https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки: 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Отделение школы (НОЦ): Нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
«Анализ и диагностика основного оборудования нефтеперекачивающей станции с целью продления межремонтного периода»

УДК-622.692.4.052-047.44

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ05	Антипенко Денис Владимирович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Валитова Е.Ю.	к.п.н		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф И.В.	д.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин А. А.	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Манабаев К.К.	к.ф-м.н.		

Томск – 2022 г.

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

Код компетенции	**Наименование компетенции**
Универсальные компетенции	
УК-1	Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий
УК-2	Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
УК-3	Способен организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели
УК-4	Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия
УК-5	Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
УК-6	Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК-1	Способен решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области
ОПК-2	Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства
ОПК-3	Способен разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии
ОПК-4	Способен находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности
ОПК-5	Способен оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях
ОПК-6	Способен участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способность оценивать эффективность инновационных решений и анализировать возможные технологические риски их реализации.
ПК(У) - 2	Способность анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль и техническое сопровождение.
ПК(У)-3	Способность обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли.
ПК(У)-4	Знание современных CAD-CAE-систем, их функциональные возможности для проектирования геометрических моделей изделий высокой сложности.
ПК(У)-5	Способность применять полученные знания для разработки и реализации проектов, различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов.

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

Код компетенции	**Наименование компетенции**
ПК(У)-6	Способность к разработке учебно-методических материалов для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области обеспечения работы технологического оборудования
ПК(У)-7	Способность реализовывать программы профессионального обучения: планировать и проводить учебные занятия, оценивать достижение планируемых результатов для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области обеспечения работы технологического оборудования

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки (специальность): 21.04.01 Нефтегазовое дело/Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов
Уровень образования: магистратура
Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела
Период выполнения: (осенний / весенний семестр 2021 /2022 учебного года)

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2022

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
02.04.2022	1. Обзор нормативных документов и научно-технической литературы	*25*
25.04.2022	2. Формирование системы технического обслуживания и ремонта по фактическому состоянию нефтяного оборудования	*25*
15.05.2022	3.Техническое освидетельствование механо-технологического оборудования НПС	*25*
01.06.2022	4. Оформление пояснительной записки и презентации доклада	*25*

СОСТАВИЛ:
Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Валитова Е.Ю.	к.п.н		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Манабаев К.К.	к.ф-м.н.		

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (специальность): 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Отделение школы (НОЦ): Нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

_____ _____ _____
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерская диссертация

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

Студенту:

Группа	**ФИО**
2БМ05	Антипенко Денис Владимирович

Тема работы:

«Анализ и диагностика основного оборудования нефтеперекачивающей станции с целью продления межремонтного периода»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	08.02.2022, 39-38/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2022

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе *(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).*	Центробежные насосы, диагностика неисправностей центробежных насосов. Анализ частотных характеристик приводящих к неисправностям центробежных насосов в процессе их эксплуатации.

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов *(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).*	Оценка технического состояния оборудования с целью его эффективного и долговременного использования. Выявление и анализ основных диагностических признаков неисправностей центробежных насосов для увеличения эффективности, надежности и ресурса, а также обеспечения безопасной эксплуатации машин и механизмов.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов *(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).*	1. Обзор и классификация нефтеперекачивающих станций, и характеристика основных объектов 2. Насосные агрегаты, применяемые на нефтеперекачивающих станциях магистральных трубопроводов 3. Общие понятия о дефектах основных конструктивных элементов центробежного насоса 4. Формирование системы технического обслуживания и ремонта по фактическому состоянию нефтяного оборудования 5. Техническое освидетельствование механо-технологического оборудования НПС 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 7. Социальная ответственность

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Шарф И.В., Профессор ОНД, д.э.н.
«Социальная ответственность»	Сечин А. А., Доцент, к.т.н.

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

Насосные агрегаты, применяемые на нефтеперекачивающих станциях магистральных трубопроводов. Формирование системы технического обслуживания и ремонта по фактическому состоянию нефтяного оборудования. Техническое освидетельствование механо-технологического оборудования НПС.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Валитова Е.Ю.	к.п.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ05	Антипенко Денис Владимирович		

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ05	Антипенко Денис Владимирович

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	**Отделение школы (НОЦ)**	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	**Направление/специальность**	Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оценка стоимости материально- технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов на проведение диагностических мероприятий на нефтеперекачивающей станции
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Методика определения стоимости проведения экспертизы промышленной безопасности зданий, сооружений и технических устройств
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс Российской Федерации ФЗ №67 от 24.07.2009 в ред. от 26.03.2022
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Обоснование перспективности применения виброанализатора на НПС. Анализ конкурентных технических решений
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Расчет доходов и затрат при проведении неразрушающего контроля основного оборудования НПС Определение этапов работ; определение трудоемкости работ
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Оценка экономической эффективности перехода от планово-профилактического обслуживания к обслуживанию по фактическому состоянию оборудования
Перечень графического материала	
1. Оценка конкурентоспособности технических решений 2. Альтернативы проведения НИ 3. График проведения и бюджет НИ 4. 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
Профессор ОНД	Шарф И.В.	д.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ05	Антипенко Д. В.		

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
2БМ05		Антипенко Денис Владимирович	
Школа	**Инженерная школа природных ресурсов**	**Отделение (НОЦ)**	**Нефтегазового дела**
Уровень образования	магистратура	**Направление/ специальность**	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»

Тема ВКР:

Анализ и диагностика основного оборудования нефтеперекачивающей станции с целью продления межремонтного периода.	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Введение – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации	Объект исследования: основное и вспомогательное оборудование_НПС Область применения: Промышленная безопасность Рабочая зона: производственное помещение и открытые площадки на территории НПС Размеры помещения климатическая зона*): 56*12 м. Количество и наименование оборудования рабочей зоны: основное и вспомогательное оборудование_НПС (центробежные насосы, трубопроводная обвязка насоса); виброанализатор_АДП-3101. Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: контроль параметров и исправности работы основного и вспомогательного оборудования НПС хранения, приема, накопления и выдачи жидкостных и смазочных материалов, прежде всего нефтепродуктов и воды
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	ПБ 03-576-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением; РД 34.40.509-903. Типовая инструкция по эксплуатации систем регенерации высокого давления энергоблоков мощностью 100-800 МВт; ТК РФ Статья 351.6. Особенности регулирования труда работников в сфере электроэнергетики, сфере теплоснабжения, в области промышленной безопасности, области безопасности гидротехнических сооружений; Федеральный закон от 28 декабря 2013 г. N 426-ФЗ "О специальной оценке условий труда.
2. Производственная безопасность при эксплуатации: – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов – Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора	**Опасные факторы:** 1. Струи жидкости, воздействующие на организм работающего при соприкосновении с ним; 2. Производственные факторы, связанные с чрезмерно высокой температурой материальных объектов производственной среды, могущих вызвать ожоги тканей организма человека; 3. Неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие части твердых объектов. 4. Ударные волны воздушной среды; 5. Производственные факторы, связанные с повышенным уровнем ионизирующих излучений;

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

	6. Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий; **Вредные факторы:** 1. Повышенный уровень общей вибрации; 2. Повышенный уровень локальной вибрации; 3. Повышенный уровень шума; 4. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения; 5. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего; 6. Монотонность труда, вызывающая монотонию; 7. Длительное сосредоточенное наблюдение. **Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:** тепловая изоляция трубопроводов, использование защитных костюмов, виброизолирующие рукавицы, перчатки, виброизолирующая обувь, беруши, наушники, защитные ограждения. **Расчет:** Расчет устройства защитного заземления
3. Экологическая безопасность при эксплуатации	Воздействие на селитебную зону радиоактивное заражение территории при аварии Воздействие на литосферу твердые радиоактивные отходы Воздействие на гидросферу сброс охлаждающей воды при использовании в качестве охладителя рек, прудов; жидкие радиоактивные отходы Воздействие на атмосферу выбросы из вентиляционных систем, содержащие низкие концентрации радиоактивных веществ; тепловое воздействие вследствие испарения части охлаждающей воды
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации	Возможные ЧС: Природные катастрофы (наводнения, цунами, ураган и т.д.); Геологические воздействия (землетрясения, оползни, обвалы, провалы территории и т.д.); Техногенные аварии (отказ систем безопасности; нарушение контроля и управления цепной ядерной реакции в активной зоне реактора; тепловой взрыв с выбросом радиоактивных веществ, пожар) Наиболее типичная ЧС: тепловой взрыв с выбросом радиоактивных веществ
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ05	Антипенко Денис Владимирович		

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 125 с., 28 рис., 24 табл., 27 источников, 2 прил.

Ключевые слова: центробежный насос, вибрация, неисправность, диагностика, остаточный ресурс, фактическое состояние.

Объектом исследования является центробежный насосный агрегат

Цель работы – выявление и анализ основных диагностических признаков неисправностей центробежных насосов для увеличения эффективности, надежности и ресурса, а также обеспечения безопасной эксплуатации машин и механизмов.

В процессе исследования проводился анализ частотных характеристик, приводящих к неисправностям центробежных насосов и выполнен расчет на остаточный ресурс

В результате исследования были выявлены основные вибропоказатели центробежного насоса которые могут быть использованы при подготовке мероприятий по снижению вероятности отказов на стадиях технического обслуживания, ремонта и эксплуатации.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: на основе полученных данных по техническому состоянию объекта в зависимости от параметров вибрации были выявлены основные неисправности центробежных насосов и их диагностические признаки.

Степень внедрения: частичная

Область применения: нефтепроводный транспорт

Экономическая эффективность/значимость работы заключается в своевременном обнаружении диагностических признаков неисправностей, что позволяет повысить эффективность использования оборудования, продлить срок службы, сократить затраты на ремонт оборудования.

В будущем планируется разработать универсальную систему перехода на обслуживание оборудования по фактическому состоянию

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

Термины и определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

головная нефтеперекачивающая станция: Нефтеперекачивающая станция, осуществляющая прием нефти с центрального пункта сбора или установки подготовки нефти, учета нефти, а затем закачку нефти в магистральный нефтепровод.

капитальный ремонт: Технологический процесс, включающий в себя дефектоскопию и полный разбор насосного агрегата, ремонт или замену всех его составных частей, последующую за этим сборку и проверку агрегата, а также регулировку и испытание.

коэффициент полезного действия насоса: Отношение полезной мощности насоса к потребляемой.

напор насоса: Приращение механической энергии жидкости, которая проходит через насос.

насос магистральный: Устройства, предназначенные для принудительного перемещения жидкости из линии всасывания насоса (сечение с меньшим напором) к линии нагнетания (сечение с большим значением напора), используя подводимую энергию извне (механическую и электрическую).

насосный агрегат: Комплекс устройств, состоящий из насоса, двигателя и трансмиссии.

нефтеперекачивающая станция: Комплекс сооружений и устройств для приема и перекачки нефти насосными агрегатами по магистральному нефтепроводу.

подача насоса: Величина, характеризующая объем жидкости, проходящей через насос за единицу времени.

промежуточная нефтеперекачивающая станция: Нефтеперекачивающие станции, служащие для поддержания в нефтепроводе напора такой величины, чтобы осуществлялась дальнейшая перекачка нефти.

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

характеристика насоса: Графическая зависимость основных его параметров от подачи (напора, мощности, кавитационного запаса) при постоянных числах оборотов вала двигателя насоса и неизменных свойствах жидкости на входе.

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

Обозначения и сокращения

В данной работе применены следующие обозначения и сокращения:

НПС – нефтеперекачивающая станция.

ГНПС – головная нефтеперекачивающая станция.

ПНПС – промежуточная нефтеперекачивающая станция.

НА – насосный агрегат.

ЦПС – центральный пункт сбора.

УПН – установка подготовки нефти.

КПД – коэффициент полезного действия.

НМ – нефтяной магистральный.

КИП – контрольно-измерительная аппаратура.

ТР – текущий ремонт.

СР – средний ремонт.

КР – капитальный ремонт.

ТО – техническое обслуживание.

ОФС- обслуживание по фактическому состоянию

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

Оглавление

Введение ... 17
1. Нефтеперекачивающие станции магистральных трубопроводов ... 19
1.1 Основные сведения о магистральных трубопроводах ... 19
1.2 Классификация нефтеперекачивающих станций и характеристика основных объектов ... 20
1.3 Технологическая схема нефтеперекачивающих станций ... 22
1.5 Конструкция и компоновка насосного цеха ... 27
2. Насосные агрегаты, применяемые на нефтеперекачивающих станциях магистральных трубопроводов ... 31
2.1 Основные сведения о насосах ... 31
2.2 Принцип работы центробежных насосов ... 34
2.3 Основные и подпорные центробежные насосы для магистральных трубопроводов ... 35
2.4 Характеристики магистральных насосов ... 40
3. Общие понятия о дефектах основных конструктивных элементов центробежного насоса ... 42
3.1 Дефекты основных конструктивных элементов центробежного насоса ... 43
3.2 Дефекты вала центробежного насоса ... 45
3.3 Дисбаланс масс ротора ... 46
3.4 Расцентровка ... 49
3.5 Ослабление крепления ... 50
3.6 Динамика развития дефекта ... 51
4. Формирование системы технического обслуживания и ремонта по фактическому состоянию нефтяного оборудования ... 53
4.1 Формы технического обслуживания оборудования ... 53
4.2 Система технического обслуживания и ремонта по фактическому техническому состоянию ... 55
4.3 Организация и планирование работ по техническому обслуживанию и ремонту оборудования по фактическому техническому состоянию ... 57
4.4 Классификация видов технического обслуживания ... 59
4.5 Организация службы технического диагностирования и надежности оборудования (ТДиНО) ... 59
4.6 Перевод оборудования на планово-диагностическое обслуживания ... 60

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

5. Техническое освидетельствование механо-технологического оборудования НПС 64
5.1 Методика освидетельствования магистральных, подпорных и вспомогательных насосов 65
5.1.1 Общие положения 65
5.1.2 Контроль работоспособности оборудования по вибрационным параметрам 65
5.2 Определение остаточного ресурса магистральных и подпорных насосов по вибрационному состоянию 69
5.2.1 Расчет остаточного ресурса НМ-10000-210 72
6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 75
6.1 Анализ конкурентных технических решений 75
6.2 Планирование работ по проведению вибродиагностики технологической обвязки насосного агрегата 77
6.3 Определение трудоемкости выполнения работ 78
6.4 Разработка графика проведения проекта 78
6.5 Бюджет затрат на исследование 82
6.5.1 Расчет материальных затрат исследования 82
6.5.2 Расчет затрат на специальное оборудование для проведения исследования 83
6.5.3 Основная заработная плата исполнителей исследования 83
6.5.4 Дополнительная заработная плата исполнителей исследования 84
6.5.5 Отчисления во внебюджетные фонды 85
6.5.6 Накладные расходы 86
6.5.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта 87
6.6 Определение ресурсоэффективности проекта 88
6.7 Экономическая эффективность 90
6.7.1 Расчет стоимости проведения экспертизы насоса 91
7. Социальная ответственность 93
7.1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды 93
7.1.1 Отклонение показателей микроклимата на отрытом воздухе, рабочей зоны 93
7.1.2 Воздействие шумов 94

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

7.1.3 Недостаточная освещенность рабочей зоны 95
7.1.4 Поражение насекомыми 95
7.2 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведѐнной среды 96
7.2.1. Безопасность при эксплуатации машин и механизмов 96
7.2.2 Электробезопасность на рабочем месте 96
7.2.3 Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте 99
7.2.4 Повышенная температура поверхностей оборудования, материалов 100
7.3 Охрана окружающей среды 101
7.3.1 Анализ воздействия на атмосферу 101
7.3.2 Анализ воздействия на гидросферу 102
7.3.3 Анализ воздействия на литосферу 102
7.4 Защита в чрезвычайных ситуациях 103
Заключение 105
Список использованной литературы 107
Приложение А 110
Приложение Б 111

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

Введение

Топливно-энергетический комплекс – является основой для формирования всех отраслей экономики, весомым составляющим элементом является система магистрального трубопровода для транспортировки газа и нефти для дальнейшей переработки. Данный вид транспортировки нефтепродуктов выходит на первое место по причине географического местоположения месторождений. Именно этот вид транспорта позволяет осуществлять транспортировку нефтепродукта с гарантией бесперебойной и равномерной поставки внушительного количества нефти и газа с наименьшими экономическими затратами, на поставки не влияют ни погодные условия, ни праздники, ни человеческий фактор.

Главными элементами магистральных нефтепроводов является насосные станции и компрессорные станции, важнейшей функцией которых является доставка нефти и газа путем поддержания давления транспортируемой среды в сечении магистрального трубопровода. Особое внимание нужно уделить центробежным насосам, ведь благодаря их работе осуществляется передача энергии транспортируемой среде.

Для оценки технического состояния центробежных насосов, необходимо выполнять периодический виброконтроль параметров работы насоса, так как появление повышенной вибрации в процессе эксплуатации может послужить причиной отказа оборудования. Безопасную эксплуатацию оборудования позволяет гарантировать своевременное обнаружение дефектов при оценке технического состояния. Таким образом, главной задачей данной работы заключается в контроле (оценке) технического состояния оборудования для успешного и длительного его эксплуатирования.

Объект исследования – центробежный насос, диагностика вибропаказателей центробежных насосов.

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

Предмет исследования– исследование частотных и вибрационных характеристик, которые могут привести неисправностям центробежных насосов в процессе их работы.

Таким образом, целью предоставленной выпускной квалификационной работы является выявление главных диагностических признаков неисправностей центробежных насосов, исследование дебаланса центробежных насосов, расчет остаточного ресурса насоса по вибрационному состоянию. Все вышесказанное позволит рекомендовать систему технического обслуживания оборудования по фактическому состоянию.

Для реализации поставленной цели необходимо выполнить следующие задачи:

- выявить основные неисправности центробежных насосов и их причины;
- изучить основные методы контроля центробежных насосов;
- проанализировать вибропоказатели магистрального насоса
- рассчитать остаточный ресурса насоса

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

1. Нефтеперекачивающие станции магистральных трубопроводов

1.1 Основные сведения о магистральных трубопроводах

К магистральным трубопроводам относят трубопроводы диаметром более 200 мм и протяженностью свыше 50 км. Магистральные трубопроводы имеют в своем составе: линейную часть, нефтеперекачивающие станции (НПС), конечные пункты.

Магистральный трубопровод входит в состав одного или нескольких линейных производственных управлений (ЛПУ) или районных управлений магистральных трубопроводов (РУМНП, РУМНПП). Границей эксплуатационных участков между линейными и районными управлениями служат задвижки. ЛПУ (РУМНП, РУМНПП) как хозрасчетное производственное подразделение входит в состав предприятия – управления магистральных трубопроводов (РУМНП, УМНПП). В настоящий момент такие управления преобразованы в акционерные общества и компании (АО, АК) и входят в состав АК «Транснефть» РФ или в состав АК «Транснефтепродукт» РФ.

ЛПУ (РУМНП, РУМНПП) осуществляют непосредственное управление эксплуатацией одного или нескольких трубопроводов (или их участков) с комплексом всех станционных сооружении. Проект магистрального трубопровода выполняют в соответствии с требованиями, предусмотренными нормативными документами.

При проектировании магистрального трубопровода необходимо обеспечить большую его экономичность по сравнению с другими видами транспорта, а также обеспечить надежность работы трубопровода и бесперебойность подачи по нему нефти или нефтепродуктов. Основные рабочие параметры, определяющие технико-экономическую характеристику проектируемого трубопровода, – рабочее давление p, расстояние между перекачивающими станциями Lст, пропускная способность Q, диаметр трубопровода D. Эти параметры задаются в задании на проектирование. Кроме этих параметров, в задании указывают полные характеристики перекачиваемых

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

жидкостей и условия эксплуатации трубопроводов (информация по климату, геологии, гидрогеологии и т.д.).

Разрабатывая на стадии проектирования основные рабочие параметры трубопровода, необходимо обеспечить несущую способность материала труб и максимальную загрузку трубопровода и всех НПС. Задавая годовой объем перекачки, за расчетное время работы трубопровода принимают в среднем 350 суток в году (8400 ч), 15 суток оставляют на профилактический ремонт или непредвиденные остановки трубопровода.

По нормам технологического проектирования все расчеты при проектировании проводятся при минимальной температуре грунта на глубине заложения оси трубопровода.

1.2 Классификация нефтеперекачивающих станций и характеристика основных объектов

НПС – это сложный комплекс инженерных сооружений, предназначенных для обеспечения перекачки заданного количества нефти или нефтепродуктов. НПС магистральных трубопроводов подразделяют на головные и промежуточные.

Головная НПС располагается вблизи нефтяных сборных промыслов (МНП) или нефтеперерабатывающих заводов (МНПП) и предназначается для приема нефти или нефтепродуктов и для обеспечения их дальнейшей перекачки по трубопроводу. Все объекты, входящие в состав перекачивающих станций, можно разделить на две группы:

1) объекты основного (технологического) назначения;

2) объекты вспомогательного и подсобно-хозяйственного назначения.

К первой группе относят: основную и подпорную насосные станции (насосные цеха); резервуарный парк; сеть технологических трубопроводов с площадками фильтров и камерами задвижек или узлами переключения; узлы учета; камеру пуска-приема очистных устройств, совмещенную с узлами

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

подключения к трубопроводу; узлы предохранительных и регулирующих устройств.

Ко второй группе относят: понижающую электростанцию с открытым и закрытым распределительными устройствами – комплекс сооружений по водоснабжению станции и жилого поселка при ней; комплекс сооружений по водоотведению бытовых и промышленно-ливневых стоков; котельную с тепловыми сетями; инженерно – лабораторный корпус; пожарное депо; узел связи; механические мастерские; мастерские контрольно-измерительных приборов (КИП) и автоматики; гараж; административно-хозяйственный блок с проходной; складские помещения для оборудования и ГСМ и т.д.

Головные НПС являются наиболее ответственной частью всего комплекса магистрального трубопровода и во многом определяют его работу в целом. На них выполняют следующие основные технологические операции: прием и учет нефти или нефтепродуктов, закачку их в резервуарный парк для краткосрочного хранения, откачку нефти или нефтепродуктов в трубопровод; прием, запуск очистных, разделительных и диагностических устройств. Кроме того, производят внутристанционные перекачки (перекачку из резервуара в резервуар, перекачку при зачистке резервуаров и т.д.). На головных станциях можно производить подкачку нефти или нефтепродуктов с других источников поступления, например с других трубопроводов.

Промежуточные НПС предназначены для повышения давления перекачиваемой жидкости в трубопроводе, и их размещают по трассе согласно гидравлическому расчету. Они имеют в своем составе в основном те же объекты, что головные перекачивающие станции, но вместимость их резервуаров значительно ниже, либо они отсутствуют (в зависимости от принятой схемы перекачки). Отсутствуют на промежуточных НПС узлы учета, подпорная насосная (при отсутствии резервуарного парка).

