0,1	5	4	4
Безопасность	0,2	5	4	4
Ремонтопригодность	0,1	4	4	4
Материалоёмкость	0,2	5	4	3
Итого:	1			

Рассчитываем показатель ресурсоэффективности:

$$I_p - \text{исп1} = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 4 + 0,1 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,1 \cdot 4 + 0,2 \cdot 5 = 4,7.$$

$$I_p - \text{исп2} = 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 5 + 0,1 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 + 0,1 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 = 3,9.$$

$$I_p - \text{исп3} = 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 3 + 0,1 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 + 0,1 \cdot 4 + 0,2 \cdot 3 = 3,6.$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ($I_{исп.i}$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.1} = \frac{I_{p-исп.1}}{I_{финр.исп.1}}; \quad I_{исп.2} = \frac{I_{p-исп.2}}{I_{финр.исп.2}}; \quad I_{исп.3} = \frac{I_{p-исп.3}}{I_{финр.исп.3}}; \quad (28)$$

$$I_{исп.1} = 4,7 / 0,829 = 5,67,$$

$$I_{исп.2} = 3,9 / 0,876 = 4,45,$$

$$I_{исп.3} = 3,6 / 1 = 3,6.$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Сравнительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{сп.i}$):

$$\mathcal{E}_{сп.i} = \frac{I_{исп.i}}{I_{исп.min}} \quad (29)$$

$$\mathcal{E}_{сп.1} = 5,67 / 3,6 = 1,575,$$

$$\mathcal{E}_{сп.2} = 4,45 / 3,6 = 1,236,$$

$$\mathcal{E}_{сп.3} = 3,6 / 3,6 = 1.$$

Таблица 27 - Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,829	0,876	1,0
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,7	3,9	3,6
3	Интегральный показатель эффективности	5,67	4,45	3,6
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,575	1,236	1,0

Показатель ресурсоэффективности проекта имеет высокое значение, что говорит об эффективности использования технического проекта.

Таким образом, проект модернизации маслосистемы можно считать эффективным и конкурентоспособным.

В ходе выполнения данной части выпускной работы была доказана конкурентоспособность данного технического решения, был произведен SWOT-анализ. Реализация проекта модернизации маслосистемы позволяет получить большой экономический эффект за счет простоты конструкции, и как следствие, снижения затрат на её обслуживание.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-4е31	Климов Владислав Андреевич

Инженерная школа природных ресурсов	Отделение нефтегазового дела		
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	15.03.02 Технологические машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования и области его применения

Маслосистема кустовой насосной станции.

Модернизация системы смазки Модернизация системы смазки насосных агрегатов на кустовой насосной станции на примере месторождения «Конитлорское»

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность

1.1. К вредным факторам относятся:

- *повышенный уровень шума на рабочем месте:*
 - *ГОСТ 12.1.003-14 ССБТ Шум. Общие требования*
 - *ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ Средства и методы защиты от шума. Общие требования.*
- *повышенный уровень вибрации:*
 - *ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ Вибрационная безопасность. Общие требования.*

1.2. К опасным факторам относятся:

- *повышенная температура маслосистемы:*
 - *ГОСТ 12.2.062 Оборудование производственное. Ограждения защитные.*
- *пожароопасность:*
 - *Федеральный закон от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ Технический регламент о требованиях пожарной безопасности.*
- *наличие вращающихся механизмов:*
 - *СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.*

2. Экологическая безопасность:

- *защита селитебной зоны (населения):*
 - *ГОСТ 17.1.3.13–86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений*
- *защита санитарной зоны:*
 - *ГН 2.2.5.2308 – 07. Ориентировочно безопасный уровень воздействия (ОБУВ)*

<p><i>вредных веществ в воздухе рабочей зоны</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200–03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. –
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность. Общие требования. – ГОСТ 17.1.3.06–82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Трудовой кодекс РФ: – ст. 92 ТК РФ, – ст. 117 ТК РФ, – ст. 147 ТК РФ. – Правила безопасности в газовом хозяйстве; – ПБ 12-529-83

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОКД ИШНКБ	Король Ирина Степановна	к.х.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-4е31	Климов Владислав Андреевич		