Строительство НПС магистральных трубопроводов отличается большой трудоемкостью, необходимостью выполнять различные по объему и характеру строительные, монтажные и специальные работы в разных природно-

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

климатических зонах. Значительный объем работ требует привлечения больших материальных затрат и трудовых ресурсов. Привлечение трудовых ресурсов при строительстве НПС в отдельных районах затруднено из-за отсутствия социальной инфраструктуры. В связи с этим большое значение имеют снижение капитальных, эксплуатационных затрат при строительстве и эксплуатации НПС, сокращение сроков их строительства.

Это достигается путем использования блочно-комплектных, блочно-модульных НПС и станций открытого типа. Основное отличие этих НПС от НПС традиционного (стационарного) типа заключается в отсутствии на территории капитальных зданий, сооруженных из кирпича, бетона, железобетона. Все оборудование, технологические коммуникации, КИП и автоматика входят в состав функциональных блоков, скомпонованных в виде транспортабельных монтажных блоков, блок-боксов и блок-контейнеров.

Монтажные блоки – технологическое оборудование, собранное вместе с трубопроводами, КИП и автоматикой на общей раме.

Блок-боксы – транспортабельные здания, внутри которых размещаются технологические установки и инвентарное оборудование.

Блок-контейнеры – технологические установки с индивидуальными укрытиями, внутри которых создается микроклимат, необходимый для нормальной работы оборудования.

1.3 Технологическая схема нефтеперекачивающих станций

Принципиальная схема коммуникаций, в которой предусмотрено проведение всех необходимых производственных операций по перекачке, называется технологической. Технологическая схема представляет собой безмасштабную схему трубопроводных коммуникаций (с оборудованием), при помощи которых обеспечивается весь комплекс операций по приему, откачке и внутристанционным перекачкам нефти или нефтепродуктов.

Для составления технологической схемы НПС необходимо иметь данные по объему перекачки; одновременности проведения технологических операций,

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

а также о перспективах развития станции. Для нефтепродуктопроводов необходимо дополнительно иметь разбивку годового грузооборота по отдельным группам нефтепродуктов.

Главное требование при разработке технологических схем – их простота, возможность выполнения всех предусматриваемых проектом технологических операций при минимальном количестве монтируемой запорной и регулирующей арматуры и соединительных деталей, а также обеспечения минимальной протяженности технологических трубопроводов. Длина трубопроводов обусловливается допустимыми минимальными разрывами между соединяемыми объектами. Наиболее часто используют принципиальные (полные) схемы и схемы соединений (монтажные).

На принципиальных схемах изображают все гидравлические элементы или устройства, необходимые для осуществления технологических процессов и контроля за ними, а также все гидравлические связи между ними (рисунок 1.1).

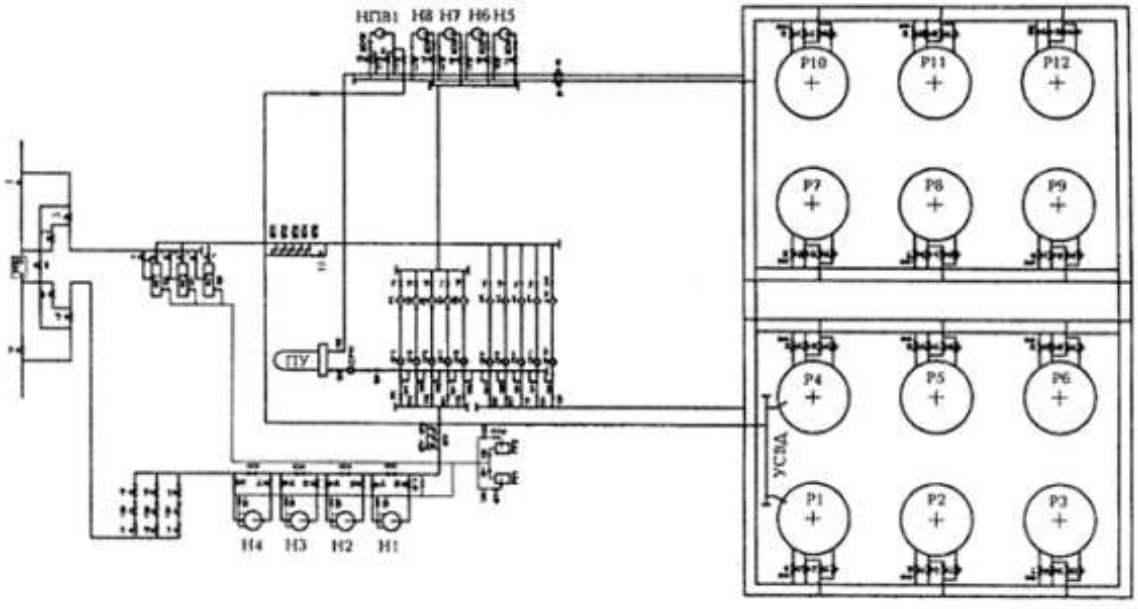

Рисунок 1.1- Технологическая схема головной перекачивающей станции:

Р1–Р12 – резервуары РВС 20000; Н1–Н4 – центробежный насос НМ 3600-230 с электродвигателем СТДП 2500-2УХЛ4; Н5–Н8 – подпорный насос НПВ 1250-60 с электродвигателем ВАОВ 500М-4У1; НВП1 – центробежный насос для внутристанционных перекачек; КП1 – КП8 – клапан предохранительный; СР1–

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

СР11 – счетчик ротационный; ФГ1–ФГ3 – фильтр-грязеуловитель; РУ1–РУ2 – резервуар для сбора утечек; КО1 – КО10 – клапан обратный; РД1–РД3 – регулятор давления; Ф1–Ф10 – фильтр; 1–90 – задвижки с электроприводом; 91–132 – задвижки с ручным приводом; УСВД – устройство сброса волны давления; УПС – устройство пуска (приема) скребка.

В зависимости от схемы соединения насосов и резервуаров можно выделить следующие системы перекачки нефти и нефтепродуктов: постанционную, с подключенным резервуаром, из насоса в насос, через резервуар (рисунок 1.2).

При постанционной системе перекачки нефть принимают поочередно в один из резервуаров станции, для закачки же в трубопровод в это время используют нефть из другого резервуара. При этой системе перекачки возможен порезервуарный учет количества перекачанной нефти, но она сопровождается значительными потерями нефти от «больших дыханий» резервуаров. Постанционная система перекачки характерна для головных НПС магистрального нефтепровода и его эксплуатационных участков.

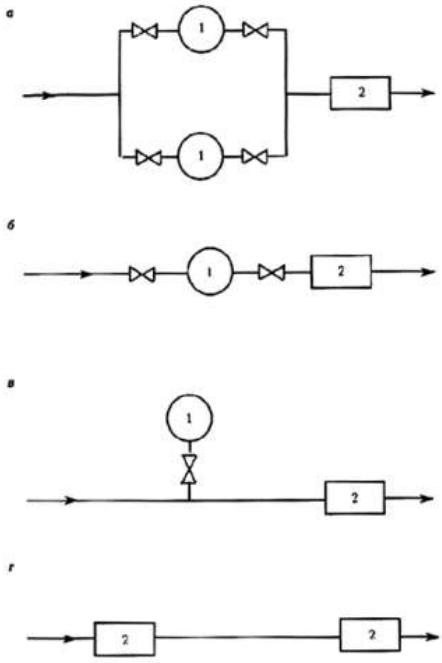

Рисунок 1.2- Системы перекачки нефти и нефтепродуктов:

1 – резервуар; 2 – насосный цех; а – постанционная; б – через резервуар; в – с подключенным резервуаром; г – «из насоса в насос»

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

В системе перекачки с «подключенным резервуаром» предусматривается, что основное количество нефти проходит по трубопроводу, минуя резервуар. Поскольку колебания уровня нефти в нем происходят только в связи с различием расходов на предыдущем и последующем перегонах между станциями, при данной системе перекачки потери нефти от «больших дыханий» ниже. При синхронной работе участков уровень нефти в «подключенном резервуаре» остается постоянным.

При системе перекачки «из насоса в насос» резервуары промежуточных НПС отключают от трубопровода и используют только для приема нефти из трубопровода во время аварий или ремонта. Нефть проходит только через магистральные насосы НПС. За счет этого уменьшаются потери нефти от испарения и полностью используется подпор предыдущей станции. Данная система предусматривает полную синхронизацию работы перегонов нефтепровода в пределах эксплуатационного участка или даже всего магистрального нефтепровода. Перекачка по системе «из насоса в насос» является самой распространенной на существующих нефтепроводах.

При перекачке «через резервуар» обеспечивается «мягкая» перекачка (в резервуарах происходит гашение волн избыточного давления, возникающих при пусках и остановках насосных агрегатов), но из-за постоянного притока и отбора нефти из резервуара происходит более интенсивное испарение легких фракций. Эта схема в настоящее время практически не используется.

Обвязка резервуаров может быть выполнена в двух вариантах (рисунок 1.3) – двухпроводным и однопроводным. В первом варианте (1.3, а) заполнение идет через один общий для всех резервуаров коллектор, а опорожнение – через другой; во втором (1.3, б) – для каждого резервуара предусматривается самостоятельный трубопровод, соединенный с общим коллектором (узел переключения задвижек).

Соединение центробежных насосов на НПС в большинстве случаев последовательное, что определяется основными характеристиками насосов. Обвязка насосов предназначена для обеспечения работы НПС при выходе в

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

резерв любого из агрегатов. Одно из основных условий при разработке схемы обвязки насосов – максимальное уменьшение коэффициента резерва основного оборудования. На головных НПС предусматривают установку подпорных насосов, обеспечивающих бескавитационную работу основных насосов.

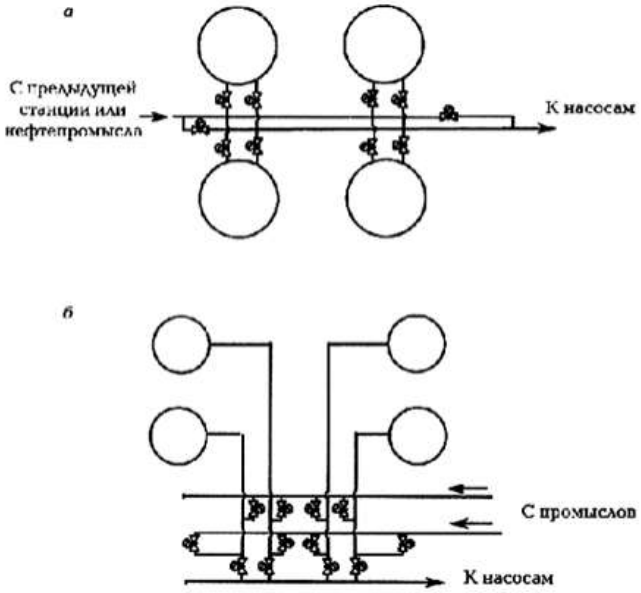

Рисунок 1.3- Обвязка резервуаров:

а – для головных и промежуточных НПС; б – для головных НПС

Подпорные насосы в зависимости от их характеристик могут быть соединены как последовательно, так и параллельно. Обвязка для последовательной работы основных насосов показана на рисунке 1.4.

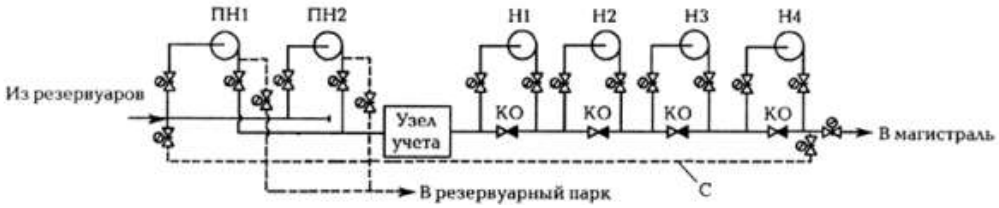

Рисунок 1.4- Обвязка основных и подпорных насосов:

ПН1, ПН2 – подпорные насосы, соединенные параллельно; Н1–Н4 – основные насосы; КО – клапан обратный.

Обратный клапан КО, разделяющий всасывающий и напорный патрубки насоса, пропускает жидкость в одном направлении, указанном на рисисунке 2.13 стрелкой. При работающем насосе давление, действующее на заслонку обратного клапана справа, больше, чем давление, действующее слева (давление

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

на входе в насос). Вследствие этого заслонка клапана закрывается и перекачиваемая жидкость идет через насос. При неработающем насосе заслонка соответствующего клапана открывается под давлением потока жидкости и пропускает жидкость к следующему (работающему) насосу. Приведенная схема обвязки позволяет также осуществлять обратную перекачку нефти из магистрали в резервуарный парк при помощи коллектора С и подпорных насосных агрегатов.

1.5 Конструкция и компоновка насосного цеха

Одно из основных требований при компоновке насосного цеха – это обеспечение нормальной работы основного и вспомогательного оборудования при наименьших размерах цеха. Кроме того, должно быть обеспечено выполнение ремонтных работ без остановки перекачки. Должны быть созданы нормальные санитарно-гигиенические условия для обслуживающего персонала. Для сооружения цеха используют огнестойкие материалы (кирпич, бетон, железобетон). В последнее время сооружают насосные цеха каркасного типа с заполнением поля стен легкими панелями (панели ВНИИСТ). Размеры здания зависят от габаритных размеров оборудования, а также от конструктивных особенностей основного и вспомогательного оборудования, противопожарных и санитарно-гигиенических норм.

При сооружении насосных цехов применяют железобетонные фундаменты, выполняемые в виде одиночных ленточных (сплошных) или свайных фундаментов. Свайные фундаменты используют при сооружении насосных на слабых или просадочных грунтах. Глубина заложения подошвы фундамента должна быть ниже глубины промерзания грунта, поскольку в противном случае возможно выпучивание фундамента. По конструкции фундаменты под основные агрегаты подразделяют на массивные, тоннельные, рамные, тоннельно-массивные и столбчатые. Фундамент под насос и электродвигатель может быть общим, или их можно устанавливать на отдельных фундаментных рамах и не соединять с фундаментом здания.

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

Основные помещения насосного цеха: насосный зал, зал электродвигателей. Их оборудуют грузоподъемными механизмами – мостовыми кранами. Грузоподъемность крана определяется максимальным весом установленного оборудования. Для укладки путей мостовых кранов используют подкрановые балки, которые могут быть изготовлены из металла, но чаще их изготавливают из железобетона. Железобетонные балки, имея большую массу, более мягко передают воздействия крана другим элементам каркаса. Конструкцию здания насосного цеха выбирают в зависимости от климатических условий и наличия строительных материалов. На рисунках 1.7, 1.8 приведена компоновка насосного цеха.

На общем фундаменте смонтированы насосы и электродвигатели. Для уменьшения габаритов насосного цеха и обеспечения безопасной работы часть оборудования размещают за пределами насосного цеха (задвижки, обратные клапаны, коллекторы).

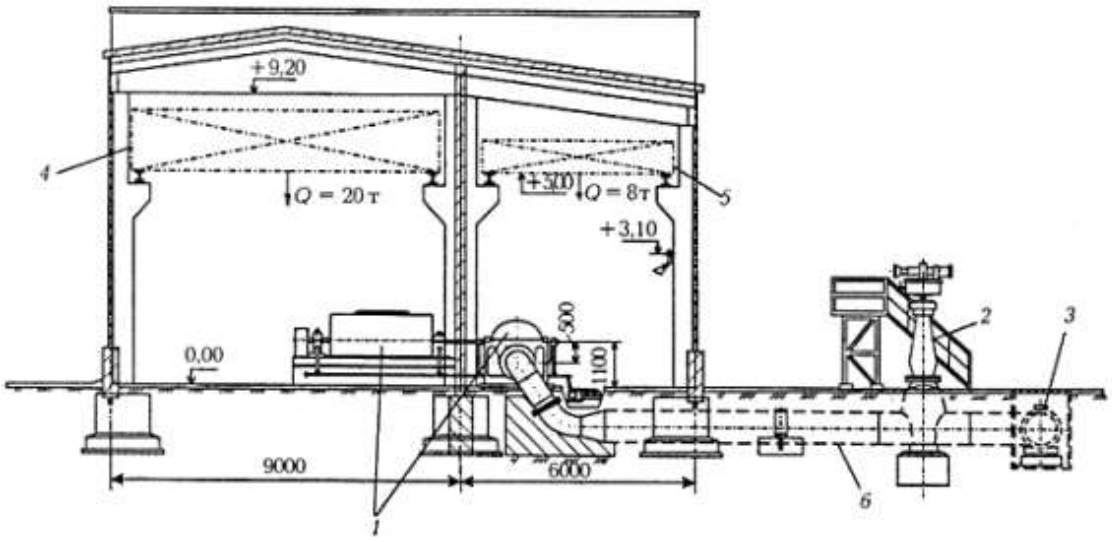

Рисунок 1.7- Насосный цех, оборудованный насосными агрегатами НМ-3600-230:

1 – насос с электродвигателем; 2 – задвижка с электроприводом; 3 – клапан обратный; 4 – кран мостовой ручной двухбалочный; 5 – кран ручной мостовой однобалочный; 6 – всасывающий трубопровод.

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

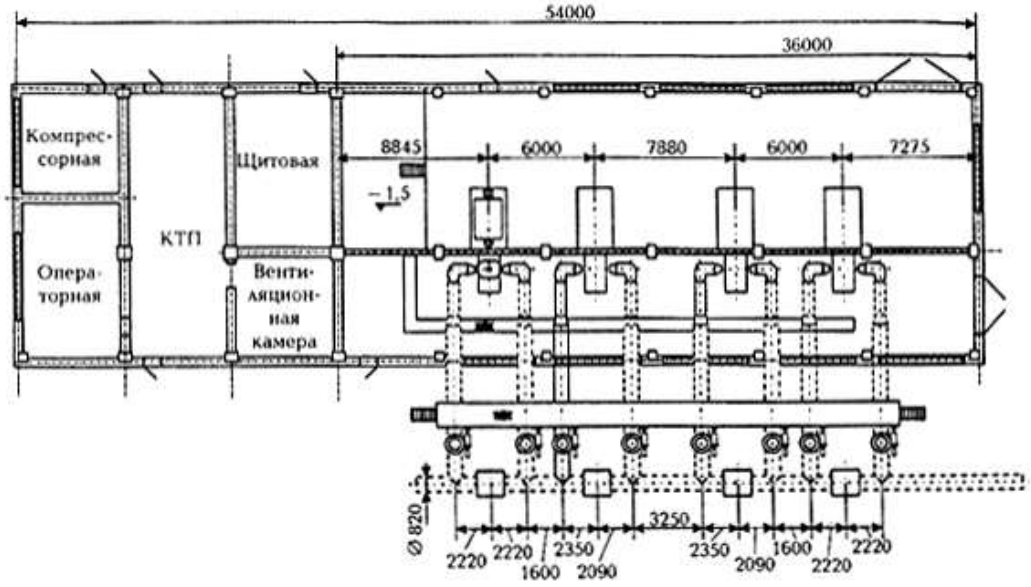

Рисунок 1.8- План насосного цеха, оборудованного насосными агрегатами НМ-3600-230

Несущую основу стены составляют железобетонные колонны высотой 8÷12 м. Они же являются вертикальной основой каркаса всего здания. Продольный шаг колонн составляет 6 м, поперечный – кратный 3. На специальных консольных выступах колонн размещают железобетонные подкрановые балки, связывающие колонны в плоскую систему. На верхнем обрезе колонн устанавливают двускатные железобетонные балки или фермы покрытия, которыми осуществляют пространственную связку каркаса. Стены выполнены из панелей, а огнестойкая перегородка – из кирпича. При проектировании каналов для обвязочных и вспомогательных трубопроводов применяют канальную и бесканальную системы укладки трубопроводов. Канальную систему применяют для трубопроводов диаметром до 0,5 м, бесканальную – для трубопроводов больших диаметров.

Магистральные насосные агрегаты и электродвигатели соединяют между собой без промежуточного вала и устанавливают на общих фундаментах с металлическими опорными рамами. Соединение осуществляют через специальное отверстие в герметизирующей камере фрамуги разделительной стенки. К этому отверстию в камере, в соответствии с требованиями техники безопасности, по специальной системе вентиляции подают чистый воздух для

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

создания упругой пневмозащиты между залами насосов и электродвигателей, препятствующей проникновению нефтяных паров из насосного зала в электрозал [1].

Давление воздуха в камере перед отверстием должно составлять 25÷30 мм водяного столба, расход воздуха на одну камеру – 20 м3 /ч.

Указанные параметры в системе вентиляции беспромвальных соединений всех насосных агрегатов необходимо поддерживать постоянно, независимо от того, ведется перекачка данным насосом или он находится в резерве. Если в качестве привода насосов используют взрывозащищенные электродвигатели, то насосные агрегаты устанавливают в общем зале. Электропривод выбирают по результатам техникоэкономического обоснования.

Центровка насосных агрегатов при их монтаже осуществляется обычным путем, подцентровка в процессе эксплуатации – перемещением электродвигателей при помощи специальных приспособлений и грузоподъемных устройств.

Блок откачки утечек, блок очистки и охлаждения масла размещают на специальных металлических рамах на соответствующих отметках. Такое размещение связано прежде всего с необходимостью технологических процессов (самотечный слив масел от подшипников двигателей и насосов до баков маслосистемы, самотечный сбор утечек) [2].

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

2. Насосные агрегаты, применяемые на нефтеперекачивающих станциях магистральных трубопроводов

2.1 Основные сведения о насосах

Насосом называется гидравлическая машина, в которой подводимая извне энергия (механическая, электрическая) преобразуется в энергию потока жидкости.

Насосным агрегатом называют насос, двигатель и устройство для передачи мощности от двигателя к насосу, собранные в единый узел.

В основу классификации по принципу действия положены различия между насосами в механизме передачи подводимой извне энергии потоку жидкости, протекающей через них. По принципу действия насосы можно условно разделить на две группы:

- динамические;
- объемные.

В динамических насосах жидкость приобретает энергию в результате силового воздействия на нее рабочего органа в рабочей камере. К этой группе относят следующие насосы:

- лопастные (центробежные, диагональные и осевые), в которых постоянное силовое воздействие на протекающую через насос жидкость оказывают обтекаемые ею лопасти вращающегося рабочего колеса;
- вихревые, в которых постоянное силовое воздействие на протекающую через насос жидкость оказывают вихри, срывающиеся с канавок вращающегося рабочего колеса;
- струйные, в которых постоянное силовое воздействие на протекающую через насос жидкость оказывает подводимая извне струя жидкости, пара или газа, обладающая высокой кинетической энергией;

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

• вибрационные, в которых силовое воздействие на протекающую через насос жидкость оказывает клапан-поршень, совершающий высокочастотное возвратно-поступательное движение.

В объемных насосах жидкость приобретает энергию в результате воздействия на нее рабочего органа, периодически изменяющего объем рабочей камеры.

К этой группе относят:

• поршневые и плунжерные, в которых периодическое силовое воздействие на протекающую через насос жидкость оказывают поршень или плунжер (длина его цилиндрической части много больше его диаметра), совершающие возвратно-поступательное движение в рабочей камере;

• роторные, в которых периодическое силовое воздействие на протекающую через насос жидкость оказывают поверхности шестерен или винтовых канавок, расположенных на периферии вращающегося ротора.

К основным энергетическим параметрам любого насоса относят следующие величины:

• подачу Q – объем жидкости, проходящей через насос в единицу времени (л/с; м3 /с; м3 /ч);

• напор H – приращение удельной механической энергии жидкости, протекающей через насос (м);

$$H=\frac{p_2-p_1}{pg}+\frac{v_2^2-v_1^2}{2g}+Z_1, \qquad (2.1)$$

Где p_1, p_2 – давление жидкости в сечениях до и после насоса;

v_1, v_2 – скорость жидкости в тех же сечениях;

p – плотность жидкости;

z – расстояние по вертикали между точками замера p_1 и p_2;

g – ускорение свободного падения;

• мощность N – потребляемая насосом мощность. Полезная мощность насоса – это мощность, сообщаемая насосом перекачиваемой жидкости:

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

$$N_{\text{п}} = Qp = QpgH\,, \tag{2.2}$$

где p – давление, развиваемое насосом.

Полезная мощность насосного агрегата – это мощность, сообщаемая рабочей среде насосным агрегатом:

$$N_{\text{н}} = N_{\text{a}}\eta_{\text{дв}}\eta_{\text{пер}}\,, \tag{2.3}$$

где N_a – потребляемая мощность насосного агрегата (определяется путем измерения энергии, подводимой от двигателя);

$\eta_{\text{дв}}$ $\eta_{\text{пер}}$ – коэффициент полезного действия двигателя привода и передачи от двигателя к насосу.

Коэффициент полезного действия η есть отношение полезной мощности Nп к потребляемой мощности насоса и учитывает потери энергии в насосе:

$$\eta = \frac{N_{\text{п}}}{N} = \frac{QHpg}{N}\,. \tag{2.4}$$

КПД насосного агрегата – это отношение полезной мощности насоса к мощности насосного агрегата:

$$\eta_{\text{a}} = \frac{N}{N_{\text{a}}}\,. \tag{2.5}$$

Кавитационный запас насоса Δh характеризует кавитационные качества насоса и представляет превышение удельной энергии на входе в насос над удельной энергией, соответствующей давлению насыщенных паров жидкости при температуре перекачки:

$$\Delta h = \frac{p_1}{pg} + \frac{v_1^2}{2g} - \frac{p_S}{pg}\,, \tag{2.6}$$

где p_s – давление насыщенных паров жидкости.

Расстояние по вертикали от уровня жидкости в емкости до оси горизонтальных насосов, оси поворота лопастей вертикальных осевых насосов, оси напорного патрубка вертикальных центробежных насосов, верхнего

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

положения поршня вертикальных поршневых насосов называют геометрической высотой всасывания $h_в$.

Коэффициент быстроходности насоса (или удельная быстроходность) – это частота вращения модели ротора, геометрически подобной насосу, которая создает напор, равный 1 м при подаче 0,075 м3 /с.

Благодаря высокой экономичности, надежности, удобству эксплуатации, малым габаритным размерам лопастные насосы нашли широкое применение в различных отраслях промышленности, в т.ч. и в нефтяной. Классифицируют их по различным признакам: характеру движения жидкости в проточной части насоса, конструкции, назначению и т.д.

Лопастные насосы подразделяют:

- по форме рабочего колеса – на центробежные, диагональные и осевые;
- по расположению вала насоса – на горизонтальные и наклонные;
- по числу рабочих колес – на одноступенчатые и многоступенчатые;
- по напору – на низконапорные ($H < 20$ м), средненапорные ($H = 20 \div 60$ м) и высоконапорные ($H > 60$ м);
- по роду перекачиваемой жидкости и назначению.

В нефтяной промышленности, в т.ч. и в транспорте нефти и нефтепродуктов, наиболее распространены насосы центробежные, одноступенчатые с двусторонним входом жидкости к рабочему колесу.

2.2 Принцип работы центробежных насосов

В центробежных насосах (рисунок 2.1) жидкость движется в осевом направлении от всасывающего патрубка к центральной части рабочего колеса. В рабочем колесе поток жидкости поворачивается на 90° и симметрично относительно оси вращения растекается по каналам вращающегося колеса 1, образованным стенками переднего и заднего дисков 5 и рабочими лопастями 2. Рабочие лопасти передают жидкости энергию привода насоса. Статическое давление в ней и ее скорость возрастают. Из рабочего колеса 1 поток жидкости

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

выходит под некоторым углом к касательной его наружного диаметра. Далее по спиральному отводу 3 жидкость поступает в конический диффузор 4, где ее кинетическая энергия преобразуется в потенциальную.

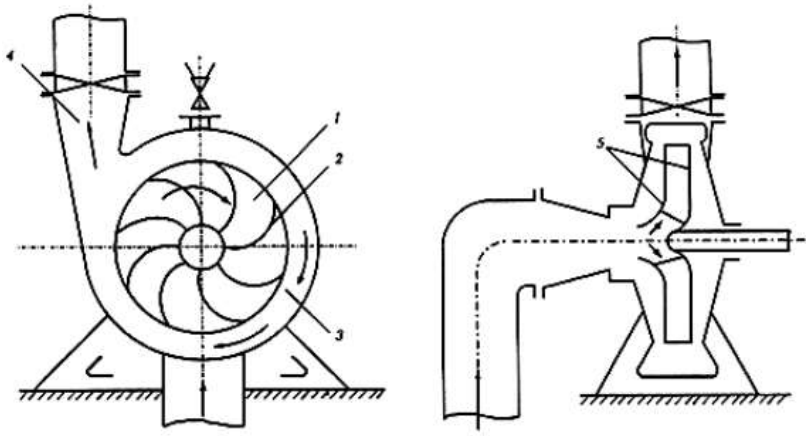

Рисунок 2.1- Принцип работы центробежного насоса (схема центробежного насоса)

2.3 Основные и подпорные центробежные насосы для магистральных трубопроводов

Общие технические условия на насосы для трубопроводов регламентируются ГОСТ 12124-87. Насосы центробежные нефтяные для магистральных трубопроводов. В нем определены параметры, размеры и технические требования к основным и подпорным насосам. К основным насосам относят 13 типов насосов, а с учетом сменных роторов – 27 (таблица 2.1). Насосы в таблице размещены в порядке возрастания подачи от 125 до 10000 м3 /ч. Наибольшую подачу обеспечивает насос НМ 10000-210, расшифровка обозначения которого читается так: «Насос магистральный с подачей 10000 м3 /ч и напором 210 м».

Проектирование насосов на максимально возможную частоту вращения (3000 об/мин) для электродвигателей, работающих на токе частотой 50 Гц, обусловлено тем, что при дальнейшем увеличении частоты вращения вала возрастает скорость входа жидкости в насос, что приводит к возникновению кавитации.

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

Технические требования к насосам магистральных трубопроводов регламентированы Государственными стандартами, в соответствии с которыми насосы можно использовать для перекачки нефти и нефтепродуктов с температурой –5÷+80 °С, кинематической вязкостью не выше 3 · 10–4 м 2 /с, с содержанием механических примесей по объему не более 0,05 % и размером не более 0,2 мм. Общий вид насосных агрегатов различной производительности показан на рисунок 2.2 и 2.3.

Схематично конструкция основного центробежного насоса для магистральных трубопроводов представлена на рисунок 2.4.

Основным элементом насоса является рабочее колесо 5, насаженное на шпонке на вал 2. Вал с рабочим колесом размещен в корпусе 3, где осуществляется подвод 7 и отвод 6 перекачиваемой жидкости. Для разделения области всасывания от области нагнетания используют щелевые уплотнения 4. Для предотвращения утечек в месте выхода вала из корпуса насоса применяют торцевые уплотнения 9. Основным подшипником является подшипник скольжения 10. Разгрузку ротора от осевых усилий обеспечивает рабочее колесо с двусторонним входом. Остаточные осевые нагрузки воспринимаются радиально-упорным подшипником 1. Разгрузка торцевых уплотнений осуществляется с помощью труб 8, соединенных с камерами уплотнений, отделенными от входной полости насоса разделительными втулками 13. При помощи труб 12 осуществляют отвод утечек из камер сбора утечек. Насос соединяют с двигателем при помощи зубчатой муфты 11. Приемный и напорный патрубки расположены в нижней части корпуса и направлены горизонтально в противоположные стороны. Конструкция насосов обеспечивает надежную работу при их последовательном соединении. Система смазки насосов централизованная с принудительной подачей масла. Системы сбора утечек и разгрузки торцевых уплотнений герметизированы, закрытого типа.

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

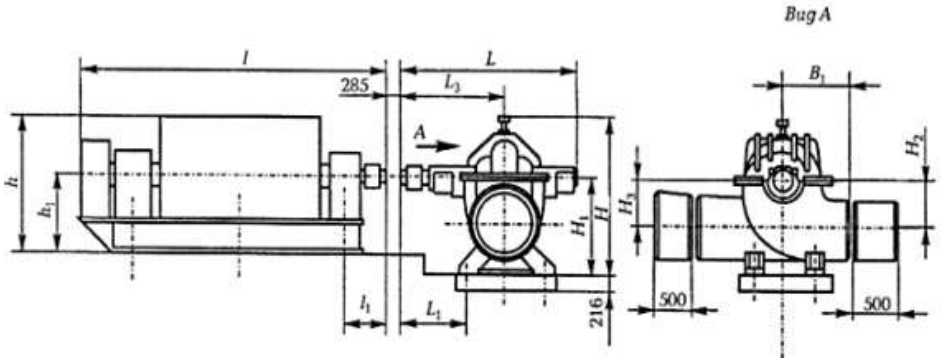

Рисунок 2.2- Насосный агрегат серии НМ (производительность > 1250 м3 /ч)

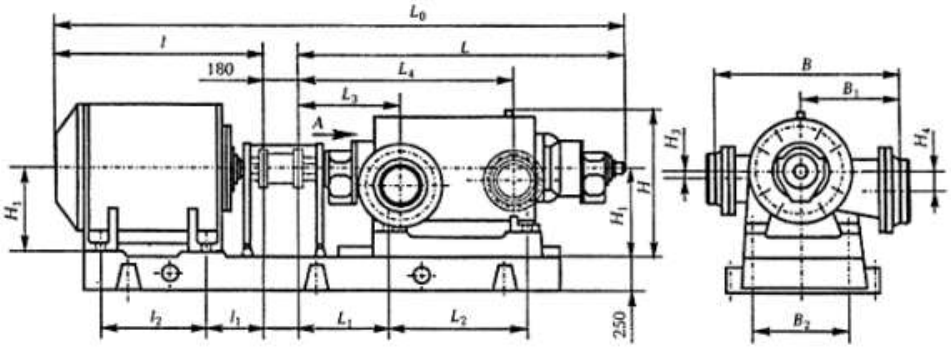

Рисунок 2.3- Насосный агрегат серии НМ (производительность < 1250 м 3 /ч)

Для обеспечения необходимого напора на входе основных насосов используют подпорные насосы. Подпорные насосы в основном соединяют параллельно. В настоящее время на насосных станциях в качестве подпорных применяют насосы типа НД, НМП и НПВ.

Насосы ряда НД эксплуатируют на трубопроводах постройки прошлых лет. Насос НД – одноступенчатый с рабочим колесом и двусторонним входом для жидкости. Корпус насоса имеет горизонтальный разъем вдоль оси стального вала. Наиболее часто используемый насос 14НДсН имеет подшипники скольжения с разъемом в горизонтальной плоскости. Маркировка этого насоса означает: первая цифра – диаметр напорного патрубка в мм, уменьшенный в 25 раз; Н – насос; Д – рабочее колесо двустороннего входа; индексы «в» или «с» – соответственно высоконапорный и средненапорный; Н – нефтяной.

Наибольшее распространение имеют насосы НМП – центробежные, горизонтальные, спиральные, одноступенчатые. Основные элементы насоса – корпус, ротор, торцевые уплотнения и подшипниковые опоры. Как и у основных

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

насосов, приемный и напорный патрубки расположены в нижней части корпуса, имеющего горизонтальный разъем. Рабочее колесо – литое, вход для жидкости – двусторонний. Безкавитационная работа обеспечивается установкой перед входом в рабочее колесо литых предвключенных колес. Опорами ротора являются подшипники качения. Частота вращения вала насосов ряда НМП – около 1000 об/мин. Марка насосов расшифровывается следующим образом: НМП 3600-78 – насос магистральный подпорный с подачей 3600 м3 /ч и напором 78 м.

Широко применяются на магистральных нефтепроводах вертикальные подпорные насосы ряда НПВ. Насосы данного ряда – центробежные вертикальные – предназначены для установки на открытых площадках и могут работать при температурах от – 50 °С до +45 °С. Вертикальные насосы опускают в колодец, заполненный нефтью. Двигатель расположен вертикально и работает на открытом воздухе. В качестве двигателей используют вертикальные, асинхронные, короткозамкнутые электродвигатели во взрывозащищенном исполнении с частотой вращения вала 1500 об/мин и напряжением 10 кВт.

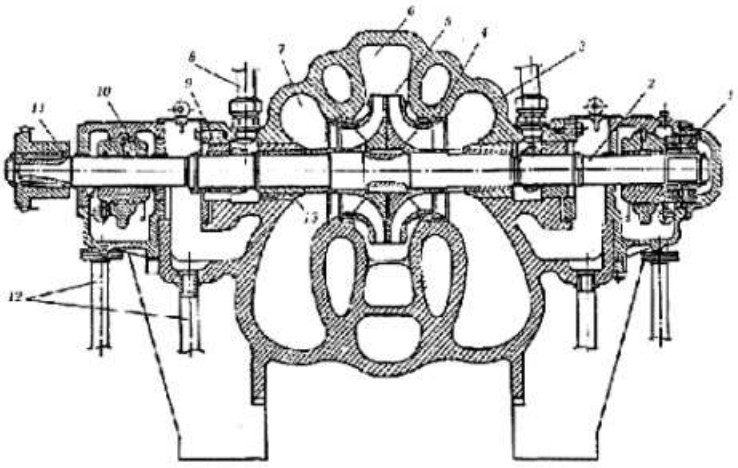

Рисунок 2.4- Схема основного магистрального насоса

Внешний вид насосных агрегатов с подпорными насосами представлен на рисунке 2.5 и 2.6. На рисунке 2.7 представлена конструкция насосного агрегата с насосом типа НПВ. Преимущества таких насосов заключаются в отсутствии необходимости строить заглубленные станции, расположенные на открытых площадках в непосредственной близости к резервуарному парку.

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву



Рисунок 2.5- Насосный агрегат с насосом ряда НМП (начало)

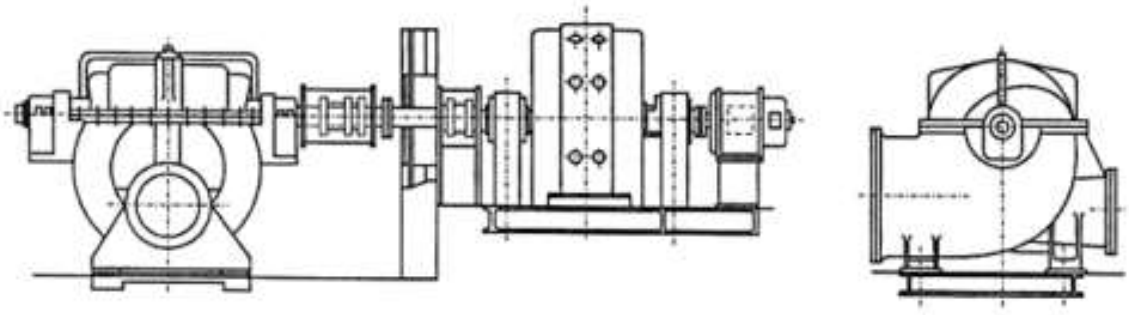

Рисунок 2.6- Насосный агрегат с насосом ряда НМП (окончание)

В качестве привода, как правило, применяют асинхронные или синхронные электродвигатели.

Двигатель выбирают с учетом следующих положений:

а) обеспечение электроэнергией для питания электродвигателей должно быть рассчитано на суммарную мощность до 20000 кВт;

б) соединение вала насоса с валом электродвигателя должно быть простейшим.

Мощность электродвигателя для привода насоса определяется по формуле

$$N = (1{,}05 \div 1{,}15)\frac{QHpg}{\eta}, \tag{2.7}$$

где η – полный КПД установки;

1,05÷1,15 – коэффициент запаса

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

2.4 Характеристики магистральных насосов

В практике эксплуатации центробежных насосов распространение получили три вида характеристик: характеристика насоса; частная кавитационная характеристика; кавитационная характеристика.

Характеристика насоса – это зависимость основных технических показателей насоса (напора H, мощности N и КПД) от подачи Q при постоянной частоте вращения и физических свойствах перекачиваемой жидкости (плотность и вязкость) [3]. В каталогах приведены характеристики магистральных насосов по данным заводских испытаний на холодной воде. Запуск в серийное производство центробежных насосов производят после промышленных испытаний на нефти в условиях работы насосной станции. На рисунке 2.8 приведена характеристика насоса НМ 10000-210.

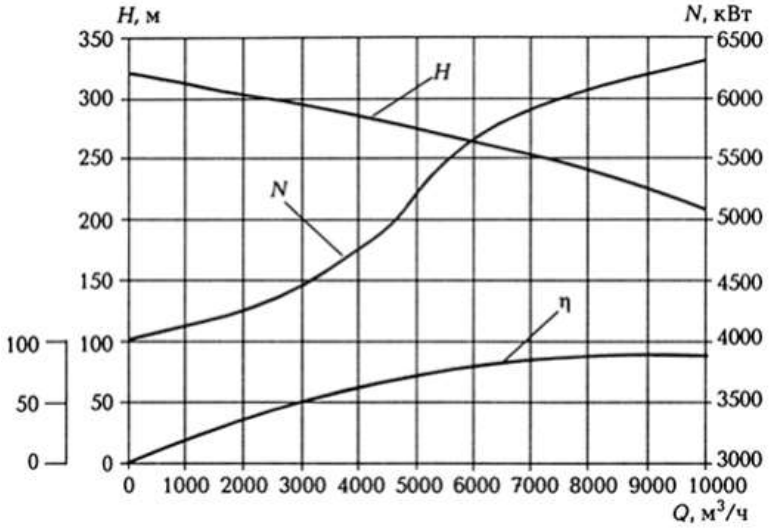

Рисунок 2.8- Характеристика магистрального центробежного насоса НМ 10000 – 210

Из-за особенностей эксплуатации нефтепроводов к характеристикам насосов предъявляются следующие требования [4]:

1) напорная характеристика должна быть монотонно падающей, пологой. Монотонность создает устойчивую работу на сеть в любом диапазоне подач. При пологой характеристике уменьшаются потери на дросселирование,

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

стабилизируется давление в трубе, в результате чего уменьшаются динамические нагрузки на трубу;

2) тип насоса следует выбирать таким, чтобы КПД был наибольшим. Насосы типа НМ имеют КПД до 89 %;

3) КПД не должен существенно уменьшаться в возможно более широком диапазоне подач. Снижение КПД не должно превышать 2÷3 % в диапазоне подач 0,8÷1,2.

Частная кавитационная характеристика представляет собой зависимость напора и КПД насоса от кавитационного запаса при постоянных значениях подачи, частоты вращения, физических свойств жидкости.

Кавитационная характеристика представляет собой зависимость допускаемого кавитационного запаса от подачи насоса при постоянной частоте вращения и свойствах жидкости. Кавитационная характеристика является исходной для расчета бескавитационной работы насоса.

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

3. Общие понятия о дефектах основных конструктивных элементов центробежного насоса

Центробежные насосные агрегаты широко используются благодаря существенным конструктивным и техническим преимуществам над другими типами насосов. Основными достоинствами являются малые габариты, большие скорости вращения, с которыми работают движущиеся части насосов и перемещается жидкость. Отсутствие возвратно-поступательных движений и вызываемых ими сил инерции допускает возможность работы при минимальных размерах фундаментов. Следовательно, стоимость самого насоса, помещения первоначальной установки, дальнейшего ухода и ремонта значительно меньше, чем, например, для поршневого [11].

Работа ЦНА сопровождается **вибрацией**, характеристики которой претерпевают изменения в процессе эксплуатации по мере развития и накопления дефектов и неисправностей. Каждый дефект влияет на общее вибрационное состояние механизма, поэтому вибрационный сигнал при правильной его обработке и интерпретации обладает достаточно емкой информацией о состоянии и глубине развития дефекта [12].

Основные неисправности ЦНА, возникновение и накапливание которых приводит к отклонениям в вибрационном состоянии механизма, разделяют на три различные группы: гидродинамические, механические и электромагнитные.

К неисправностям гидродинамического характера относятся:

- кавитация;
- рециркуляция;
- гидравлический дисбаланс;
- взаимодействие с улиткой диффузором.

К неисправностям механического происхождения относятся:

- неуравновешенность ротора
- бой рабочего колеса;
- изгиб вала;

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

- влияние трубопроводной обвязки насоса.

К неисправностям электромагнитного происхождения относятся:

- флуктуации объема воздушного зазора в магнитопроводе;
- переменные составляющие тока и потока;
- эффект магнитострикции в магнитопроводе [13].

Все вышеперечисленные причины **вибрации** могут привести к возникновению и развитию дефекта и вследствие стать причиной отказа.

Отказы и дефекты, связанные с вибрационными процессами в оборудовании, могут быть вызваны вибропроцессами, вызывающими вибропроцессы или изменяющими их. Выделяют следующие стадии развития дефекта (отказа):

- появление причин, вызывающих дефект или отказ;
- инкубационный период (накопление повреждаемости, зарождение дефекта, иногда труднообнаруживаемого используемыми методами диагностики, и ранняя стадия его развития);
- развитый дефект, то есть дефект, обнаруживаемый методами диагностики, но не вызывающий вторичных повреждений;
- развитие дефекта, вызывающее вторичные повреждения или изменения в оборудовании, характеризующиеся своими диагностическими параметрами
- внезапное или мгновенное разрушение (имеет место не для всех
- дефектов), которое может вызывать или не вызывать вторичных разрушений.