5. Производственная безопасность

5.1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды

Повышение уровня шума и вибрации на рабочих местах неблагоприятно сказывается на организме человека и результатах его деятельности. При длительном воздействии шума не только снижается острота слуха, но и изменяется кровяное давление, ослабляется внимание, ухудшается зрение, происходят изменения в двигательных центрах, что вызывает определенные нарушения координации движений. Интенсивный шум вызывает функциональные изменения сердечно - сосудистой системы, вызывает нарушение сна, раздражение, агрессивность, утомление, нарушаются нормальные функции желудка и приводит к необратимой потере слуха. Особенно неблагоприятное влияние шум оказывает на нервную и сердечно-сосудистую системы. Весь комплекс ощущений, вызываемых шумом, рассматривается как «шумовая болезнь». Пагубное воздействие оказывает даже шум, не ощущаемый ухом человека (находящийся за пределами чувствительности его слухового аппарата): инфразвуки, к примеру, вызывают чувство тревоги, боли в ушах и позвоночнике, а при длительном воздействии сказываются на нарушении периферического кровообращения. Также шум влияет на производительность труда. Увеличение уровня шума на 1-2 дБ приводит к снижению производительности труда на 1%. По ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности» допустимый уровень шума на рабочем месте нефтеперекачивающего агрегата составляет 80 дБ. Однако при работе насосного агрегата уровень шума может достигать 100 дБ. Для снижения вредного воздействия шума на организм человека необходимо применение коллективных и индивидуальных средств защиты. Согласно ГОСТ 12.1.029-80 «Средства и методы защиты от шума. Классификация» внутреннюю часть стен блока, где находится агрегат, можно покрыть шумоизоляцией. Применение звукоизолирующего кожуха на агрегате. В качестве средств

индивидуальной защиты по ГОСТ 12.1.029-80 персонал необходимо снабдить противошумными наушниками, закрывающими ушную раковину снаружи, либо противошумными вкладышами, перекрывающими наружный слуховой проход и прилегающие к нему. Вибрация вызывает в организме человека реакции, которые являются причиной функциональных расстройств различных органов. Вредное действие выражается в виде повышенного утомления, головной боли, боли в суставах, повышенной раздражительности, некоторого нарушения координации движений. В отдельных случаях длительное воздействие интенсивной вибрации приводит к развитию вибрационной болезни, вызывающей тяжелые, часто необратимые изменения в центральной нервной и сердечно-сосудистой системах, а также в опорно-двигательном аппарате. 90 Воздействие вибрации на организм человека может привести к ряду функциональных расстройств различных органов. Вредное действие проявляется в виде головной боли, повышенной раздражительности, повышенное утомление, некоторое нарушение координации движений. В частных случаях чрезмерное длительное воздействие вибрации приводит к развитию вибрационной болезни, которая проявляется в нарушении работы сердечно-сосудистой и нервной систем, в поражении мышечных тканей и суставов, нарушении функций опорно-двигательного аппарата. По ГОСТ 26568-85 к коллективным средствам защиты от вибрации относятся активные средства виброзащиты. К индивидуальным средствам защиты от вибрации относятся специальные костюмы, обувь, нагрудники, вибродемпфирующие перчатки, рукавицы.

5.2 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды

Одним из наиболее опасных объектов нефтеперекачивающей станции, в котором сконцентрировано большинство потенциальных опасностей и вредностей, является насосный зал магистральных насосных агрегатов. В помещении возможно скопление взрывоопасных и токсичных