3.1 Дефекты основных конструктивных элементов центробежного насоса

Основными конструктивными элементами центробежных насосов являются: корпус, вал, рабочее колесо, подшипниковые опоры, торцевые и

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

сальниковые уплотнения [11]. В процессе эксплуатации в корпусе насоса могут появиться следующие дефекты корпусных деталей насоса:

- коррозионно-эрозионный износ;
- трещины;
- свищи;
- износ посадочных мест подшипников;
- забоины, мелкие риски и вмятины на плоскостях разъема.

В рабочих колесах могут возникнуть следующие дефекты:

- трещины и сколы;
- сквозные и кавитационные раковины;
- коррозионный и эрозионный износ дисков и лопаток на внутренних поверхностях.

В ходе анализа данных о техническом состоянии 200 центробежных насосов на НПС были выявлены основные неисправности насосных агрегатов, приводящие к повышенной вибрации. Результаты анализа представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Основные причины повышенной вибрации ЦНА

Неисправность	Количество	Доля в %
Дебаланс ротора электродвигателя муфты ротора насоса	96 28 41 27	55
Расцентровка	8	5
Износ подшипников насоса подшипников электродвигателя рабочих колес насоса рабочих лопаток колес насоса торцевых уплотнений	18 5 1 7 1 4	10
Зазоры подшипников в вертикальной и горизонтальной плоскостях не соответствуют паспортным параметрам	48	27
подшипников электродвигателя подшипников насоса	37 11	
Работа насоса в крайней точке рабочей характеристики	2	1
Работа насоса вне зоны рабочей характеристики	3	2
ВСЕГО:	175	100

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

Более наглядно это можно увидеть на диаграмме (рисунок 3.1).

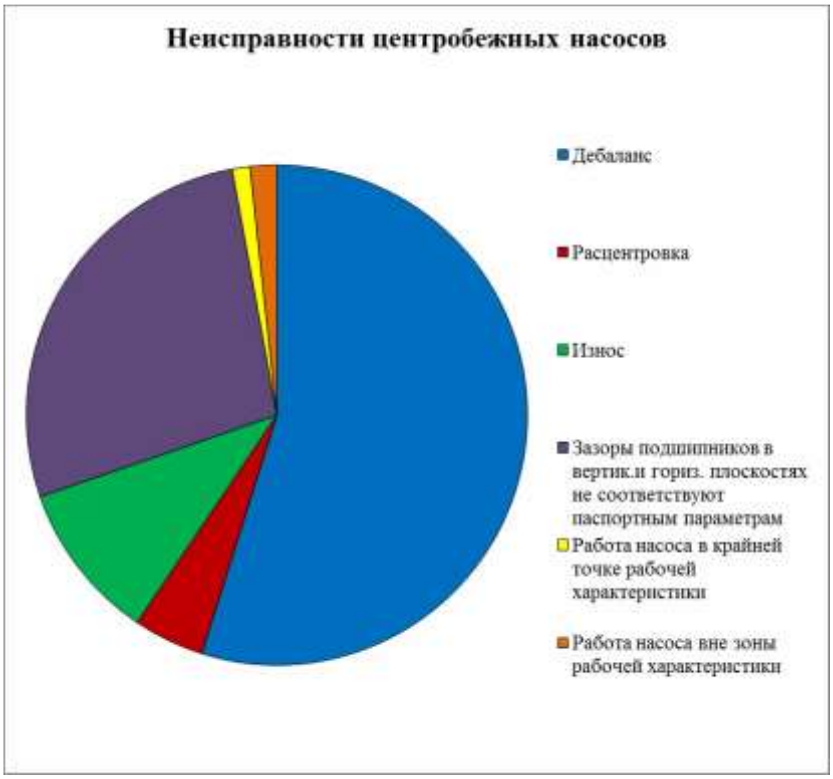

Рисунок 3.1 – Неисправности центробежных насосов

Из рисунка 3.1 видно, что чаще всего причиной повышенной вибрации служит дебаланс муфты и роторов электродвигателя и насоса. Также нередко встречается отклонение зазоров подшипников электродвигателя и насоса от паспортных параметров, что тоже является весомым основанием для нарушения установленного уровня вибрации.

3.2 Дефекты вала центробежного насоса

Основным элементом конструкции насосного агрегата является его ротор, состоящий из вала с насаженным на него рабочим колесом, защитными втулками, крепежными деталями и пр. Вал несет на себе основную нагрузку при передаче вращения от привода к насосу, подвергаясь при этом действию крутящего и изгибающего моментов, вибрации, осевых нагрузок. В результате чего в процессе эксплуатации происходит возникновение и накопление различных дефектов вала, а именно:

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

- нарушения соосности валов (расцентровка);
- искривления вала;
- износа шеек, резьбы, шпоночных пазов;
- коррозионного и эрозионного износа;
- поверхностных микротрещин, задиров;
- усталостных трещин в местах концентрации напряжений.

Отказы насосных агрегатов в результате разрушения вала ротора в процессе эксплуатации приводят к серьезным последствиям: разрушению подшипниковых узлов, торцевых уплотнений, других конструктивных элементов, всего насоса. В особых случаях возможно даже возгорание транспортируемой среды и возникновение пожара или взрыва в насосной.

Анализ литературных данных [1-13] показал, что возникновение дефектов, способных вызвать разрушения вала, может происходить как на стадии его изготовления, так и при монтаже насоса, ремонтных работах.

3.3 Дисбаланс масс ротора

Неуравновешенность вращающихся масс ротора является одним из самых распространенных дефектов оборудования, обычно приводящих к резкому увеличению **вибраций**. Неуравновешенность ротора вызывается возникновением (в силу различных причин) отклонений геометрических размеров ротора от номинальных конструктивных, т.е. дисбаланса. При вращении такого ротора с некоторой угловой скоростью в каждом поперечном сечении, имеющем отклонение размеров от номинальных, возникает центробежная сила, вращающаяся вместе с ротором и вызывающая переменные нагрузки на опоры. При этом результирующая центробежная сила, являясь статической нагрузкой для ротора, может вызывать значительный прогиб вала ротора. Центробежные силы, или дисбаланс, воздействуют на опоры ротора и агрегата, вызывая значительные нагрузки и вибрации последнего.

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

Причины возникновения дисбаланса в оборудовании могут иметь различную природу, являться следствием многих особенностей конструкции и эксплуатации. К ним относятся:

- дефекты, связанные с нарушением изготовления, сборки и балансировки ротора, которые характеризуются повышенным уровнем вибрации непосредственно после завершения ремонта или монтажа агрегата;
- наличие на вращающемся роторе различных изношенных, дефектных и т.п. деталей и узлов;
- дефекты эксплуатации, такие как разрушение частей ротора (например, частей лопаток, рабочего колеса и др.) в процессе работы, которые характеризуются внезапными изменениями амплитуды и/или фазы колебаний, а также различные виды износа деталей ротора (например, трущихся и рабочих шеек вала, лопастей, колес и др.), отложения вредных примесей на роторе (налипания) в процессе работы агрегата, уменьшение натяга (нарушение посадок) деталей ротора, которые характеризуются сравнительно медленными (в течение эксплуатации) изменениями амплитуды и/или фазы вибраций, результат неравномерного износа конструкции ротора;
- неравномерная внутренняя структура или наличие внутренних дефектов в конструкционных материалах ротора [12].

По своему типу, специфике проявления в общей картине вибрации, по особенностям проведения диагностирования дисбалансы можно условно разделить на:

- статический дисбаланс;
- динамический дисбаланс;
- моментный дисбаланс.

В случае дисбаланса сигнал виброускорения на фоне первой гармоники частоты вращения вала часто насыщен средне- и высокочастотной и случайной

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

составляющими возбуждаемыми даже исправными подшипниками качения и другими источниками.

Дисбаланс наиболее четко проявляется при измерении виброскорости. При этом амплитуда первой гармоники f_0 виброскорости преобладает над всеми остальными (если нет других дефектов).

Для различных видов дисбаланса характерно следующее:

- если амплитуды виброскоростей на конечных опорах ротора на оборотной частоте одинаковы, синфазны и имеют устойчивый характер, то это статический дисбаланс;
- если амплитуды виброскоростей на конечных опорах потора на оборотной частоте одинаковы и противофазны, то это моментный дисбаланс;
- если амплитуды виброскоростей на конечных опорах ротора на
- оборотной частоте неодинаковы, не синфазны и непротивофазны, то это динамический дисбаланс.

При механическом дисбалансе параметры вибрации зависят от частоты вращения ротора и практически не зависят от режима работы агрегата, внешних условий работы и температуры агрегата. Вибрация может проявляться как в радиальном, так и в осевом направлениях, однако, в силу зависимости от жесткости подшипника обычно, горизонтально-радиальная вибрация преобладает над вертикальной. При этом часто наблюдаются более интенсивные колебания опор корпуса ротора с дисбалансом, а влияние его колебаний на вибрацию сопряженных агрегатов, особенно в случае применения гибких муфт, обычно относительно невелико. Если амплитуда первой гармоники на частоте 50 Гц значительно больше амплитуды остальных гармоник, то, можно предположить, что данный агрегат имеет дисбаланс ротора [12,13].

Наличие большого уровня вибраций с оборотной частотой, возможно, привело к ослаблению креплений подшипников ротора и агрегата в целом.

Поэтому необходимо проверить крепление не только агрегата в целом, но и всех соединений.

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

3.4 Расцентровка

Расцентровка (несоосность) – состояние, при котором центральные оси соединенных валов не совпадают. Несоосность присутствует всегда и ее развитие часто служит причиной нарушения работоспособности агрегатов. Если центральные оси несоосных валов остаются при этом параллельными, то имеет место параллельная несоосность. Если центральные оси несоосных валов пересекаются в точке соединения, но не параллельны, тогда несоосноть называется угловой.

Расцентровка обычно вызывается следующими причинами:

- неточной сборкой составных частей (двигателей, насосов и т.п.);
- относительным смещением составных частей после сборки;
- деформацией податливых опор;
- тепловым расширением конструкции машины;
- неперпендикулярностью торцов муфты осям валов;
- нежесткостью основания.

Несоосность приводит к следующим проблемам:

- сильный износ и нагрев муфты;
- растрескивание вала вследствие усталости, вызванной изгибом;
- чрезмерное нагружение подшипников;
- преждевременный выход из строя подшипников;
- срез вала двигателя или машины.

Большинство случаев несоосности являются комбинацией двух описанных выше типов, а их диагностирование основано на преобладании 2 f_0пиков над f_0-пиками в радиальной вибрации и на существовании сильных пиков f_0, преобладающих над пиками 2 f_0 в осевой вибрации. При этом следует убедиться, что высокие осевые уровниf_0 не вызваны дисбалансом роторов [14].

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

3.5 Ослабление крепления

Ослабления крепления (механические ослабления) – зазоры между деталями, люфты, неплотная затяжка (сборка) составных частей, нарушение целостности несущих элементов фундаментов, неплотная посадка вращающихся деталей – являются нелинейным откликом агрегата (механической системы) на воздействие неуравновешенных сил и причинами возбуждения детерминированной и случайной вибрации.

Податливость опор:

- конструктивное и эксплуатационное ослабление опор, опорной плиты, основания, элементов крепления (анкеров, болтов), фундамента;
- ослабление взаимного крепления при сборке (неплотная затяжка) составных частей опор ротора, вкладышей, корпусов подшипников, фундаментных рам и ригелей фундамента;
- неполное прилегание, искажение формы рамы и основания (коробление фундаментной плиты).

Люфты в неподвижных соединениях, целостность деталей:

- неплотное прилегание деталей;
- ослабление крепления и нарушение связи между корпусом подшипника и ротором;
- ослабление крепления и нарушение связи между корпусом подшипника и корпусом агрегата;
- ослабление крепления и нарушение связи между опорами, корпусом агрегата и фундаментной плитой;
- появление трещин у несущих элементов рамы, корпуса и фундамента;
- нарушение целостности конструкции фундамента;
- увеличение податливости опор корпуса;
- ослабление закладных деталей.

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

Ослабление связей между деталями, образующими систему вращающихся элементов:

- трещины колеса или вала;
- ослабление (неплотная посадка) рабочих колес вентиляторов и насосов, подшипников, вкладышей подшипников, муфт;
- чрезмерный зазор во втулках или элементах подшипников.

Характерными признаками ослабления крепления (жесткости) являются

нестационарность и импульсный характер временного сигнала виброускорения, при этом в спектре присутствует достаточно большое количество целых (1-10) и кратных составляющих f_0, а также субгармоники. При этом спектр нестабилен во времени, устойчивую оценку спектра можно получить при осреднении его на протяжении нескольких десятков секунд. Форма временного сигнала и спектр виброскорости, как правило, имеют более стационарный характер (по сравнению с виброускорением) при длине реализации в несколько оборотов. Однако амплитуда сигнала обычно бывает нестабильна от оборота к обороту.

Можно наблюдать импульсы, период которых кратен частоте вращения вала. Гармонические составляющие проявляются более четко, хотя также требуется осреднение [12].

3.6 Динамика развития дефекта

В общем случае ослабления начинают проявляться в радиальных направлениях в виде появления первых гармоник f_0, напоминая дисбаланс или расцентровку, наличие которых усугубляет течение процесса. Развиваясь во времени, ослабления начинают проявляться в появлении более высоких гармоник f_0, причем в процессе зарождения и развития дефекта вибрация на одной или нескольких высших гармониках может превосходить вибрацию на частоте возбуждения.

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

По мере развития дефекта в спектре вибрации между высшими гармониками f_0 и особенно в низкочастотной части появляются шумовые случайные составляющие [13].

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

4. Формирование системы технического обслуживания и ремонта по фактическому состоянию нефтяного оборудования

4.1 Формы технического обслуживания оборудования

Техническое обслуживание (ТО) - комплекс операций по поддержанию работоспособности оборудования при его эксплуатации, при ожидании (если оборудование в резерве), хранении и транспортировании.

В ТО включен следующий комплекс работ:

- поддержание в исправном (или только работоспособном) состоянии оборудования;
- очистка, смазка, регулировка и подтяжка разъемных соединений, замена отдельных составных частей (быстроизнашивающихся деталей) в целях предупреждения повреждения и прогрессирующего износа, а также устранение мелких повреждений.

В объеме ТО могут выполняться работы по оценке технического состояния оборудования для уточнения сроков и объемов последующих обслуживаний и ремонтов.

Система ТОР - система технического обслуживания и ремонта (плановая и по фактическому техническому состоянию оборудования).

Система техобслуживания (ТО) и ремонта по техническому состоянию включает в себя проведение технического обслуживания, диагностических контролей технического состояния, выполнение работ при регламентных остановках* и восстановление работоспособного состояния в случае отклонения значений диагностируемых параметров от установленных нормативно-технической документацией.

Ремонт - комплекс операций по восстановлению исправности или работоспособности и полному или частичному восстановлению ресурса оборудования и его составных частей, обеспечивающий эксплуатацию с заданной надежностью и экономичностью в периоды между ремонтами и диагностическими контролями.

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

Текущий ремонт (Т) - ремонт, осуществляемый в процессе эксплуатации для гарантированного обеспечения работоспособности оборудования, состоящей в замене и восстановлении его отдельных частей и их регулировке.

Текущий ремонт назначается для предупреждения отказов и восстановления работоспособности оборудования предприятия.

Средний ремонт (С) - ремонт, выполняемый для восстановления работоспособности и частичного восстановления ресурса оборудования по результатам диагностирования и величине его наработки с заменой или восстановлением составных частей ограниченной номенклатуры и контролем технического состояния составных частей, выполняемом в установленном объеме.

Капитальный ремонт (К) - ремонт, выполняемый для восстановления исправности и полного или близкого к полному восстановлению ресурса оборудования с заменой или восстановлением любых его частей, включая базовые, и их регулировкой.

Плановый диагностический контроль - контроль фактического технического состояния оборудования предприятия по параметрам, позволяющим оценить техническое состояние оборудования, составить прогноз его работоспособности, наработки до ремонта или до следующего диагностического контроля и определить объем и вид ремонта.

Неплановый диагностический контроль - контроль технического состояния оборудования предприятия, проводимый в случае резкого изменения значений постоянно контролируемых параметров или в случае, когда по результатам оперативного контроля выносится решение о предполагаемом развитии дефекта.

Работоспособное состояние (работоспособность) - состояние оборудования, при котором значения всех параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствуют требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

Неработоспособное состояние (неработоспособность) - состояние объекта, при котором значение хотя бы одного параметра, характеризующего способность выполнять заданные функции, не соответствует требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

4.2 Система технического обслуживания и ремонта по фактическому техническому состоянию

Система технического обслуживания и ремонта по фактическому техническому состоянию (ТОР по техническому состоянию) основывается на проведении профилактических, восстановительных и диагностических работ через интервалы времени (наработки), определенные по фактическим показателям надежности, результатам предыдущих диагностических контролей, значениям параметров оценки работоспособного состояния данного вида оборудования с учетом срока службы каждой единицы оборудования.

Значительный опыт применения ТО по фактическому состоянию позволяет дать оценку получаемому эффекту:

1. Снижение затрат на обслуживание на 75%,
2. Снижение количества обслуживаний на 50%,
3. Снижение числа отказов на 70% за первый год работы.

Необходимые условия применения ТО по состоянию:

- экономическая целесообразность;
- наличие приборной базы;
- методика определения ТС и его прогнозирования;
- обученный персонал;
- контролепригодность оборудования;

В системе технического обслуживания и ремонта по фактическому техническому состоянию производятся:

- техническое обслуживание;
- диагностические контроли, в том числе

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

- оперативный,
- плановый,
- неплановый;

- ремонт по фактическому состоянию в объеме текущего, среднего и капитального ремонта;
- регламентные остановки.

Продолжительность и структура ремонтного цикла, а также периодичность ТО, диагностических контролей и ремонтов для каждого вида оборудования определяются в соответствующих РД применительно к конкретному виду оборудования.

Для ТОР по техническому состоянию обязательными являются:

- проведение диагностических обследований с оценкой работоспособности оборудования и прогнозированием дальнейшей эксплуатации;
- выполнение ремонтных работ по результатам диагностических обследований;
- ведение нормативной, исполнительной, оперативной (эксплуатационной), диагностической баз данных, формирование периодических сводок по наработке оборудования, ведение базы данных отказов, хранение в электронном виде документации по организации и выполнению ремонтных работ.

С целью выделения основных объектов, подвергаемых первоочередному обязательному контролю, диагностическому обследованию и ремонту, все механо-технологическое оборудование разделено на три условные категории:

Первая категория - оборудование, которое с точки зрения безопасной эксплуатации и по экономических показателям не может быть допущено к эксплуатации до отказа, а следовательно, переводится на систему ТОР по техническому состоянию, включая: основное технологическое оборудование; основное энергооборудование; а также такое как основное насосное оборудование; трубопроводы и трубопроводная арматура; системы

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

маслоснабжения, охлаждения; системы приточной вентиляции; системы откачки утечек; система пожаротушения; промышленная канализация; при их наличии и др.

Вторая категория - оборудование, которое по экономическим показателям переводится на систему ТОР по техническому состоянию по мере необходимости, например: станочное оборудование; система водоснабжения и фекальной канализации, очистные сооружения; котлы и котельно-вспомогательное оборудование, тепловые сети; компрессоры; и др.

Третья категория - оборудование, которое по экономическим показателям нецелесообразно переводить на систему ТОР по техническому состоянию: емкости подземные, здания и сооружения, при обязательных обходах; водоснабжение, в случае наличия резервных емкостей запаса воды.

Основным документом в организации технического обслуживания и ремонта (ТОР) по фактическому состоянию является годовой график периодичности ТО, плановых диагностических контролей и регламентных остановок (или плановых ремонтов в случае обслуживания оборудования по системе ППР). Ремонт по фактическому техническому состоянию производится по результатам планового или внепланового диагностического контроля. Вид системы ТОР для каждого типа оборудования утверждается главным инженером предприятия на основании ТЭО.

4.3 Организация и планирование работ по техническому обслуживанию и ремонту оборудования по фактическому техническому состоянию

Система технического обслуживания и ремонта по фактическому техническому состоянию включает в себя проведение технического обслуживания, диагностических контролей технического состояния, выполнение работ при регламентных остановках и восстановление работоспособного состояния в случае отклонения значений диагностируемых параметров от установленных в нормативно-технической документации.

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

Исполнителем плановых диагностических контролей является бригада диагностики (с соответствующей диагностической аппаратурой), рекомендовано служба ТДиНО или эксплуатационно-ремонтный персонал предприятия, имеющий допуск к работе с диагностической аппаратурой.

Результатом работы бригады диагностики службы ТДиНО должно быть решение о работоспособности или неработоспособности диагностируемого оборудования

Исполнителем оперативного контроля является дежурный персонал, а также ИТР.

Анализ изменения контролируемых параметров осуществляется главными специалистами с использованием базы данных по номенклатуре и начальным параметрам работы оборудования.

В случае резкого изменения постоянно контролируемых (оператором или приборами телеметрии) параметров проводится неплановый диагностический контроль с последующим решением о выводе в ремонт данного оборудования. Решение принимается главным инженером по согласованию с главным механиком.

Неплановый диагностический контроль осуществляется в случае, когда по результатам оперативного контроля выносится решение о предполагаемом развитии дефекта. Анализ изменения контролируемых параметров проводится с учетом возможных изменений технологических режимов. Необходимость проведения непланового контроля определяет главный инженер.

Ремонт по фактическому техническому состоянию производится по результатам планового или непланового диагностического контроля.

Диагностирование технического состояния основывается на сравнении базовых и фактических характеристик оборудования, полученных за определенный период времени.

Базовыми характеристиками являются характеристики, полученные после монтажа нового (или после капитального ремонта) и доводки эксплуатируемого оборудования. Эти характеристики могут отличаться от паспортных из-за

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

несоответствия производственных размеров деталей конструктивным, износа части элементов и рабочих органов оборудования, погрешности пересчета производственно-технологических характеристик оборудования и др.

Фактическими (текущими) характеристиками являются характеристики, получаемые в данный период времени (в процессе эксплуатации).

При переходе к техническому обслуживанию и ремонту по фактическому техническому состоянию оборудования прежде всего уточняются (а в отдельных случаях и снимаются новые) базовые характеристики оборудования.

4.4 Классификация видов технического обслуживания

Совокупность операций ТОР и трудоемкость их выполнения называются объемом технического обслуживания и ремонта (ГОСТ 24212-80). В основу классификации видов ТОР могут быть положены признаки характеризующие сами работы, объем и периодичность их выполнения.

Работы по ТОР предназначены для поддержания (восстановления) исправности и/или работоспособности объектов. Они могут носить профилактический характер предупреждая появление отказов или выполнятся после наступления отказа для устранения его последствий.

4.5 Организация службы технического диагностирования и надежности оборудования (ТДиНО)

Основные этапы формирования службы технического диагностирования и надежности оборудования (ТДиНО):

- Создание и обучение основной группы диагностирования;
- Определение перечня диагностируемых машин и периодичности измерений, с последующей коррекцией на основании опыта эксплуатации;
- Исследование характерных видов отказов;

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

- Определение наиболее целесообразных методов и средств диагностирования;
- Подготовка оборудования к проведению измерений;
- Решение вопросов организации использования диагностической информации;
- Оценка эффективности деятельности службы ТДиНО;
- Разработка диагностических моделей и методов адаптации к конкретным условиям;
- Приобретение оборудования, изготовление приспособлений.

Группой диагностирования выполняются работы: определение и контроль технического состояния оборудования; диагностирование причин отказов; определение объемов и сроков ремонтных работ; оценка качества монтажа, ремонта; балансировка роторов в собственных опорах; регулировка механизмов, подшипников; центрирование валов.

4.6 Перевод оборудования на планово-диагностическое обслуживания

При переводе предприятия на ОФС применяется модифицированная система ППР, точнее симбиоз ППР и ОФС называемая планово-диагностическое обслуживание (ПДО). В частности, за 4... 12 недель до запланированного срока проведения ремонта (технического обслуживания) агрегата по 52 - недельному плану-графику службой ремонта формируется и направляется запрос о его состоянии в группу (службу) Технической Диагностики (Поддержания Надежности). Если результаты проведенного службой ТД обследования показывают, что агрегат находится в исправном работоспособном состоянии и его компоненты нормально функционируют, техническое обслуживание может быть задержано (например, на шесть или двенадцать месяцев). Когда подходят сроки очередного обслуживания агрегата, процедура повторяется до тех пор, пока не будут обнаружены признаки приближения состояния к предельному.

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

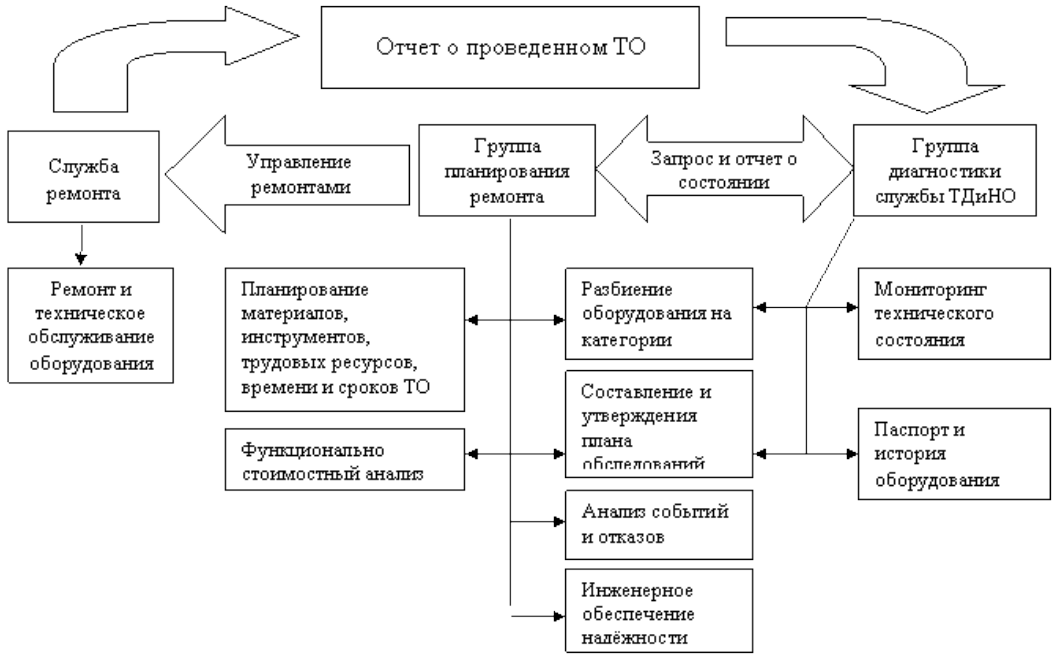

Рисунок 5.5- Организация работ при переводе обслуживания от ППР к ОФС

Данная схема (рисунок 5.6) может быть реализована на предприятии, практикующем планово - профилактическое техническое обслуживание, считающееся достаточным для удовлетворительной работы оборудования. Первым шагом при переводе части оборудования на ПДО является создание двух основных структурных подразделений, предназначенных для выполнения основополагающих функций: группа планирования ремонта (технического обслуживания) и группа обеспечения надежности (технической диагностики и мониторинга).

Группа планирования ремонта обычно уже существует на любом достаточно крупном предприятии в том или ином виде (с различными названиями), например, в виде группы профилактического обслуживания ОГМ предприятия, однако ее функции несколько расширяются от долгосрочного планирования (год и более) повседневной работы ремонтной службы к полномасштабному (краткосрочному и долгосрочному) планированию ТО. Эта группа должна осуществлять следующие основные функции:

- координация повседневной планово — профилактической работы службы ремонта предприятия, необходимого планового

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

периодического ТО с распознаванием состояния оборудования, сроков и обстоятельств проведения технического обслуживания с руководством производства (с учетом минимизации последствий остановки или снижения производительности производства);

- планирование объема работ по ТО, включая процедуры, инструмент, запасные части, трудозатраты, осмотры и обследования и т.д.;
- контроль за выполнением работ и отслеживание затрат, включая функционально - стоимостной анализ;
- оценка тенденций изменения межремонтных интервалов и ресурса оборудования для нужд возможной модернизации или замены оборудования и ведение, и хранение паспортов (истории) агрегатов.

Группа обеспечения надежности (технической диагностики и мониторинга) все усилия сначала направляет на правильную организацию мониторинга технического состояния оборудования, и только спустя некоторое время, по мере развития группы, делает шаги в направлении проактивного обслуживания. Типичная группа обеспечения надежности вначале обычно состоит из 1 или 2 инженеров - мехfников и 1 или 2 техников. Ее костяк следует составлять из инициативных, добросовестных и высококвалифицированных в ТО инженеров- механиков, способных учиться новым, передовым технологиям обслуживания, основанным на применении микропроцессорной техники и ЭВМ.

Группа обеспечения надежности должна осуществлять следующие основные функции:

- проведение мониторинга и диагностики оборудования предприятия, управляемого регламентом предприятия и запросами группы планирования ремонта (ТО) и руководителя объекта;
- обеспечение своевременных сведений о состоянии оборудования для группы планирования ремонта (ТО), с целью планирования ремонта и исключения любых внеплановых остановов производства;

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

- ведение архива оборудования, в т. ч. сведений о простоях оборудования, состоянии оборудования, проведенном ремонте и его результатах, результатах функционально- стоимостного анализа и др.;
- внедрение технологий проактивного обслуживания и других технологий мониторинга.

Правильное и точное проведение вибродиагностики позволяет постоянно контролировать техническое состояние насосного оборудования и качество его монтажа, своевременно выявлять дефекты, предотвращать внезапный выход из строя насосов.

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

5. Техническое освидетельствование механо-технологического оборудования НПС

Механо-технологическое оборудование нефтеперекачивающих станций в зависимости от установленного срока эксплуатации и технического состояния подлежит освидетельствованию с целью определения возможности и условий его дальнейшей эксплуатации или списания в соответствии с требованиями РД 153-39.4Р-124-02, РД 03-484-02.

Техническому освидетельствованию подлежат магистральные и подпорные нефтяные насосы, запорная арматура, регуляторы давления (регулирующие заслонки), предохранительные клапаны, фильтры-грязеуловители, вентиляционные системы, системы сглаживания волн давления, маслосистемы и вспомогательные насосы, после срока службы, указанного в таблице 5.1.

Таблица 5.1 - Срок службы оборудования, после которого оно подлежит освидетельствованию.

Наименование	Срок службы оборудования, после которого оно подлежит освидетельствованию, лет
Магистральные и подпорные нефтяные насосы	30
Регуляторы давления	30
Предохранительные клапаны	25
Фильтры-грязеуловители	25
Разделительные емкости (баки) и аккумуляторы системы сглаживания волн давления	25
Стаканы вертикальных подпорных насосов	25
Насосы шестеренные типа РЗ, НШ, Ш	8
Насосы погружные откачки утечек типа НОУ, АХП 45/31 12НА-9×4, 12НА-22×6	20 5 10
Насосы центробежные секционные типа ЦНС Насосы типа К	 9

По результатам освидетельствования оборудования составляется заключение экспертизы промышленной безопасности, которое является основным документом для принятия решения о сроке дальнейшей эксплуатации оборудования.

Периодичность технического обслуживания, диагностического контроля и ремонтов насосов приведены в Приложении А.

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

5.1 Методика освидетельствования магистральных, подпорных и вспомогательных насосов

5.1.1 Общие положения

Объем работ при техническом освидетельствовании магистральных и подпорных нефтяных насосов выполняется с учетом анализа технической и эксплуатационной документации, а также результатов визуального контроля оборудования.

Техническому освидетельствованию подлежат корпуса, валы, торцовые уплотнения, подшипники, муфты, уплотнительные кольца рабочего колеса, посадочные места деталей.

5.1.2 Контроль работоспособности оборудования по вибрационным параметрам

Для получения дополнительной информации при вибродиагностике магистральных и подпорных насосных агрегатов, а также на период временного отсутствия стационарно установленных средств измерения и контроля вибрации (поверка, калибровка, модернизация) необходимо использовать переносную (портативную) виброаппаратуру.

Целями вибродиагностики являются:

- предупреждение развития дефектов агрегата и сокращение затрат на его восстановление,

- определение оптимальной технологии восстановления работоспособности агрегата, если возникший дефект исключает возможность его нормальной эксплуатации.

Преимущества вибродиагностики:

- метод позволяет находить скрытые дефекты;
- метод, как правило, не требует сборки-разборки оборудования;
- малое время диагностирования;

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

- возможность обнаружения неисправностей на этапе их зарождения.

Каждое измерение вибрации портативной аппаратурой необходимо проводить в строго фиксированных одних и тех же местах, очищенных от грязи и корпусной краски, отмеченных краской (маркером) или любой другой отметкой.

При использовании портативной виброаппаратуры вертикальная составляющая вибрации измеряется на верхней части крышки подшипника над серединой длины его вкладыша.

Типовые критерии технического состояния подшипников, методы контроля и способы устранения дефектов приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 Критерии технического состояния подшипников

Критерии технического состояния	Метод контроля	Способ устранения дефектов	Время обнаружения
1 Подшипники качения			
1 Трещины колец	Вибрационный (при работе), визуальный, цветная дефектоскопия, магнитопорошковый	Замена подшипника	При эксплуатации и ремонте
2 Повышенная вибрация на корпусах подшипников насоса	Вибрационный со спектральным анализом	По результату проверки технического состояния	В процессе эксплуатации
2 Подшипники скольжения			
3 Выработка вкладыша, отслоение баббита, раковины на поверхности трения	Вибрационный (при работе), визуальный, цветная дефектоскопия	Перезаливка вкладыша с растачиванием и проверкой на краску	При эксплуатации и ремонте
4 Повышенная вибрация	Вибрационный со спектральным анализом	По результату проверки технического состояния	В процессе эксплуатации

Для оценки жесткости крепления рамы к фундаменту вибрация измеряется на всех элементах крепления насоса к фундаменту. Измерение производится в вертикальном направлении на анкерных болтах (головках) или рядом с ними на фундаменте на расстоянии не более 100 мм от них. Измерение проводится при плановом и неплановом вибродиагностическом контроле.

Для проведения вибродиагностических контролей используется аппаратура, как для измерения среднего квадратического значения вибрации, так и универсальная виброанализирующая аппаратура с возможностью измерения спектральных составляющих вибрации и амплитудно-фазовых характеристик.

Вибродиагностический контроль и оценка общего технического состояния насосного агрегата проводится по следующим критериям:

- по допустимому уровню вибрации;

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

- по скорости изменения вибрации относительно базовой характеристики;

- по спектральным характеристикам.

Диагностирование по первому критерию осуществляется сравнением максимального текущего значения вибрации с допустимым уровнем вибрации.

Диагностирование по второму критерию осуществляется сравнением изменения скорости текущих среднеквадратических значений виброскорости с предшествующими значениями, а также базовыми характеристиками, полученными после 72-х часовой обкатки нового насосного агрегата или после ремонта.

Нормы вибрации магистральных насосов согласно [16] представлены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Нормы вибрации магистральных насосов

Величина СКЗ виброскорости, мм/с	Оценка вибросостояния агрегата	Оценка длительности эксплуатации
До 2,8	Отлично	Длительная
Свыше 2,8 до 4,5	Хорошо	Длительная
Свыше 4,5 до 7,1 (для номинальных режимов)	Удовлетворительно, необходимо улучшение	Ограниченная
Свыше 4,5 до 7,1(для режимов, отличных от номинальных)	Удовлетворительно	Длительная
Свыше 7,1 До 11,2(для режимов, отличных от номинальных)	Удовлетворительно, необходимо улучшение	Ограниченная
Свыше 11,2	Неудовлетворительно	Недопустима

Диагностирование по спектральным характеристикам осуществляется на основе анализа амплитуды вибрации на частотах, характерных конкретным дефектам и специальных спектральных функций.

Оценка вибросостояния конкретного насоса выполняется с учетом режима его работы (подачи). Для этого регистрируются значения вибрации на нескольких эксплуатационных режимах в начальный период эксплуатации нового насоса или после его ремонта и строится зависимость вибрации от подачи насоса.

Таблица 5.4 - Виды вибродиагностических работ для магистральных и подпорных насосов

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

Вид вибродиагностических работ	Контролируемый параметр и место измерения	Кто осуществляет	Периодичность
Оперативный вибродиагностический	СКЗ виброскорости и скорость изменения вибрации относительно предыдущих	Оперативный (дежурный)	Постоянный контроль системой автоматики. Каждые два часа в журнале регистрируемых параметров насосных агрегатов записывается величины вибрации по показаниям контрольно-измерительных приборов (установленных в операторной) или выводимых на АРМ оператора, а при отсутствии - автоматизированного виброконтроля по показаниям переносных приборов
Плановый вибродиагностический контроль	СКЗ и спектральные составляющие виброскорости на подшипниковых опорах в трех взаимно перпендикулярных направлениях	Специалист по вибродиагностике	Согласно Приложению А, а также перед средним и капитальным ремонтами и после них
	СКЗ виброскорости на лапах корпуса насоса рядом с анкерными болтами, головках анкерных болтов в вертикальном направлении	Специалист по вибродиагностике	
Неплановый вибродиагностический контроль	Контролируемые параметры, их допустимые значения и место измерения соответствуют плановому диагностическому контролю	Специалист по вибродиагностике	Контроль выполняется при росте вибрации или появлении признаков дефектов.

Неплановый вибродиагностический контроль магистральных и подпорных насосных агрегатов проводится с целью определения неисправности в следующих случаях:

- если величина вибрации в любой из контролируемых точек превысила 80 % от аварийного значения вибрации для основных магистральных и подпорных насосов;

- если величина вибрации превысила базовое (значение, полученное после 72-х часовой обкатки нового насосного агрегата или после ремонта насосного агрегата) значение в 2 раза;

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

- если величина вибрации на лапах корпуса насоса или головках анкерных болтов превысила 1,8 мм/с;

- если при установившемся режиме перекачки происходит увеличение изменения вибрации на 2 мм/с от любого предшествующего измеренного уровня виброскорости на подшипниковой опоре;

- если присутствуют посторонние шумы или происходит повышение температуры подшипников.

Неплановый вибродиагностический контроль вспомогательных насосов рекомендуется проводить в случае появления посторонних шумов, выявляемых во время обхода.

Необходимость проведения непланового контроля определяет заместитель начальника НПС или инженер-механик НПС.

По результатам контроля принимается решение о выводе насосных агрегатов в ремонт (текущий, средний или капитальный) или продолжении эксплуатации.

5.2 Определение остаточного ресурса магистральных и подпорных насосов по вибрационному состоянию

Определение остаточного ресурса по вибрационному состоянию насосов проводится тогда, когда в процессе эксплуатации не выявлены или не устранены причины роста вибрации при соблюдении регламента по техническому обслуживанию и ремонту. Величина отклонения вибрационных параметров от исходного состояния определяется условиями, временем эксплуатации и качеством изготовления базовых узлов (корпуса, рамы, фундамента).

Для определения остаточного ресурса по результатам измерения вибрации для каждой контролируемой точки строится график (тренд) изменения среднего квадратичного значения виброскорости в зависимости от наработки [16].

Для каждого конкретного агрегата и его рабочего колеса рекомендуется получить тренд, на основе которого можно проводить прогнозирование остаточного ресурса.

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

Процесс прогнозирования остаточного ресурса агрегата по изменению уровня вибрации сводится к экстраполяции найденного тренда и определению момента пересечения его с линией предельного состояния. Точность прогноза повышается при увеличении количества проведенных наблюдений.

Полученный тренд используется только до вывода в ремонт или до замены рабочего колеса. После проведения вышеуказанных операций вновь проводятся измерения и на их основе определяют базовые характеристики вибрации.

Аналитическая зависимость, описывающая во времени изменение параметров вибрации насосов, принимается в виде функции [16]:

$$\widetilde{L_k} = \bar{L} + a(t_k - \bar{t}) \quad (5.1)$$

где $\widetilde{L_x}$ и $\bar{L}$ - текущее и среднее значения уровня вибрации насоса;

t_k и $\bar{t}$ - текущее и среднее значения временного интервала наблюдений;

a - безразмерный параметр, определяемый для каждого насоса.

При равноточных измерениях

$$\bar{L} = \frac{1}{N}\sum_{k=1}^{N} L_k \quad (5.2)$$

где N - число измерений;

Lk -фактическое (измеренное) значение уровня вибрации;

$$\bar{t} = \frac{1}{N}\sum_{k=1}^{N} t_k \quad (5.3)$$

$$\bar{t} = \frac{\bar{L}t - \bar{L}\cdot\bar{t}}{\bar{t} - (\bar{t})^2} \quad (5.4)$$

$$\bar{L}t = \frac{1}{N}\sum_{k=1}^{N} L_k t_k \quad (5.5)$$

$$\overline{t^2} = \frac{1}{N}\sum_{k=1}^{N} {t_k}^2 \quad (5.6)$$

Построение осуществляется в координатах *L, t* (рисунок 13.2).

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

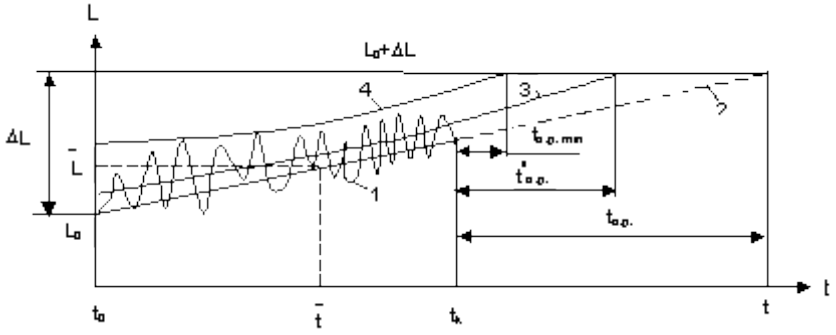

Рисунок 5.2- Схема определения остаточного ресурса по линейному тренду

1 - результаты измерений; 2 - тренд; 3 - доверительные границы тренда (S_L); 4 - доверительные границы прогнозных значений (S_T); $t_{o.p.}$ - время остаточного ресурса по результатам измерений; $t'_{o.p.}$ - время остаточного ресурса с учетом погрешностей измерения; to.p.min - время гарантированного периода надежной работы насоса.

Предельное состояние насосов характеризуется допустимым увеличением уровня вибрации в соответствии с РД 153-39ТН-008-96 до 7,1 мм/с для длительной эксплуатации и до 11,2 мм/с для ограниченного по времени периода эксплуатации.

Время остаточного ресурса насоса (от момента последнего измерения до достижения предельного состояния) определяется точкой пересечения линий тренда и предельного состояния по формуле [16]:

$$t_{o.p.} = (t_k - t_o)(\frac{\Delta L}{\bar{L}_k - \bar{L}_o} - 1) \quad (5.7)$$

где ΔL - допустимое увеличение уровня вибрации для данного типоразмера насоса;

$\bar{L}_o$- паспортные (базовые) уровни вибрации;

t_o - значение временного интервала, соответствующего $\bar{L}_o$.

Прогнозируемая величина гарантированного периода надежной работы $t_{o.p.min}$ определяется графически точкой пересечения линии предельного состояния с верхней доверительной границей прогнозного значения.

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

Для обеспечения необходимой для инженерных расчетов точности прогноза число измерений должно быть не менее 6.

5.2.1 Расчет остаточного ресурса НМ-10000-210

Результаты проведения вибродиагностического контроля приведены в Таблицах 5.5, 5.6.

Схема проведения вибродиагностического контроля приведена на Рисунке 2.

Таблица 5.5 − Результаты проведения вибродиагностического контроля до разборки технического устройства

Точка измерения	Направление измерения	СКЗ, виброскорости	Максимальное допустимое значение СКЗ виброскорости, мм/с
1	X(осевое)	2,5	4,5
	Y(поперечное)	2,8	
	Z(вертикальное)	2,6	
2	X(осевое)	2,5	4,5
	Y(поперечное)	2,5	
	Z(вертикальное)	2,6	
3	X(осевое)	3,0	4,5
	Y(поперечное)	2,7	
	Z(вертикальное)	2,4	
4	X(осевое)	2,9	4,5
	Y(поперечное)	2,5	
	Z(вертикальное)	2,8	

Таблица 5.6 − Результаты проведения вибродиагностического контроля после сборки технического устройства

Точка измерения	Направление измерения	СКЗ, виброскорости	Максимальное допустимое значение СКЗ виброскорости, мм/с
1	X(осевое)	2,5	4,5
	Y(поперечное)	2,6	
	Z(вертикальное)	2,5	
2	X(осевое)	2,6	4,5
	Y(поперечное)	2,5	
	Z(вертикальное)	2,5	
3	X(осевое)	2,6	4,5
	Y(поперечное)	2,4	
	Z(вертикальное)	2,4	
4	X(осевое)	2,6	4,5
	Y(поперечное)	2,5	
	Z(вертикальное)	2,6	

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

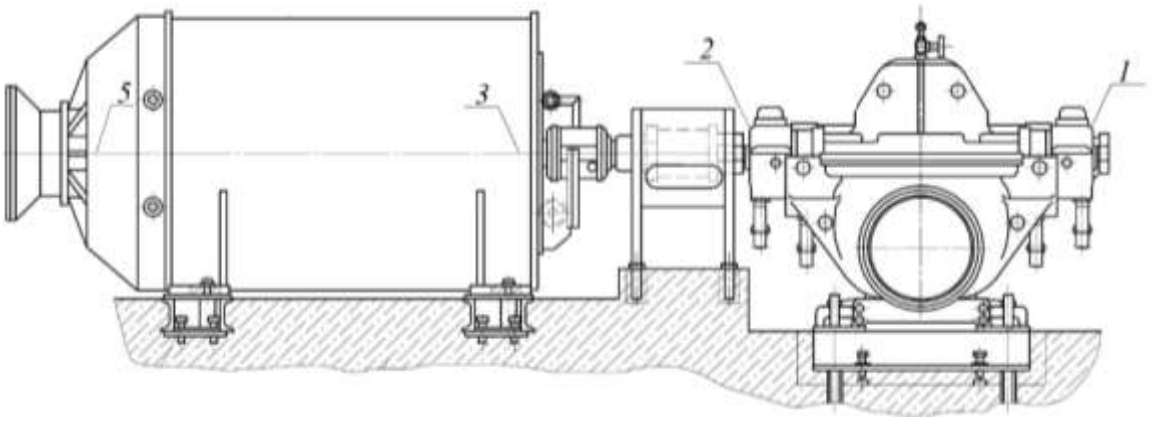

Рисунок 5.3 - Схема проведения вибродиагностического контроля НМ 10000-210

По результатам вибрационного контроля установлено, что измеренные значения виброскорости не превышают допустимые значения, согласно требованиям, РД 08.00-60.30.00-КТН-016-1-05. Руководство по техническому обслуживанию и ремонту оборудования и сооружений нефтеперекачивающтх станций.