смесей, газов – паров нефти, легких углеводородов, метана, сероводорода и др. Согласно ГОСТ 12.1.005-88.ССБТ по степени воздействия на организм человека воздушные смеси и газы относятся 91 др. относятся к ядам наркотического действия. Кроме того, сероводород и углеводородные газы относятся и к ядам раздражающего действия. Сероводород воздействует на верхние дыхательные пути, а углеводороды – на легочную ткань. Попадая на кожу человека, они обезжиривают и сушат ее, вызывая различные кожные заболевания (экзема, дерматиты). Первыми признаками отравления газами являются недомогание, головокружение, повышение температуры тела. К числу мероприятий по снижению взрывоопасности и пожароопасности можно отнести: - проведение проверки оборудования, своевременное обслуживание и ремонт; - использование системы контроля загазованности помещения; - уменьшение концентрации взрыво – пожароопасных газов. В случае увеличения концентрации взрывоопасных газов автоматически включается приточно-вытяжная вентиляция насосного зала. На случай возникновения пожара насосный зал оборудован пенной (водной) автоматической системой пожаротушения. Кроме того, насосный зал оснащен первичными средствами пожаротушения – огнетушители, ящики с песком, лопаты, ведра. Нефтеперекачивающая станция относится к энергоёмким объектам. Основным потребителем энергии являются мощные электродвигатели насосов. Поэтому возникает опасность воздействия электрического тока напряжением до 6000 кВ при эксплуатации и ремонте оборудования из-за ошибочных действий персонала, случайного прикосновения к токоведущим частям, в случае появления напряжения на токоведущих частях в результате нарушения изоляции проводов, при аварии и т.д., что может привести не только к поражению электрическим током, но и стать причиной пожара, взрыва. Для защиты персонала от поражения электрическим током применяется защитное заземление, защитное зануление, защитное отключение. Чтобы исключить поражение электрическим током при проведении работ на агрегатах 92 требуется

выполнить ряд подготовительных мероприятий по обеспечению безопасности: - произвести необходимые отключения и принять меры, препятствующие подаче напряжения к месту работы вследствие ошибочного или самопроизвольного включения аппаратуры; - установить ограждения, вывесить запрещающие плакаты; - проверить заземление на токоведущих частях. Воздействие статического электричества тоже может быть опасно для человека, так как во время действия разряда возможны рефлекторные движения, испуг, по причине которых человек может упасть с высоты, попасть в опасную зону насосного силового агрегата или другого оборудования. Способы защиты от статического электричества: - предотвращение накопления заряда на токопроводящих частях оборудования, осуществляется устройством заземлений. - снижение интенсивности накопления заряда. Осуществляется путём уменьшения скорости движения нефти по трубопроводам, налива ёмкости без разбрызгивания.

5.3. Экологическая безопасность

Защита селитебной зоны

При строительстве нефтеперекачивающих станций учитываются нормы санитарно – защитной зоны согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03. Рекомендуемое минимальное расстояние санитарно – защитной зоны для нефтеперекачивающих станций составляет 200 м.

Воздействие на атмосферу

Нефтеперекачивающая станция является источником загрязнения атмосферы. Основными источниками выделения вредных веществ являются неплотности фланцевых соединений, через которые возможна утечка углеводородов, клапаны ёмкостей.

Воздействие на гидросферу и литосферу

Источниками загрязнения почвы нефтью на нефтеперекачивающих станциях магистральных нефтепроводов являются неплотности запорной арматуры, фланцевых и муфтовых соединений, сварных стыков; утечки

вследствие коррозионных повреждений резервуаров; продукты зачистки резервуаров. Замена отработавших материалов и узлов приводит к образованию твердых отходов производства (металлолом, фторопласт и прочий бытовой мусор). Для утилизации бытовых отходов применяются полигоны твердых бытовых отходов. Решения по обеспечению экологической безопасности Работающие с нефтепродуктами должны быть обучены безопасности труда в соответствии с ГОСТ 12.0.004-90. В целях предупреждения загрязнения атмосферы, гидросферы и литосферы предусматривается: - сокращение потерь нефти. Герметизация системы транспорта нефти; - отсутствие открытого налива и слива нефтепродуктов; - компактность нефтеперекачивающей станции. Уменьшается используемая площадь почвы, уменьшается количество соединений; - защита от коррозии оборудования и трубопроводов; - защитное отключение насосных агрегатов; - для ликвидации масштабного разлива нефти используют природные и искусственные сорбенты. При работе с отработанными нефтепродуктами, являющимися легковоспламеняющимися и ядовитыми веществами, необходимо применять индивидуальные средства защиты по типовым отраслевым нормам. Для предотвращения загрязнения окружающей среды нефтепродуктами, уменьшения пожарной опасности и улучшения условий труда рекомендуются установки герметичного налива и слива, стационарные шланговые устройства, системы автоматизации процессов сливно-наливных операций.