Прогнозирование остаточного ресурса основано на возможности наблюдения и измерения, изменяющихся в процессе эксплуатации или испытаний параметров технического состояния изделия согласно:

$$Q = \frac{B_{пред} - B_2}{k_1}; \quad (5.8)$$

где: Q – остаточный ресурс, лет;

$B_{пред}$ – величина среднего квадратичного значения виброскорости принимается согласно РД 08.00-60.30.00-КТН-016-1-05;

B_1 и $B_2 \ldots B_n$ – результаты измерения виброскорости в моменты t_1 и $t_2 \ldots t_n$, мм/с.

$$k_1 = \frac{B_2 - B_1}{t_2 - t_1}; \quad (5.9)$$

где k_1 – градиент среднеквадратичного значения виброскорости по времени, $\frac{мм/с}{час}$.

Ресурс технического устройства определяется по минимальному ресурсу составных

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

Исходные данные для расчёта остаточного ресурса приведены в Таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Исходные данные для расчета остаточного ресурса

Номер измерения	**$T_{эксп}$, лет**	**$B_{пред}$, мм/с**	**Направление измерения**	**B_1, мм/с**	**B_2, мм/с**
1	10	6,3	X(осевое)	2,5	2,5
			Y(поперечное)	2,8	2,6
			Z(вертикальное)	2,6	2,5
2	10	6,3	X(осевое)	2,5	2,6
			Y(поперечное)	2,5	2,5
			Z(вертикальное)	2,6	2,5
3	10	6,3	X(осевое)	3,0	2,6
			Y(поперечное)	2,7	2,4
			Z(вертикальное)	2,4	2,4
4	10	6,3	X(осевое)	2,9	2,6
			Y(поперечное)	2,5	2,5
			Z(вертикальное)	2,8	2,6

Таблица 5.8 – Результаты расчета

Наименование узла технического устройства	**$T_{эксп}$, лет**	**k_1, $\frac{мм/с}{час}$**	**Q, лет**
Подшипниковый узел	10	12,86	более 4-х лет
Подшипниковый узел	10	6,43	более 4-х лет
Крепление	10	25,72	более 4-х лет
Крепление	10	19,29	более 4-х лет

По результатам расчета остаточный ресурс технического устройства составляет более 4-х лет.

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В процессе перекачки нефти насосные агрегаты и их технологические обвязки подвергаются значительным вибрационным нагрузкам, что приводит к падению КПД насоса и снижению потребляемой мощности, к значительным энергетическим и экономическим потерям. Правильное и точное проведение вибродиагностики позволяет постоянно контролировать техническое состояние насосного оборудования и качество его монтажа, своевременно выявлять дефекты, предотвращать внезапный выход из строя насосов.

В ходе научно-исследовательской работы требуется провести анализ существующих методов и средств измерения вибрации, изучить стандарты, определяющие требования к вибродиагностике насосных агрегатов и на основе полученных данных выявить наиболее подходящую измерительную систему для практического применения.

Целью данного раздела ВКР является определение наиболее экономически эффективного средства измерения вибрации.

6.1 Анализ конкурентных технических решений

Объектом анализа является виброанализатор для проведения диагностики технологической обвязки насосного агрегата.

Для сравнения взяты три виброанализатора: АДП-3101, КВАРЦ-2, АГАТ-М. В таблице 5 приведены характеристики данных приборов.

Таблица 6.1 – Технические характеристики виброанализаторов АДП-3101, КВАРЦ-2, АГАТ-М

Прибор	Число каналов	Диапазон частот, Гц	Число линий в спектре	Питание, масса, размер	Прочее
АДП-3101	4	0,5 ÷ 20000	3200	Акк1,6 кг 200*190*43	Балансировка
КВАРЦ-2	2	2 ÷ 40000	12800	Акк1,2 кг 150*170*43	Балансировка
АГАТ-М	2	2 ÷ 10000	800	Акк0,9 кг 220*110*38	Балансировка

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

Анализ конкурентных технических решений помогает внести коррективы в проект, чтобы успешнее противостоять соперникам. При проведении данного анализа необходимо оценить сильные и слабые стороны конкурентов. Для этого составлена оценочная карта (таблица 6.2).

Таблица 6.2 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	**Вес критерия**	**Баллы**			**Конкурентос-пособность**		
		Бф	Бк1	Бк2	Кф	Кк1	Кк2
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение производительности труда пользователя	0,05	5	5	5	0,25	0,25	0,25
2. Удобство в эксплуатации	0,05	5	4	4	0,25	0,2	0,2
3. Помехоустойчивость	0,05	5	5	5	0,25	0,25	0,25
4. Энергоэкономичность	0,04	5	4	5	0,2	0,16	0,2
5. Безопасность	0,1	5	5	5	0,5	0,5	0,5
6. Надежность	0,1	5	5	4	0,5	0,5	0,4
7. Простота эксплуатации	0,05	4	4	5	0,2	0,2	0,25
8. Возможность подключения в сеть ЭВМ	0,1	5	5	4	0,5	0,5	0,4
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,05	5	5	4	0,25	0,25	0,2
2. Уровень проникновения на рынок	0,05	5	5	4	0,25	0,25	0,2
3. Цена	0,07	4	3	5	0,28	0,21	0,35
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,13	5	5	4	0,65	0,65	0,52
5. Послепродажное обслуживание	0,06	5	5	4	0,3	0,3	0,24
6. Наличие сертификации	0,1	5	5	5	0,5	0,5	0,5
ИТОГО	1	68	65	63	4,88	4,72	4,46

* Бф – АДП-3101; Бк1 – КВАРЦ-2; Бк2 – АГАТ-М.

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

Конкурентоспособность конкурента К:

$$K = \text{В}i \times \text{Б}i \qquad (6.1)$$

где Вi – вес показателя (в долях единицы);

Бi – балл i-го показателя.

Полученные результаты расчета сведены в таблицу 6.1. В строке «Итого» указана сумма всех конкурентоспособностей по каждому из приборов.

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

Опираясь на полученные результаты расчётов, можно сделать вывод что, прибор АДП-3101 наиболее востребован и применим в условиях производства на предприятиях. Уязвимость конкурентов объясняется наличием таких причин, как высокая цена, сложность при эксплуатации, необходимость в более частой поверке приборов и меньший срок эксплуатации.

6.2 Планирование работ по проведению вибродиагностики технологической обвязки насосного агрегата

В данной работе проектная организация состоит из двух человек: руководитель проекта и инженер. Планирование работ позволяет распределить обязанности между исполнителями проекта, рассчитать заработную плату сотрудников, а также гарантирует реализацию проекта в срок. Последовательность и содержание работ, а также распределение исполнителей приведены в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Перечень этапов работ и распределение исполнителей

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

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

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

6.3 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты являются основной частью стоимости исследования.

Трудоемкость выполнения проекта оценивается в человеко-днях и носит вероятностный характер.

Среднее (ожидаемое) значение трудоемкости:

$$\text{tожi} = \frac{3\text{tmin i}+2\text{tmaxi}}{5} \qquad (6.2)$$

где tожi – ожидаемая трудоемкость выполнения *i*-ой работы, *чел.-дн.*;

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

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

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

$$\text{Tpi} = \frac{\text{tожi}}{\text{Чi}} \qquad (6.3)$$

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

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

Результаты расчета приведены в таблице 6.4.

6.4 Разработка графика проведения проекта

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

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

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

$$Tki = Tpi \times k\text{кал} \quad (6.4)$$

где *Tki*– продолжительность выполнения *i*-й работы в календарных днях;

Tpi– продолжительность выполнения *i*-й работы в рабочих днях;

kкал– коэффициент календарности

$$k\text{кал} = \frac{T\text{кал}}{T\text{кал} - T\text{вых} - T\text{пр}} \quad (6.5)$$

где *T*кал– количество календарных дней в году;

*T*вых– количество выходных дней в году;

*T*пр– количество праздничных дней в году.

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

$$\text{тожi} = \frac{3 \times \text{tmin i} + 2 \times \text{tmaxi}}{5} = \frac{3 \times 1\text{i} + 2 \times 6}{5} = 3 \text{ чел} - \text{дня}$$

$$\text{Tpi} = \frac{\text{тожi}}{\text{Чi}} = \frac{3}{1} = 3 \text{ дня}$$

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

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

$$Tki = Tpi \times k\text{кал} = 3 \times 1{,}22 = 3{,}66 \approx 4 \text{ дня}$$

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

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

$$Tki = Tpi \times k\text{кал} = 3 \times 1{,}47 = 7{,}64 \approx 8 \text{ дней}$$

Полученные результаты расчета занесены в таблицу 6.4.

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

Таблица 6.4 – Временные показатели проведения исследования

Название работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях *Tpi*		Длительность работ в календарных днях *Tki*	
	tmin,чел-дни		*tmax,чел-дни*		*tожi, чел-дни*					
	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер
Составление и утверждение технического задания на проведение исследования	1		6		3		3		4	
Изучение нормативно-технической документации		4		7		5,2		5,0		8
Составление плана исследования	2		4		2,8		2,8		3	
Определение и расчѐт нагрузок, воздействующих на трубопровод		5		10		7		7		10
Создание и расчѐт математической модели трубопровода		12		18		14		14		21
Проведение вибродиагностики		2		4		2,8		2,8		4
Разработка рекомендаций по снижению нагрузки на трубопровод		8		12		9,6		9,6		14
Оценка результатов исследования	3		5		3,8		1,9		3	
Составление пояснительной записки		6		10		7,6		7,6		11

На основе таблицы 6.5 строим календарный план-график (для максимального по длительности исполнения работ).

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

Таблица 6.5 – Календарный план-график проведения работ по проведению исследования

№	Вид работ	Исполнители	Tкi, кал. дни	Продолжительность выполнения работ										
				Фев.		Март			Апрель			Май		
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
1	Составление и утверждение технического задания на проведение исследования	Р	4											
2	Изучение нормативно-технической документации	И	8											
3	Составление плана исследования	Р	3											
4	Определение и расчѐт нагрузок, воздействующих на трубопровод	И	10											
5	Создание и расчѐт математической модели трубопровода	И	21											
6	Проведение вибродиагностики	И	4											
7	Разработка рекомендаций по снижению нагрузки на трубопровод	И	14											
1	Составление и утверждение технического задания на проведение исследования	Р	4											
2	Изучение нормативно-технической документации	И	8											

Обозначения:

■	Руководитель
□	Инженер

На основе данных графика (таблица 6.5) можно сделать вывод, что продолжительность работ по исследованию напряжѐнно-деформированного состояния трубопровода займет 8 декад. Начало разработки проекта придется на вторую декаду февраля и закончится первой декадой мая.

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

Длительность выполнения проекта в календарных днях равна

– 10 дней (длительность выполнения проекта руководителем);

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

– 71 день (длительность выполнения проекта инженером).

6.5 Бюджет затрат на исследование

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

– материальные затраты проекта;

-– затраты на специальное оборудование

– основная заработная плата исполнителей проекта;

– дополнительная заработная плата исполнителей проекта;

– отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);

– накладные расходы.

6.5.1 Расчет материальных затрат исследования

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

Таблица 6.6 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы Зм, руб.
Набор инструментов	шт	1	4880	4880
Перчатки	пара	3	91	273
Спецодежда	комплект	3	5600	16800
Каска	шт	3	250	750
Бумага для принтера формата А4 (500 листов)	пачка	2	270	540
Ручка шариковая	шт	6	25	150
Карандаш	шт	5	20	100
Краска для принтера	шт	1	600	600
Итого, руб.				24093

В сумме материальные затраты составили 24093 руб. Цены взяты средние по городу Томску.

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

6.5.2 Расчет затрат на специальное оборудование для проведения исследования

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

Все расчеты по приобретению спецоборудования, используемого для каждого исполнения, приведены в таблице 6.7.

Таблица 6.7 – Затраты на приобретение спецоборудования

№	Наименование оборудования			Количество единиц оборудования			Цена единицы оборудования, тыс. руб			Общая стоимость оборудования, тыс. руб.		
	Исп. 1	Исп.2	Исп.3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1	АДП -3101	КВАРЦ -2	АГАТ -М	1	1	1	390,2	542,8	327,6	390,2	542,8	327,6
2	Ноутбук Acer Swift 3 SF314-56-349F NX.H4CER.007			1	1	1	47,9	47,9	47,9	47,9	47,9	47,9
Итого:										438,1	590,7	375,5

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

$$З_{об1+дост} = З_{об1} \times 1{,}15 = 438{,}1 \times 1{,}15 = 503{,}815 \text{ тыс. руб.}$$

$$З_{об2+дост} = З_{об2} \times 1{,}15 = 590{,}7 \times 1{,}15 = 679{,}305 \text{ тыс. руб.}$$

$$З_{об3+дост} = З_{об3} \times 1{,}15 = 375{,}5 \times 1{,}15 = 431{,}825 \text{ тыс. руб.}$$

6.5.3 Основная заработная плата исполнителей исследования

Статья включает в себя основную заработную плату Зосн и дополнительную заработную плату Здоп.

$$Ззп = Зосн + Здоп \quad (6.6)$$

Дополнительная заработная плата составляет 12-20 % от Зосн.

Основная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Зосн = Здн \times Тр \quad (6.7)$$

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

где – Тр продолжительность работ, выполняемых исполнителем проекта, раб.дн. (таблица 6.5);

Здн– среднедневная заработная плата работника, руб.

$$Здн = \frac{Зм \times М}{F_д} \quad (6.8)$$

где – Зм – месячный должностной оклад работника, руб.;

М – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 28 раб.дней М =11 месяцев, 5-дневная неделя;

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

Fд – действительный годовой фонд рабочего времени исполнителей проекта, раб.дн.

Месячный должностной оклад работника:

$$Зм = Зтс \times (1 + k_{пр} + k_д) \cdot k_р \quad (6.9)$$

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

kпр – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от Зтс);

kд – коэффициент доплат и надбавок, принимаем 0,2;

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

6.5.4 Дополнительная заработная плата исполнителей исследования

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

Дополнительная заработная плата:

$$З_{доп} = kдоп \times Зосн \quad (6.10)$$

где kдоп– коэффициент дополнительной заработной платы (принимаем равным 0,18).

Оклады взяты в соответствии с занимаемыми должностями ТПУ.

Расчет заработной платы руководителя (шестидневная рабочая неделя):

$$Зм = Зтс \times (1 + k_{пр} + k_д) \times k_р = 27300 \times 1 + 0{,}3 + 0{,}2 \times 1{,}3 = 53235 \text{ руб.}$$

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

$$Здн = \frac{Зм \times М}{F_д} = \frac{53235 \times 10}{365 - 66 - 56} = 2191\ руб.$$

$$Зосн = Здн \times Тр = 2191 \times 7{,}7 = 16871\ руб.$$

$$З_{доп} = kдоп \times Зосн = 0{,}18 \times 16871 = 3037\ руб.$$

Расчет заработной платы инженера (пятидневная рабочая неделя):

$$Зм = Зтс \times (1 + kпр + kд) \times kр = 16200 \times 1 + 0{,}3 + 0{,}2 \times 1{,}3 = 31590\ руб.$$

$$Здн = \frac{Зм \times М}{F_д} = \frac{31590 \times 11}{365 - 117 - 28} = 1580\ руб.$$

$$Зосн = Здн \times Тр = 1580 \times 46{,}2 = 72996\ руб.$$

$$З_{доп} = kдоп \times Зосн = 0{,}18 \times 72996 = 12139\ руб.$$

Результаты расчета по заработной плате всех исполнителей проекта приведены в таблице 6.8.

Таблица 6.8 – Расчет заработной платы

Исполнитель проекта	Зтс, руб.	kпр	kд	kр	Зм, руб.	Здн, руб	Тр, раб. дн	Зосн, руб.	kдоп, руб.	Здоп, руб.	Итого, руб
Руководитель	27300	0,3	0,2	1,3	53235	2191	7,7	16871	0,18	3037	19908
Инженер	16200				31590	1580	46,2	72996		13139	86135

В результате данных расчетов посчитана основная заработная плата у исполнителей проекта. Из таблицы 12 видно, что ставка руководителя наибольшая, но итоговая основная заработная плата получилась наибольшей у инженера, так как основная заработная плата зависит от длительности работы проекта.

6.5.5 Отчисления во внебюджетные фонды

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

$$З_{внеб} = К_{внеб} \times (Зосн + З_{доп}) \qquad (6.11)$$

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

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

На 2019 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212- ФЗ (ред. От 19.12.2016) установлен размер страховых взносов равный 30 %.

Обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний осуществляется в Российской Федерации с января 2000 года в соответствии с Федеральным законом от 24.07.1998 № 125-ФЗ .

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс III с тарифом 0,4 согласно Приказу Минтруда России от 30.12.2016 N 851н (ред. от 10.11.2021).

В таблице 6.9 представлены результаты по расчету отчислений во внебюджетные фонды и страхование от несчастных случаев всех исполнителей.

Таблица 6.9 – Отчисления во внебюджетные фонды и страхование от несчастных случаев.

Исполнитель проекта	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель	16871	3037
Инженер	72996	13139
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,3	
Страхование от несчастных случаев (тариф 0,4)	0,004	
Итого		
Руководитель	6052	
Инженер	26185	

6.5.6 Накладные расходы

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

Накладные расходы:

$$З_{накл} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \times knp \qquad (6.12)$$

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

где knp– коэффициент, учитывающий накладные расходы, принимаем в размере 16 %.

$$З_{накл} = (З_м + З_{об} + З_{осн} + З_{доп} + З_{внеб}) \times 0{,}16$$

$$З_{накл1} = (24093 + 503815 + 89867 + 16176 + 31813) \cdot 0{,}16 = 106522 \text{ руб.}$$

$$З_{накл2} = (24093 + 679305 + 89867 + 16176 + 31813) \cdot 0{,}16 = 134600 \text{ руб.}$$

$$З_{накл3} = (24093 + 431825 + 89867 + 16176 + 31813) \cdot 0{,}16 = 95004 \text{ руб.}$$

6.5.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат на исследование является основой для формирования бюджета затрат проекта. Определение бюджета затрат на проект приведено в таблице 6.10.

Таблица 6.10 – Бюджет затрат на исследование

Наименование статьи	**Сумма, руб.**			**Примечание**
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	
1. Материальные затраты	24093	24093	24093	Пункт 5.1
2. Затраты на специальное оборудование	503815	679305	431825	Пункт 5.2
3. Затраты по основной заработной плате	89867	89867	89867	Пункт 5.3
4. Затраты по дополнительной заработной плате	16176	16176	16176	Пункт 5.4
5. Отчисления во внебюджетные фонды	31813	31813	31813	Пункт 5.5
6. Накладные расходы	106522	134600	95004	16% от суммы ст.1-5
Бюджет затрат на исследование	772286	975854	688778	Сумма ст.1-6

Бюджет затрат проекта по исполнению №1 равен 772286 руб., по исполнению №2 – 975854 рублей, по исполнению №3 – 688778 руб. Наибольший процент бюджета во всех случаях составляет дорогостоящее специальное оборудование (от 62 до 69%).

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

6.6 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 финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{финр}^{и\ спi} = \frac{Фpi}{Фmax} \quad (6.13)$$

где Iфинр – интегральный финансовый показатель разработки;

Фpi – стоимость i-го варианта исполнения;

Фmax – максимальная стоимость исполнения научноисследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Для 1-ого варианта исполнения имеем:

$$I_{финр}^{и\ сп1} = \frac{Фp1}{Фmax} = \frac{772286}{975854} = 0{,}791$$

Для 2-го варианта имеем:

$$I_{финр}^{и\ сп2} = \frac{Фp2}{Фmax} = \frac{975854}{975854} = 1$$

Для 3-го варианта имеем:

$$I_{финр}^{и\ сп3} = \frac{Фp3}{Фmax} = \frac{688778}{975854} = 0{,}706$$

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

$$Ipi = ai \times bi \quad (6.14)$$

где Ipi– интегральный показатель ресурсоэффективности;

ai– весовой коэффициент разработки;

bi– балльная оценка разработки, устанавливается экспертным путем повыбранной шкале оценивания.

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

Таблица 6.11 – Сравнительная оценка характеристик разрабатываемого проекта

Критерии	**Весовой коэффициент**	**Исп.1**	**Исп.2**	**Исп.3**
1. Безопасность	0,2	5	5	5
2. Надежность	0,2	5	5	4
3. Долговечность	0,2	5	5	3
4. Удобство в эксплуатации	0,15	5	3	3
5. Ремонтопригодность	0,15	4	4	5
6. Энергоэкономичность	0,1	4	5	4
Итого	1,00			

Рассчитываем показатель ресурсоэффективности:

$$I_{р-исп1} = 0{,}2 \cdot 5 + 0{,}2 \times 5 + 0{,}2 \times 5 + 0{,}15 \times 5 + 0{,}15 \times 4 + 0{,}1 \times 4 = 4{,}75$$

$$I_{р-исп1} = 0{,}2 \times 5 + 0{,}2 \times 5 + 0{,}2 \times 5 + 0{,}15 \cdot 3 + 0{,}15 \times 4 + 0{,}1 \times 5 = 4{,}75$$

$$I_{р-исп1} = 0{,}2 \times 5 + 0{,}2 \times 4 + 0{,}2 \times 3 + 0{,}15 \times 4 + 0{,}15 \times 5 + 0{,}1 \times 4 = 4{,}75$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки (Iиспi) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{испi} = \frac{I_{р-исп1}}{I^{и\ спi}_{финр}} \quad (6.15)$$

$$I_{исп1} = \frac{4{,}75}{0{,}791} = 6$$

$$I_{исп2} = \frac{4{,}55}{1} = 4{,}5$$

$$I_{исп2} = \frac{4{,}15}{0{,}706} = 5{,}88$$

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

$$Э_{срi} = \frac{I_{испi}}{I_{испi_min}} \quad (6.16)$$

$$Э_{ср1} = \frac{6}{4{,}55} = 1{,}32$$

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

$$Э_{ср2} = \frac{4,55}{4,55} = 1$$

$$Э_{ср3} = \frac{5,88}{4,55} = 1,29$$

Таблица 6.12 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,791	1,0	0,706
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,75	4,55	4,15
3	Интегральный показатель эффективности	6	4,55	5,88
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,32	1,0	1,29

6.7 Экономическая эффективность

Экономическая эффективность данного проекта заключается в переходе от планово-профилактического обслуживания к обслуживанию по фактическому состоянию оборудования, что позволит снизить финансовые затраты на ремонт и замену основного и вспомогательного оборудования НПС.

После анализа полученных данных определяем минимальные стоимости работ по ОТС насосов разной производительности (подачи) (таблица 6.13).

Таблица 6.13 – Минимальная стоимость работ по ОТС насосов

Вид работ	Единица измерения	Стоимость в базовых ценах 2001 г., руб.	Стоимость с учетом К=4,89 (на I квартал 2022 г.), руб.
ЭПБ насоса 10	$м^3/ч$	6 530,42	31 933,75
ЭПБ насоса 20	$м^3/ч$	6 999,13	34 225,74
ЭПБ насоса 50	$м^3/ч$	7 670,76	37 510,01
ЭПБ насоса 100	$м^3/ч$	8 221,32	40 202,25
ЭПБ насоса 150	$м^3/ч$	8 561,51	41 865,78
ЭПБ насоса 200	$м^3/ч$	8 811,39	43 087,69
ЭПБ насоса 250	$м^3/ч$	9 010,22	44 059,97
ЭПБ насоса 500	$м^3/ч$	9 656,91	47 222,28
ЭПБ насоса 1000	$м^3/ч$	10 350,02	50 611,59
ЭПБ насоса 1500	$м^3/ч$	10 778,31	52 705,93

Цены на промышленные насосы, которые монтируются на складах ГСМ и насосных станциях для перекачки нефтепродуктов ТУ 3631-120-75666544-2007, представлены в таблице 6.14

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

Таблица 6.14 – Цены на промышленные насосы ТК ЭЛЕКТРОМОНТАЖ

Нефтяные насосы КМ, КМС Наименование и марка	**Цена руб. с НДС**
Монтируются на складах ГСМ и насосных станциях для перекачки нефтепродуктов. ТУ 3631-120-75666544-2007	
КМ 100-80-160Е-м-ТД-У2 (100куб.м/ч;32м;15кВт) 1ExdIIBT4 с бачком охлаждения, стальная проточная часть, с местами под датчики, двойное торцевое уплотнение	234083
КМ 100-80-160Е-Т3-У2 (100куб.м/ч; 32м;15кВт) стальная проточная часть, одинарное торцовое уплотнение (178.00.00.00М-02)	195804
КМ 100-80-160Е-Т3-ХЛ2 (100куб.м./ч; 32м; 15кВт) стальная проточная часть, одинарное торцовое уплотнение (178.00.00.00М-14)	226044
КМ 100-80-160Е-м-ТМ-ХЛ2 (100куб.м./ч, 32м; 15кВт) стальная проточная часть, одинарное торцовое уплотнение+доп. манжета (1353.00.00.00-55)	236565
КМ 100-80-160Е-м-ТД-ХЛ2 (100куб.м/ч;32м;15кВт) 1ExdIIBT4 с бачком охлаждения, стальная проточная часть, с местами под датчики, двойное торцевое уплотнение	263542

Полученные данные говорят о том, что правильное и точное проведение вибродиагностики позволяет постоянно контролировать техническое состояние насосного оборудования и качество его монтажа, своевременно выявлять дефекты, предотвращать внезапный выход из строя насосов. Что позволит снизить финансовые затраты на ремонт и замену насосного оборудования.

6.7.1 Расчет стоимости проведения экспертизы насоса

Принимаем соотношение стоимости работ по ЭПБ к стоимости работ по ОТС насоса равным 30%.

Стоимость ЭПБ насоса определяется в зависимости от усложняющих факторов по формуле[27]:

$$С_{эксп.насос} = \left(С_{ед} + С_{ед} \cdot 30\%\right)/К_{общ} \cdot К_{инд}, \quad (6.17)$$

где $С_{эксп.насос}$ – стоимость ЭПБ насоса, руб.;

$С_{ед}$ – единичная стоимость работ по ОТС насоса, руб.;

$К_{общ}.$ – общий коэффициент (приложение Б),

$$К_{общ} = К_{район} \times К_{удал} \times К_{усл.ф.} \times К_{отс.док.} \times К_{попр}; \quad (6.18)$$

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

$К_{инд}$, – коэффициент инфляции на момент расчета стоимости работ (коэффициент перевода в текущие цены от 2001 г.).

Поправочные коэффициенты для расчета стоимости экспертизы промышленной безопасности взяты для Томской области. Расчет производится для насоса с подачей 100 м^3/ч.

$$К_{общ} = 1{,}7 \times 1{,}2 \times 1{,}2 \times 1{,}1 \times 1{,}2 = 3{,}23$$

$$С_{эксп.насос} = (40\,202{,}25 + 40\,202{,}25 \cdot 30\%)/3{,}23 \cdot 4{,}89 = 16180{,}47 \text{ руб.}$$

Стоимость проведения экспертизы насоса 100 м^3/ч для Томской области составит 16180,47 руб.

Заключение

В результате проведенного анализа конкурентных технических решений выбран наиболее подходящий виброанализатор для проведения диагностики технологической обвязки насосного агрегата – АДП-3101.

Построен календарный план-график проведения работ по проведению исследования каждого из исполнителей. Общее количество дней на выполнение исследования составляет 78 дня.

Бюджет затрат проекта с использованием виброанализатора АДП-3101 равен 772286 руб., с использованием КВАРЦ-2 – 975854 руб., с использованием АГАТ-М – 688778 руб. Наибольший процент бюджета во всех случаях составляет дорогостоящее специальное оборудование (от 62 до 69 %)

Сравнение эффективности проведения исследования по каждому исполнению показало экономическую целесообразность реализации работ с помощью виброанализатора АДП-3101, имеющего самый высокий показатель ресурсоэффективности Iр=4,75.

На основании полученных результатов данного раздела делаем вывод о том, что исследование напряженно-деформированного состояния технологического трубопровода является экономически обоснованным и оправданным. Стоимость проведения экспертизы насоса 100 м^3/ч для Томской области составит 16180,47 руб.

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

7. Социальная ответственность

В данной магистерской работе рассматриваются различные технологии увеличения межремонтного периода оборудования НПС. Основным рабочим местом при производстве работ является территория НПС и резервуарного парка на нефтеперекачивающей станции. Все работы проводятся как на открытом воздухе, так и в производственных помещениях.

7.1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при обслуживании и ремонте основного и вспомогательного оборудования НПС.

Таблица 7.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при ремонте и обслуживании основного оборудования НПС

Наименование видовработ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Открытие /закрытие станционных задвижек	1. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды;	1. Движущиеся механизмы, подвижные части производственного оборудования;	ГОСТ 12.1.005-88 ГОСТ 12.1.003-83 ГОСТ 12.1.012-04[20]
2. Обслуживание, ремонт насосных агрегатов	2. Превышение уровней шума и вибрации;	2. Электрический ток;	РД 153-39ТН-008-96
3. Контроль технологических параметров процесса перекачки товарной нефти	3. Отклонение показателей микроклимата в помещении;	3.Пожаровзрыво безопасность	РД 34.21.122-87 ГОСТ 12.1.101-76
4. Контроль УСВД	4.Недостаточная Освещенность рабочей зоны		РД 13.220.00-КТН-575-06 РД 153-39.4-056-00

7.1.1 Отклонение показателей микроклимата на отрытом воздухе, рабочей зоны

Постоянное отклонение метеоусловий на рабочем месте от нормальных параметров приводит к перегреву или переохлаждению человеческого организма и связанным с ними негативным последствиям:

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

- при перегреве – к обильному потоотделению, учащению пульса и дыхания, резкой слабости, головокружению, появлению судорог, а в тяжелых случаях – возникновению теплового удара;

- при переохлаждении возникают простудные заболевания, хронические воспаления суставов, мышц и др.

Работы ведутся в различных погодных условиях от минус 40°С до плюс 40°С.

Работающие на открытой территории в зимний период года должны быть обеспечены спецодеждой с теплозащитными свойствами, работа должна быть организована таким образом, чтобы рабочие имели возможность периодически находиться в теплом помещении.

Профилактика перегревания осуществляется организацией рационального режима труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом. От перегрева головного мозга предусматривают головные уборы, средства индивидуальной защиты.

7.1.2 Воздействие шумов

Превышение уровней шума возможно при работе насосных агрегатов, компрессорных установок и вентиляционного оборудования.

Действие шума на человека определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы и системы организма, в том числе шум приводит к снижению внимания и увеличению ошибок при выполнение различных видов работ, замедляет реакцию человека на поступающие от технических устройств сигналы, угнетает центральную нервную систему (ЦНС), вызывает изменения скорости дыхания и пульса, способствует нарушению обмена веществ, возникновению сердечнососудистых заболеваний, язвы желудка, гипертонических заболеваний.

Рассматриваемое рабочее место является постоянным и находится на территории предприятия. В соответствии с ГОСТ 12.1.003-83 [19] для рабочего места такого типа устанавливается эквивалентный уровень звука равный 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зонах с октавными уровнями звукового давления свыше 135 дБ в любой октавной полосе.

Основные методы борьбы с шумом:

- снижение шума в источнике (применение звукоизолирующих средств);

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

- средства индивидуальной защиты (беруши, наушники, ватные тампоны);
- соблюдение режима труда и отдыха;
- использование дистанционного управления при эксплуатации шумящего оборудования и машин.

7.1.3 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Для площадок, выделенных для размещения оборудования, необходимого для проведения работ, необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 2 лк независимо от применяемых источников света, за исключением автодорог.

При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов. Для освещения внутри колодцев и резервуаров должны применяться переносные светильники во взрывозащищенном исполнении напряжением не более 12 В.

7.1.4 Поражение насекомыми

При проведении работ в летнее время года возникает опасность в воздействие на здоровье человека различных видов насекомых, таких как, например, гнуса (комаров, мокрецов, мошек, слепней), блох, клещей и т.д., которые являются переносчиками возбудителей инфекционных заболеваний.

Для защиты работников от возможного негативного воздействия насекомых следует применять специальные средства индивидуальной защиты, такие как спецодежда и специальные средства, для обработки одежды и кожи.

Конструкция спецодежды должна обеспечивать защиту от клещей и насекомых за счет:

- плотного прилегания к телу пользователя по низу рукавов и брюк, горловине;
- отсутствия возможности проникновения клещей и насекомых к телу пользователя через застежки или вентиляционные отверстия;
- наличия капюшона;
- возможности применения двухслойного (или многослойного) пакета одежды;
- других элементов, обеспечивающих защиту.

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

7.2 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведѐнной среды

7.2.1. Безопасность при эксплуатации машин и механизмов

Движение машин происходит при перевозе мобильных комплексов очистки к месту их работ и обратно. Основными причинами опасностей, аварий и несчастных случаев, связанных с эксплуатацией транспортных средств является нарушение требований правил дорожного движения на улицах и дорогах, а также во всех местах, где возможно движение транспортных средств, например, внутризаводские территории.

В состав оборудования по обслуживанию и ремонту входят переносные маслостанции, электро и пневмо инструмент, которые в случае возникновения аварийной ситуации представляют собой серьѐзную опасность для работников. Поэтому в целях обеспечения безопасности такие агрегаты должны быть закрыты от общего доступа специальными щитами и перегородками, предусмотренными конструкцией.

7.2.2 Электробезопасность на рабочем месте

Статическое электричество образуется в результате ударов, трения двух диэлектриков друг о друга или о металлы.Опасность статического электричества заключается в возможности возникновения быстрого искрового разряда между частями оборудования или разряда на землю и в воздействие на человека.

Для обеспечения электростатической искробезопасностиосновного оборудования НПС необходимо:

- заземлить все электропроводные узлы и детали оборудования;
- исключить процессы разбрызгивания и распыления нефти;
- ограничить скорости заполнения полости насосных агрегатов нефтью для опрессовки допустимыми значениями.

Заземляющие устройства для защиты от статического электричества следует, как правило, объединять с заземляющими устройствами для электрооборудования или молниезащиты.

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

Величина сопротивления заземляющего устройства, предназначенного исключительно для защиты от статического электричества, допускается до 100 Ом.

Средства защиты от статического электричества должны соответствовать ГОСТ 12.4.124-83.

В качестве индивидуальных средств защиты от статического электричества могут применяться:

- специальная антиэлектростатическаяодежда;
- специальная антиэлектростатическаяобувь;
- предохранительныеантиэлектростатические приспособления (кольца и браслеты);
- антиэлектростатические средства защитырук.

Расчет устройства защитного заземления

Характеристика электроустановки- Агрегат нефтяной электронасосный центробежный магистральный типа «НМ» на подачи 10000 м3/ч предназначен для транспортирования по магистральным трубопроводам нефти с температурой до 80*С, кинематической вязкостью не более 3см2/с, с содержанием механических примесей по объёму не более 0,05% и размером не более 0,2мм. В качестве привода для насосов НМ 10000-210 применяются синхронные электродвигатели СТД 8000 и СТД 6300 напряжением 10 кВ с частотой вращения 3000 об/мин.

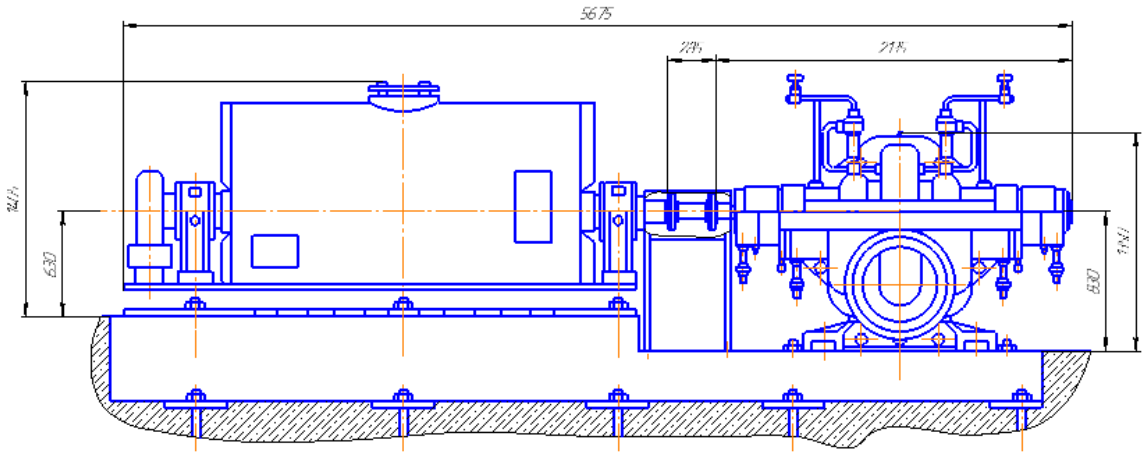

Рисунок 7.1- План электроустановки

Электроды заземления вертикальные (стержневые), забиваемые вертикально в землю, выполнены обычно из стальных труб диаметром 5-6 см с

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

толщиной стенки не менее 3,5 мм или из угловой стали с толщиной полок не менее 4 мм (обычно от 40х40 до 60х60 мм) длиной 2,5-3,0 м.

Требуемое сопротивление защитного заземления в соответствии с таблицей 3 не должно превышать Rз= Rн = 4 Ом.

Удельные сопротивления грунта растеканию тока короткого замыкания:

Грунт – Глина;Удельное сопротивление - 60 (м).

Значение повышающего коэффициента для вертикальных электродов, Кв=1,9.

Расчетное удельное сопротивление грунта, в котором предполагается размещать электроды заземления:

$$\rho_{Pасч} = \rho \cdot k \quad (7.1)$$

$$\rho_{Pасч} = 60 \cdot 1{,}9 = 114 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Принимаем сопротивление естественных заземлителей равным Re = 20Ом.

Определяем сопротивление растеканию тока с одного заземлителя.

Тип заземлителя - Трубчатый или стержневой у поврехности земли.

Рассчитывается по формуле:

$$R = \frac{\rho_{Pасч}}{2\pi L} \ln \frac{4L}{d} \quad (7.2)$$

$$R = \frac{114}{2 \cdot 3{,}14 \cdot 3} \ln \frac{4 \cdot 3}{0.06} = 32.05 \text{ Ом}$$

Определяем предварительно конфигурацию заземлителя (в ряд. прямоугольник) с учетом возможности размещения его на отведенной территории участка. Выбирем контурное размещение заземлителей. Контурный заземлитель размещается по периметру здания, длина которого Lг=136 м.

Определяем требуемое сопротивление искусственного заземляющего устройства:

$$R = \frac{R_e \cdot R_з}{R_e - R_з} = \frac{20 \cdot 4}{20 - 4} = 5 \text{ Ом} \quad (7.3)$$

Определим, предварительно, необходимое количество вертикальных заземлителей по формуле:

$$n = \frac{L_r}{a} \quad (7.4)$$

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

где Lr – длина горизонтального электрода, м; а – расстояние между вертикальными заземлителями, которое может быть равно одной, двум или трем длинам вертикальных заземлителей а=(1÷3)Lв

$$а=2\cdot3=9 \text{ м.}$$

$$n = \frac{136}{9} = 15 \text{ штук}$$

Определяем сопротивление растеканию тока с горизонтального заземлителя по формуле:

$$R\text{г} = \frac{\rho_{Расч}}{2\pi L\text{г}} \ln\frac{4L\text{г}^2}{0{,}5dt_0} = \frac{114}{2\cdot3.14\cdot136} \ln\frac{4\cdot136^2}{0{,}5\cdot0{,}0004\cdot0{,}5} = 2.7 \text{ Ом} \qquad (7.5)$$

Коэффициент использования вертикальных и горизонтальных электродов определяем, соответственно с учетом интерполяции ηв = 0,68 и ηг = 0,36.

Сопротивление растеканию группового искусственного заземлителя определяем по формуле:

$$R'_u = \frac{R_e \cdot R_\text{г}}{R_e \cdot \eta\text{г} + R_\text{г} \cdot \eta\text{в} \cdot n} = \frac{32\cdot2{,}7}{32\cdot0{,}68+2{,}7\cdot0{,}36\cdot15} = 2.3 \text{ Ом.} \qquad (7.6)$$

Общее сопротивление (действительное) заземляющего устройства:

$R_{зу} = \frac{R_e \cdot R'_u}{R_e - R'_u} = \frac{20\cdot2{,}3}{20-2{,}3} = 2.59$ Ом, что меньше требуемого по ГОСТ 12.1.030-81*.

7.2.3 Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте

Образование взрывоопасной среды при обслуживании и ремонте основного и вспомогательного оборудования НПС обусловлено двумя факторами:

Образование взрывоопасной смеси паров нефти и воздуха.

Горючие газы и пары легко воспламеняющихся жидкостей способны образовывать в смеси с кислородом воздуха взрывчатые смеси. Границы концентраций горючих паров в воздухе при которых возможен взрыв называются нижним и верхним пределом распространения пламени (НКПР и ВКПР).

С целью обеспечения взрывопожаробезопасности для всех веществ установлена предельно-допустимая взрывобезопасная концентрация (ПДВК), составляющая 5% величины НКПР.

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

Контакт пирофорных отложений с кислородом воздуха.

Для образования активных пирофорных соединений достаточно небольшого периода времени воздействия сероводорода на железо или его окислы. Поэтому удаление старых коррозионных отложений при очистке аппаратов не может полностью предохранить их от пирофорных явлений. Полной гарантией против этих явлений может быть только предварительное удаление из нефти и нефтепродуктов сероводорода и элементарной серы.

Для предупреждения самовоспламенения пирофорных отложений необходимо периодически очищать поверхность оборудования от продуктов коррозии.

Во время очистки поверхность оборудования необходимо непрерывно орошать (смачивать) водой. Резервуарные парки и отдельно стоящие резервуары должны оснащаться системами пенного пожаротушения и водяного охлаждения. На территории проведения ремонтных работ должны быть установлены знаки пожарной безопасности по НПБ160-97 для обозначения места расположения пожарного инвентаря, оборудования, гидрантов, колодцев и т.д., подходов к нему, а также для обозначения запретов на действия, нарушающие пожарную безопасность.

7.2.4 Повышенная температура поверхностей оборудования, материалов

В процессе проведения работ по обслуживанию и ремонту оборудования НПС возникает вероятность перегрева его механических частей и его поверхностей, что в свою очередь влечет за собой опасность получения работниками ожогов при соприкосновении с нагретыми поверхностями.

Для оценки риска ожога при соприкосновении кожи с горячей поверхностью необходимо измерить температуру этой поверхности.

Организационные меры:

- предупредительные (предупредительные сигналы, индикация и звуковые сигналы тревоги);
- инструктаж, обучение;
- техническая документация, инструкции пользователю.
- Меры персональной защиты:
- индивидуальное защитное снаряжение.

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

7.3 Охрана окружающей среды

В соответствии с Законом Российской Федерации «Об охране окружающей природной среды» от 19 декабря 1991 года вопросы охраны окружающей среды при магистральных нефтепроводах и нефтебаз решаются как комплексная задача, обеспечивающая сочетание экологических и экономических интересов. Охрана окружающей среды при эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз состоит в:

- соблюдении действующих стандартов, норм и правил в области охраны окружающейсреды;
- контроле степени загрязнения атмосферы, воды и почвы нефтью;
- контроле за утилизацией и своевременным удалением с территории твердых отходов;
- своевременной ликвидации последствий загрязнения окружающей среды;
- осуществлении мероприятий по сокращению загрязнения окружающей среды.

7.3.1 Анализ воздействия на атмосферу

К числу основных загрязняющих веществ, выбрасываемых из резервуаров, относятся углеводороды, образующиеся вследствие испарения нефти из резервуаров.Продукты испарения представляют собой тяжелый газ, около 80 % массового состава которого представляют собой высшие углеводороды, в том числе около 45 % - пропан, 23 - 25 % - бутан, а 12 - 14 % - пентан, относящиеся при нормальных условиях к жидкостям.