5.4. Безопасность в ЧС

Пожарная безопасность. Общие требования

Пожарная безопасность объекта должна обеспечиваться системами предотвращения пожара и противопожарной защиты, в том числе организационно-техническими мероприятиями. Системы пожарной безопасности должны характеризоваться уровнем обеспечения пожарной безопасности людей и материальных ценностей, а также экономическими критериями эффективности этих систем для материальных ценностей, с

учетом всех стадий (научная разработка, проектирование, строительство, эксплуатация) жизненного цикла объектов и выполнять одну из следующих задач: исключать возникновение пожара; обеспечивать пожарную безопасность людей; обеспечивать пожарную безопасность материальных ценностей; обеспечивать пожарную безопасность людей и материальных ценностей одновременно.

Объекты должны иметь системы пожарной безопасности, направленные на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара, в том числе их вторичных проявлений, на требуемом уровне. Требуемый уровень обеспечения пожарной безопасности людей с помощью указанных систем должен быть не менее 0,999999 предотвращения воздействия опасных факторов в год в расчете на каждого человека, а допустимый уровень пожарной опасности для людей должен быть не более 10 воздействия опасных факторов пожара, превышающих предельно допустимые значения, в год в расчете на каждого человека.

Объекты, пожары на которых могут привести к массовому поражению людей, находящихся на этих объектах, и окружающей территории опасными и вредными производственными факторами (по ГОСТ 12.0.003), а также опасными факторами пожара и их вторичными проявлениями, должны иметь системы пожарной безопасности, обеспечивающие минимально возможную вероятность возникновения пожара. Конкретные значения минимально возможной вероятности возникновения пожара определяются проектировщиками и технологами при паспортизации этих объектов в установленном порядке. Перечень этих объектов разрабатывается соответствующими министерствами (ведомствами и т.п.) в установленном порядке..

Объекты, отнесенные к соответствующим категориям по пожарной опасности согласно нормам технологического проектирования для определения категорий помещений и зданий по пожарной и

взрывопожарной опасности, должны иметь экономически эффективные системы пожарной безопасности.

Опасными факторами, воздействующими на людей и материальные ценности, являются: пламя и искры; повышенная температура окружающей среды; токсичные продукты горения и термического разложения; дым; пониженная концентрация кислорода. К вторичным проявлениям опасных факторов пожара, воздействующим на людей и материальные ценности, относятся: осколки, части разрушившихся аппаратов, агрегатов, установок, конструкций; радиоактивные и токсичные вещества и материалы, вышедшие из разрушенных аппаратов и установок; электрический ток, возникший в результате выноса высокого напряжения на токопроводящие части конструкций, аппаратов, агрегатов;

Классификация объектов по пожарной и взрывопожарной опасности должна производиться с учетом допустимого уровня их пожарной опасности (требуемого уровня обеспечения пожарной безопасности), а расчеты критериев и показателей ее оценки, в т.ч. вероятности пожара (взрыва), - с учетом массы горючих и трудногорючих веществ и материалов, находящихся на объекте, взрывопожароопасных зон, образующихся в аварийных ситуациях, и возможного ущерба для людей и материальных ценностей.

Вероятность возникновения пожара от (в) электрического или другого единичного технологического изделия или оборудования при их разработке и изготовлении не должна превышать значения 10 в год. Значение величины допустимой вероятности пожара при применении изделий

Методики, содержащиеся в стандартах и других нормативно-технических документах и предназначенные для определения показателей пожарной опасности строительных конструкций, их облицовок и отделок, веществ, материалов и изделий (в т.ч. незавершенного производства), должны адекватно отражать реальные условия пожара.

Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод

При осуществлении хозяйственной деятельности должно быть исключено попадание загрязняющих веществ в подземные воды из источников их загрязнения.

При организации и устройстве аккумулирующих емкостей для хранения сырья, продуктов и отходов промышленного производства и коммунального хозяйства на участках возможного загрязнения подземных вод: необходимо обеспечить водонепроницаемость аккумулирующих емкостей; мероприятия по охране вод от загрязнений должны быть основаны на данных инженерно-геологических изысканий, фильтрационных расчетах и прогнозах миграции загрязняющих веществ в подземных водах с учетом особенностей загрязняющих веществ; не допускается сооружение аккумулирующих емкостей в зонах питания подземных вод в начале делювиальных или пролювиальных конусов выноса или шлейфов, на нижних речных террасах, сильнотрещиноватых участках, особенно если подземные воды в этих отложениях используются для питьевого водоснабжения.

При орошении сточными водами режим полива должен обеспечивать минимальную инфильтрацию в зависимости от условий возделывания сельскохозяйственных культур. В необходимых случаях для увеличения мощности зоны аэрации поливных площадей необходимо снизить грунтовые воды до уровня, предусмотренного специальными расчетами.

При проведении геолого-разведочных работ, эксплуатации месторождений полезных ископаемых, разрабатываемых открытыми горными выработками, и других работах, при которых вскрываются водоносные горизонты, необходимо принять меры по предотвращению загрязнения и истощения подземных вод.

При авариях и повреждениях, которые могут вызвать загрязнение подземных вод, необходимо оградить место аварии и обеспечить его охрану, покрыть адсорбционными материалами разлитые или рассыпанные вещества, прекратить отбор подземных вод для хозяйственно-питьевого водоснабжения в зоне аварии, собрать, нейтрализовать или уничтожить разлитые или рассыпанные вещества и ликвидировать последствия аварии и повреждения.

При загрязнении или опасности загрязнения подземных вод объем и способ наблюдений за их режимом, или качеством определяется в зависимости от значения и вида их использования, а также с учетом возможных последствий их загрязнения.

5.5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Общие требования по охране труда

К работе по профессии машиниста насосных станций по закачке агента в пласт (Далее машинист ЗРА) допускаются работники мужского или женского пола, достигшие 18-летнего возраста, прошедшие предварительный медицинский осмотр, обучение и проверку знаний по основной профессии.

К самостоятельной работе машинист ЗРА. допускается только после прохождения им вводного инструктажа по охране труда, первичного инструктажа на рабочем месте, стажировки на рабочем месте, после проверки знаний по профессии, инструктажа на первую квалификационную группу по электробезопасности. Допуск к самостоятельной работе оформляется распорядительным документом по иеху ИЛИ приказом по управлению. В течении месяца обучение по оказанию первой помощи, пожарно-техническому минимуму и проверку знаний.

Вводный инструктаж машинисту ЗРА проводит специалист службы охраны труда. После прохождения вводного инструктажа

машинист ЗРА должен пройти первичный инструктаж на рабочем месте. Повторный инструктаж на рабочем месте машинисту ЗРА проводится с целью обновления, углубления и закрепления знаний им требований безопасности при выполнении основных и других наиболее часто выполняемых ими работ и операций. Внеплановый инструктаж проводится: При введении в действие новых или переработанных стандартов. При изменении программ, а также изменений к ним; При изменении технологического процесса, замене или модернизации оборудования, приспособлений и инструмента, исходного сырья, материалов и других факторов, влияющих на безопасность труда. Целевой инструктаж проводят: при выполнении разовых работ, не связанных с прямыми обязанностями по специальности (погрузка, выгрузка, уборка территории, разовые работы вне структурного подразделения, цеха и т.п.); при ликвидации последствий аварий, стихийных бедствий и катастроф; при производстве работ, на которые оформляется наряд-допуск, разрешение и другие документы; На период стажировки машинист ЗРА закрепляется за опытным квалифицированным работником (наставником-инструктором). По окончании стажировки на рабочем месте перед допуском к самостоятельной работе машинист ЗРА должен пройти проверку знаний требований охраны труда в объеме требований инструкций по охране труда, соблюдение требований которых входит в его обязанности.

Проверка знаний осуществляется комиссией под председательством руководителя цеха. Состав комиссии должен быть не менее трех человек. Машинисту ЗРА, успешно прошедшему первичную проверку знаний требований охраны труда, выдаётся удостоверение за подписью председателя комиссии по проверке знаний требований охраны труда, заверенное печатью управления. Машинист ЗРА, получивший положительную оценку, допускается к самостоятельному выполнению работ разрешением на допуск к самостоятельной работе. Допуск к самостоятельной работе оформляется

распорядительным документом.

Требования охраны труда во время работы

Машинист ЗРА должен знать схему расположения трубопроводов и назначение всей запорной арматуры, чтобы в процессе эксплуатации, а также при аварии, или пожаре быстро и безошибочно производить необходимые переключения. Работы должны быть прекращены при обнаружении неисправности и нарушения требований безопасности при выполнении работ, по возможности устранены собственными силами, а при невозможности устранения работник обязан сообщить о них руководителю работ. В течение всей смены машинист ЗРА должен находиться на рабочем месте и не должен оставлять его без разрешения непосредственного руководителя, рабочим местом считается территория и сооружения объекты цеха по добыче нефти и газа; операторная КНС; машинный зал КНС; территория КНС. Следить, чтобы освещение рабочего места было достаточным местное освещение должно быть низковольтным не выше 36 В. В необходимых случаях следует пользоваться переносной электрической лампой с защитной сеткой, исправным шнуром в резиновой трубке при напряжении эл.тока, не выше 36 В. Всякая переделка машинистом ЗРВ освещения электрического оборудования, а также смена предохранителей и т.п. не допускается.

Заключение

Данная маслосистема является наиболее эффективной заменой типового проекта 1990-го года, так как все ремонты подшипников скольжения основаны на не качественном масле. Применение полученной маслосистемы позволит исключить все выявленные проблемы, а именно:

- Замена масла.
- Большой объем маслобаков.
- Попадание воды в маслобаки.
- Многочисленная трубная обвязка.
- Появление продуктов коррозии в перекачиваемом масле.

С помощью индивидуальной системы смазки мы сможем повысить «живучесть» насосных агрегатов и сократить их ремонт к минимуму, а также избежать недостатков, которые преследуют нас с XX-го века, по сей день.

Список использованных источников

1. Комплексный подход к оптимизации работы системы подачи и распределения воды г. Омска / Иващенко Г. И., Моисеев А. В., Риффель Е. В., Шевчук С. В., Якимов С. Ю., Фурманова Ю. И. // Водоснабжение и санитарная техника. 2011. №6. С. 35-38.
2. Очистные сооружения – от классических схем к наиболее эффективным // Водоочистка. Водоподготовка. Водоснабжение. 2008. №9. С. 35-38. (2)
3. Теория автоматического управления: Учебник для ВУЗов/ Под ред. Ю.М. Соломенцева. – Москва: Высшая школа, 1999. -286 с.
4. Влацкая И. В., Заельская Н. А. Проектирование системы оперативного планирования технологических режимов работы насосов насосной станции с использованием структурного подхода // Сборник научных трудов sworld по материалам международной научно-практической конференции. М: Изд-во Куприенко Сергей Васильевич, 2011. С. 57-59.
5. Мюцель Ф. Эксплуатационная надежность и экономичность насосных станций // Водоснабжение и санитарная техника. 2006. №1. С. 43. (5)
6. "Строительство уникальных зданий и сооружений", 2013, №4
7. ТИ 05757854-СТКК-01-2001. Насосные установки и их эксплуатация: утв. Начальником отдела АСУ ТП 12.03.2001. - Введ.27.04.2001 – Череповец: ПАО Северсталь, 2001. – 203с.
8. Петренко С. Е. Параметры надежности эксплуатации насосных станций и мероприятия по их повышению // Инженерный вестник Дона. 2010. №4. С. 110-1114.
9. Андрияшев М.М. Техника расчетов водопроводной сети. — М.: Советское законодательство, 1932

10. Котов К.И., Шершевер М.А. Автоматическое регулирование и регуляторы. Учебник для техникумов. – Москва: Металлургия, 1987. - 384 с.

11. Многоуровневая автоматизированная система управления технологическими процессами водоснабжения и водоотведения / Сиволов Г. Е., Кармалов А. И., Ивансон П. Б., Исхаков Ю. Б // Водоснабжение и санитарная техника. 2011. №9-1. С. 47-56

12. Фрагина М.С. Регулирование и маслоснабжение. Энерготех. – Санкт – Петербург, 2005

13. Юдин Е.М. Шестеренчатые насосы основные параметры и их расчет. – Издательство: Машиностроение, Москва, 1964