При разработке норм предельно допустимых выбросов загрязняющих веществ ватмосферу следует руководствоваться:

1) Законом РФ «Об охране окружающей природнойсреды»;

2) ГОСТ 17.2.3.02 – Охрана природы. Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями [18];

3) «Нормами естественной убыли нефти при приеме, отпуске ихранении»;

4) «Методикой расчета концентраций в атмосферном воздухе вредныхвеществ, содержащихся в выбросах предприятий» ОНД-86;

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

5) «Рекомендациями пооформлению и содержанию проекта нормативов предельно допустимых выбросов ватмосферу (ПДВ) для предприятия».

7.3.2 Анализ воздействия на гидросферу

Производственно-дождевые сточные воды нефтеперекачивающих станций и нефтебаз перед сбросом их в водоемы и водотоки должны быть очищены.

Нормы предельно допустимого сброса загрязняющих веществ со сточными водами устанавливаются в разрешениях на специальное водопользование в соответствии с «Инструкцией о порядке согласования и выдачи разрешений на спецводопользование» НВН 33.5.1.02.

Каре рабочих площадок должно быть всегда в исправном состоянии. При нарушении бетонного обвалования каре и гидроизоляции они должны быть восстановлены, особенно на территории, где существует угроза затопления их паводковыми водами.

7.3.3 Анализ воздействия на литосферу

Источниками загрязнения почвы нефтью на нефтеперекачивающих станциях магистральных нефтепроводов и нефтебазах являются:

- неплотности запорной арматуры, фланцевых и муфтовых соединений, сварных стыков;
- утечки вследствие коррозионных повреждений резервуаров;
- продукты зачистки полостей агрегатов и резервуаров.

Для предотвращения загрязнения почвы при разливах, отборе проб нефти из резервуаров и ремонтах необходимо устраивать закрытые дренажи в заглубленные резервуары с автоматической откачкой нефти.

Должен осуществляться постоянный надзор за герметичностью технологического оборудования, сальниковых устройств, фланцевых соединений, съемных деталей, люков и т.п. При обнаружении течи в швах или в основном металле, а также в оборудовании и арматуре, резервуар (емкость) должен быть освобожден от продукта и подготовлен к ремонту.

Обвалование резервуара (или их группы) должно поддерживаться в исправном состоянии и чистоте.

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

7.4 Защита в чрезвычайных ситуациях

При ремонте и обслуживании оборудования НПС возможно возникновение ЧС техногенного характера.

Одними из наиболее вероятных и разрушительных видов ЧС являются пожар или взрыв на рабочем месте. Пожарная безопасность резервуаров и резервуарных парков в соответствии с требованиямиГОСТ12.1.004-91 должна обеспечиваться за счет [19]:

- предотвращения разлива и растекания нефти;
- предотвращения образования на территории резервуарных парков горючей паровоздушнойсреды и предотвращения образования в горючей среде источников зажигания;
- противоаварийной защиты, способной предотвратить аварийный выход нефти изрезервуаров, оборудования, трубопроводов;
- организационных мероприятий по подготовке персонала, обслуживающегорезервуарный парк, к предупреждению, локализации и ликвидации аварий, аварийныхутечек, а также пожаров и возгораний.

Организационно-технические противопожарные мероприятия при проведении очистки резервуаров должны выполняться с соблюдением требований следующих документов – ГОСТ 12.1.004-91 [19], ППБ-01-93, ППБО-85, РД 153-39ТН-012-96 [20].

Для работников, занятых очисткой и ремонтом резервуаров, должны быть разработаны должностные инструкции, инструкции по технической и пожарной безопасности и журнал учета работ по зачистке резервуара. В этом журнале должны также отмечаться уровни загазованности, величины зарядов статического электричества и величины ПДПН.

Резервуарные парки и отдельно стоящие резервуары должны оснащаться системамипенного пожаротушения и водяного охлаждения согласно СНиП 2.11.03 [19].

Для обеспечения пожарной безопасности должна быть создана пожарная охранасогласно ВНПБ 2000 «Пожарная охрана объектов транспортировки нефти» [20], согласнокоторым определяется численность пожарной охраны и ее оснащение пожарнойтехникой.

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

Заключение

Тема социальной ответственности все больше актуализируется в сознании российского производства, так как предприятия и корпорации являются не только основой экономических отношений, но влияет на социальные процессы, протекающие в современном обществе. Производственные объединения становятся все более вовлеченными в жизнь общества, выходят за рамки их профессиональной ориентации. Они должен выстраивать отношения со множеством взаимозависимых лиц, так как на их деятельность, помимо внутренней среды, оказывает влияние внешнее окружение – власть, некоммерческие организации, потребители, СМИ, международные организации и партнеры, жители территории, на которой непосредственно расположено предприятие и т.д.

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

Заключение

При выполнении выпускной квалификационной работы было проведено исследование по оценке технического состояния оборудования с целью его эффективного и долговременного использования.

С целью соблюдения внутренней логики между разделами дипломной работы, произведено общее описание НПС, их классификация и применяемое оборудование, рассмотрено основное и вспомогательное оборудование, а также выявлены основные дефекты конструктивных элементов.

Поставленные цели работы были выполнены, а именно были взяты фактические значения текущих характеристик насоса НМ 10000-210, на их основе произвели расчет диагностирования по текущим характеристикам с целью определения износа его деталей на момент получения данных. Полученные пересчитанные характеристики удовлетворяют пределам паспортных значений, что позволяет сделать вывод о том, что насос находится в полностью исправном техническом состоянии, и внеплановых ремонтных работ не требует.

Вибродиагностика играет значительную роль в сфере диагностики насосных агрегатов. Внедрение средств технического диагностирования позволяет обеспечить:

1 Безаварийную работу;

2 Увеличение надёжности и ресурса;

3 Повышение безотказности и долговечности;

4 Прогнозирование остаточного ресурса;

5 Сокращение эксплуатационных затрат;

6 Уменьшение количества обслуживающего персонала;

7 Снижение затрат времени на ремонтные работы;

В результате выполнения работы были достигнуты поставленные цели и решены сформулированные задачи, показана практическая значимость работы,

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

получены теоретические навыки в вопросах увеличения межремонтного периода основного и вспомогательного оборудования НПС.

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

Список использованной литературы

1. ГОСТ 12124 – 87 «Насосы центробежные нефтяные для магистральных трубопроводов»;

2. Кумар Б. К., Ботаханов Е. К. Эксплуатация насосных и компрессорныхстанций: Учеб. пособие. – Алматы: КазНИТУ имени К. И. Сатпаева, 2015 – С. 392;

3. Ивановский В.Н., Сабиров А.А., Деговцов А.В., Пекин С.С., Донской Ю.А., Кривенков, С.В., Соколов Н.Н., Кузьмин А.В., «Проектирование и исследование характеристикстепеней динамических насосов». Учебное издание для научно-исследовательскойработы магистрантов по направлению – «Проектирование машин и оборудования дляэксплуатации нефтяных и газовых скважин»– М.: РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина,2014;

4. Шаммазов А.М., Александров В.Н., Гольянов А.И. Проектирование и эксплуатация насосных и компрессорных станций. – М.: ООО «НедраБизнесцентр», 2003. – 404с.;

5. Гумеров А.Г., Гумеров Р.М., Акбердин А.С. Эксплуатация оборудования нефтеперекачивающих станций. – М.: ООО «НедраБизнесцентр», 2001. – 475с.;

6. ГОСТ 12124-87 «Насосы центробежные нефтяные для магистральных трубопроводов. Типы и основныепараметры»;

7. НЭМ.Н12.165.000.00. ПС-Р. «Насос нефтяной магистральный типа «НМ» (прошедший капитальный ремонт имодернизацию)»;

8. Гумеров А.Г., Колпаков Л.Г., Бажайкин С.Г., Векштейн М.Г. Центробежные насосы в системах сбора, подготовки и магистрального транспорта нефти. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. – 295с.;

9. Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела. – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2001

10. Ишмухаметов И.Т., Исаев С.Л., Лурье М.В., Макаров С.П. Трубопроводный транспорт нефтепродуктов. – М: Нефть и газ, 2013. – 300с.;

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

11. Степанов А.И. «Центробежные и осевые насосы: Теория, конструирование и применение». – М., 1960 – с.50-80;

12. В.Н. Костюков «Основы виброакустической диагностики и мониторинга машин» // учеб. Пособ. / В.Н. Костюков, А.П. Науменко – Омск, 2011. Разд. 7, с.202-208,248-250;

13. Б.Л. Герике «Мониторинг и диагностика технического сотояния машинных агрегатов по параметрам вибрационных процессов. Часть1» // учеб. Пособ.– Кемерово, 1999 – 188 с.;

14. В.И. Иванов «Неразрушающий контроль. Метод акустической эмиссии» // справ. Изд/ В.И. Иванов, И.Э. Власов – М., 2005 – 829 с.;

15. А.С. Гольдин «Вибрация роторных машин» – М., 1999 – 344с.;

16. РД 08.00-60.30.00-КТН-016-1-05. Руководство по техническому обслуживанию и ремонту оборудования и сооружений нефтеперекачивающтх станций. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: http://tehlit.ru/1lib_norma_doc/54/54609/index.htm#i858851 (дата обращения: 17.05.22);

17. Васильев Г.Г., Коробков Г.Е., Коршак А.А. Трубопроводный транспорт нефти / Под ред. С.М. Вайнштока. – М.: ООО «НедраБизнесцентр», 2002. – Т. 1. – 407с.;

18. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – Введ. 01.01.1989. – М.: Изд-во стандартов, 1988. – 48с.;

19. ГОСТ 12.1.003-83. ССБТ. Шум. Общие требованиябезопасности. – Введ. 01.07.1984. – М.: Изд-во стандартов, 1983. – 13 с.;

20. ГОСТ 12.1.012-04. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. – Введ. 01.07.2008. – М.: Стандартинформ, 2004. – 16с.

21. РД 153-39ТН-008-96. Руководство по организации эксплуатации и технологии технического обслуживания и ремонта оборудования и сооружений нефтеперекачивающих станций. – Введ. 01.01.1997. – Уфа: ИПТЭР, 1997. – 147с.

22. СТО Газпром РД 1.14-127-2005. Нормы искусственного освещения. – Введ. 18.03.2005. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2002. – 186с.

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

23. ПМТ №51 от 18.12.98г «Правила обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальнойзащиты».

24. РД 34.21.122-87. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений. – Введ. 12.10.1987. – М.: Госстрой СССР, 1987. – 122с.

25. ГОСТ 12.1.010-76. ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования. – Введ. 01.01.1978. – М.: Изд-во стандартов, 2002. – 6с.;

26. РД 153-39.4-056-00. Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов. – Введ. 01.01.2001. – Уфа: ИПТЭР, 2000. – 134с.

27. Методика определения стоимости проведения экспертизы промышленной безопасности зданий, сооружений и технических устройств. Обоснование получения минимальной стоимости оценки технического состояния [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: https:// nkprom.ru/upload/prikazy/2%20Методика_расчета_стоимости_ЭПБ_2021.02.23.pdf (дата обращения: 20.05.22);

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

Приложение А

Периодичность технического обслуживания

Таблица 1 - Периодичность технического обслуживания, ремонтов и диагностического контроля магистральных, подпорных и вспомогательных насосов.

Тип насоса	Периодичность, не более, ч				
	ТО[1]	Планового[2] диагностического контроля	ТР	СР	КР
НМ 125-550 - НМ 710-280	500	2500	5000	10000	20000
НМ 1250-260 - НМ 5000-210	600	3000	6000	12000	24000
НМ 7000-210 - НМ 10000-210	600	3000	6000	12000	36000
24DVS-D	600	3000	6000	12000	36000
НГПНА 3600-120	800	3000	-	12000	36000
НМ 1250-400, НМ 500-800	500	2500	5000	10000	30000
16НД-10х1-24НД-14х1	700	2100	4200	8400	33600
14Н-12х2	700	2100	4200	8400	33600
НМП 2500-74 - НМП 5000-120	600	3000	6000	12000	36000
18DVS-F	600	3000	6000	12000	36000
НПВ 1250-60 - НПВ 5000-120	400	2000	4000	12000	24000
Вортингтон 26QLCM/2	500	2500	5000	15000	30000
НЦН-Е	700	2500	4200	8400	25200
12НДсН- 20НДсН	700	2100	4200	8400	20000
1Д200-90-1Д315-71	700	-	4200	-	25200
ЦНС 38- ЦНС 300	500	-	5000	-	10000
ЭЦВ 4 - ЭЦВ20	420	-	4200	-	25200
12НА-9х4, 12 НА-22×6	600	-	4200	-	25200
20НВ 22х3, 20НВ 22х2	500	-	4000	-	20000
К65-50-160 - К200-150-315	500	-	4000	-	24000
НВ 50/50, АХП 45/31	500	-	4000	-	12000
СМ 125-80-315/4 (ФГ 81/31)	600	-	4200	-	25200
Ш40-6; Ш5-25М; (РЗ-30 И)	600	-	4200	-	25200
НОУ 50-350, НВН 50-350	400	-	2000	-	4000
ГНОМ 25-20, ГНОМ 10-10	250	-	1250	-	2500

Примечания

1 Для насосов, имеющих малую наработку в течение года (менее 500 ч), ТО проводится не реже 1 раза в 6 месяцев.

2 Плановый диагностический контроль (виброобследование) вспомогательных насосов осуществляется 1 раз в 3 месяца.

Таблица 2 - Периодичность дефектоскопического контроля валов магистральных и подпорных насосов

Тип насоса	Периодичность дефектоскопического контроля, ч	
	При наработке вала до 50000 ч	При наработке вала от 50000 до 72000 ч
НМ 125-550 - НМ 710-280	10000	5000
НМ 1250-260 - НМ 5000-210	12000	6000
НМ 7000-210 - НМ 10000-210	12000	6000
24DVS-D	12000	6000
НГПНА 3600-120	12000	6000
НМ 1250-400, НМ 500-800	10000	5000
16НД-10х1-24НД-14х1	8400	4200
14Н-12х2	8400	4200
НМП 2500-74 - НМП 5000-120	12000	6000

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

Приложение Б

Analysis and diagnostics of the main equipment of the oil pumping station in order to extend the overhaul period

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ05	Антипенко Денис Владимирович		

Руководитель ВКР:

Должность	ФИО	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Валитова Елена Юрьевна		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков:

Должность	ФИО	Подпись	Дата
Профессор	Матвеенко Ирина Алексеевна		

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

Pumping units used at oil pumping stations of trunk pipelines.

A pump is a hydraulic machine in which the energy supplied from the outside (mechanical, electrical) is converted into the energy of the fluid flow.

A pumping unit is a pump, an engine and a device for transferring power from the engine to the pump, assembled into a single unit.

The classification based on the principle of operation is based on the differences between pumps in the mechanism of transferring energy supplied from the outside to the flow of liquid flowing through them. According to the principle of operation, pumps can be divided into two groups:

• dynamic;

• voluminous.

In dynamic pumps, the liquid acquires energy as a result of the force action of the working body in the working chamber on it. This group includes the following pumps:

• vane (centrifugal, diagonal and axial), in which the fluid flowing through the pump is constantly affected by the blades of the rotating impeller streamlined by it;

• vortex, in which a constant force effect on the fluid flowing through the pump is exerted by vortices breaking off from the grooves of the rotating impeller;

• jet, in which a constant force effect on the fluid flowing through the pump is exerted by a jet of liquid, steam or gas supplied from the outside, having high kinetic energy;

• vibratory, in which the force action on the fluid flowing through the pump is exerted by a piston valve performing a high-frequency reciprocating motion.

In volumetric pumps, the liquid acquires energy as a result of the action of the working body on it, which periodically changes the volume of the working chamber.

This group includes:

• piston and plunger, in which a piston or plunger (the length of its cylindrical part is much larger than its diameter) has a periodic force effect on the fluid flowing through the pump, performing reciprocating motion in the working chamber;

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

• rotary, in which the surfaces of gears or screw grooves located on the periphery of the rotating rotor have a periodic force effect on the fluid flowing through the pump.

The principle of operation of centrifugal pumps

In centrifugal pumps (Figure 1), the liquid moves axially from the suction nozzle to the central part of the impeller. In the impeller, the fluid flow rotates 90° and symmetrically relative to the axis of rotation spreads through the channels of the rotating wheel 1 formed by the walls of the front and rear discs 5 and the working blades 2. The working blades transfer the energy of the pump drive to the fluid. The static pressure in it and its speed increase. From the impeller 1, the fluid flow exits at a certain angle to the tangent of its outer diameter. Further, through the spiral outlet 3, the liquid enters the conical diffuser 4, where its kinetic energy is converted into potential.

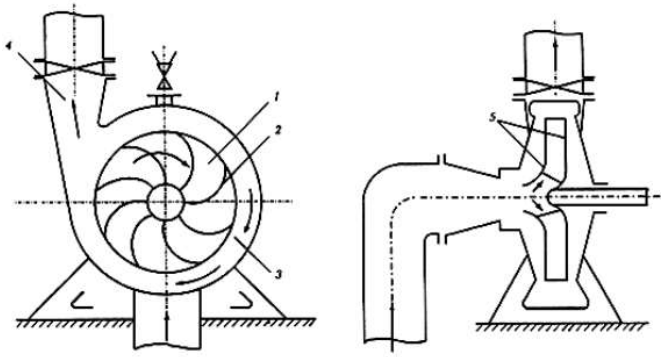

Figure 1- The principle of operation of the centrifugal pump (diagram of the centrifugal pump)

Technical requirements for pumps of main pipelines are regulated by State standards, according to which pumps can be used for pumping oil and petroleum products with a temperature of -5 ÷ +80 ° C, kinematic viscosity no higher than 3 · 10-4 m2 / s, with a content of mechanical impurities by volume no more than 0.05% and a size of no more than 0.2 mm. The general view of pumping units of various capacities is shown in Figure 2 and 3.

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

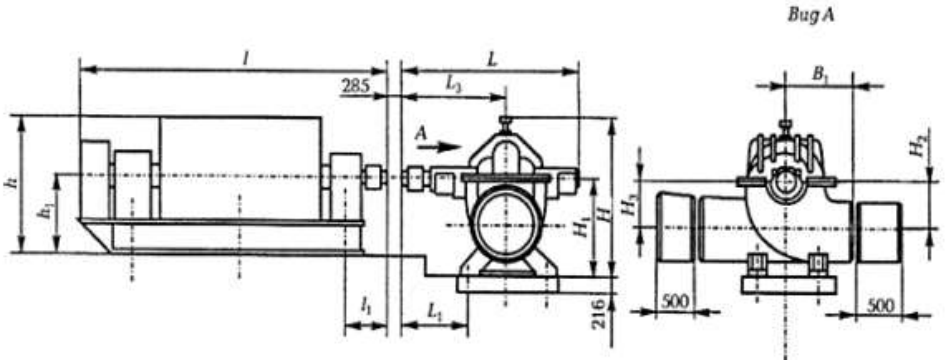

Figure 2- NM series pumping unit (capacity > 1250 m3/h)

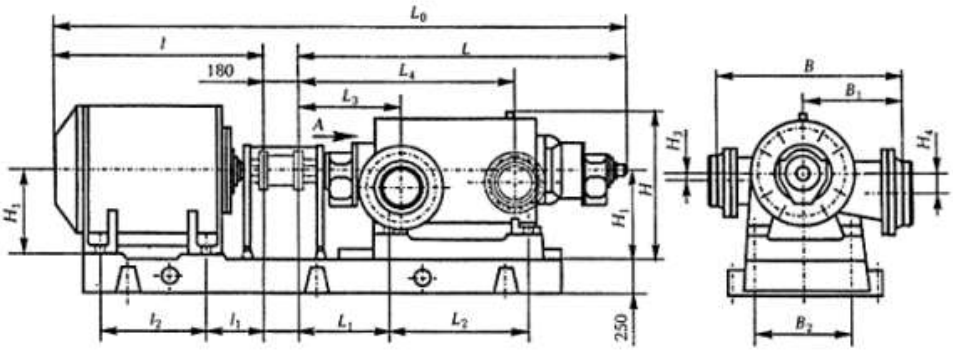

Figure 3- Pumping unit of the NM series (capacity < 1250 m3/h)

Schematically, the design of the main centrifugal pump for main pipelines is shown in Figure 4.

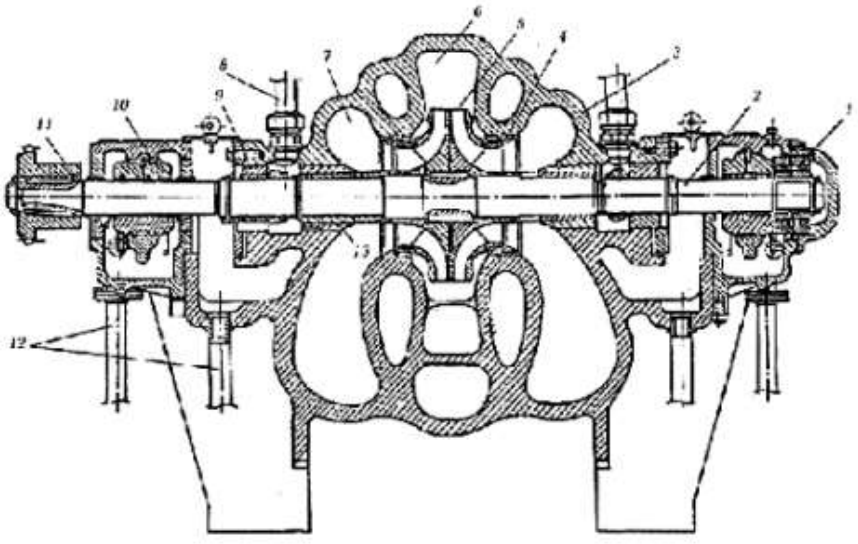

Figure 4- Diagram of the main main pump

As a rule, asynchronous or synchronous electric motors are used as a drive.

The engine is selected taking into account the following provisions:

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

- the provision of electricity to power electric motors must be designed for a total power of up to 20,000 kW;
- the connection of the pump shaft to the motor shaft should be the simplest.

Characteristics of mainline pumps

In the practice of operation of centrifugal pumps, three types of characteristics have become widespread: pump characteristics; private cavitation characteristics; cavitation characteristics.

The characteristic of the pump is the dependence of the main technical parameters of the pump (pressure H, power N and efficiency) on the supply Q at a constant speed and physical properties of the pumped liquid (density and viscosity) [3]. The catalogues show the characteristics of the main pumps according to factory tests on cold water. The launch into mass production of centrifugal pumps is carried out after industrial tests on oil in the conditions of operation of the pumping station. Figure 5 shows the characteristics of the pump NM 10000-210.

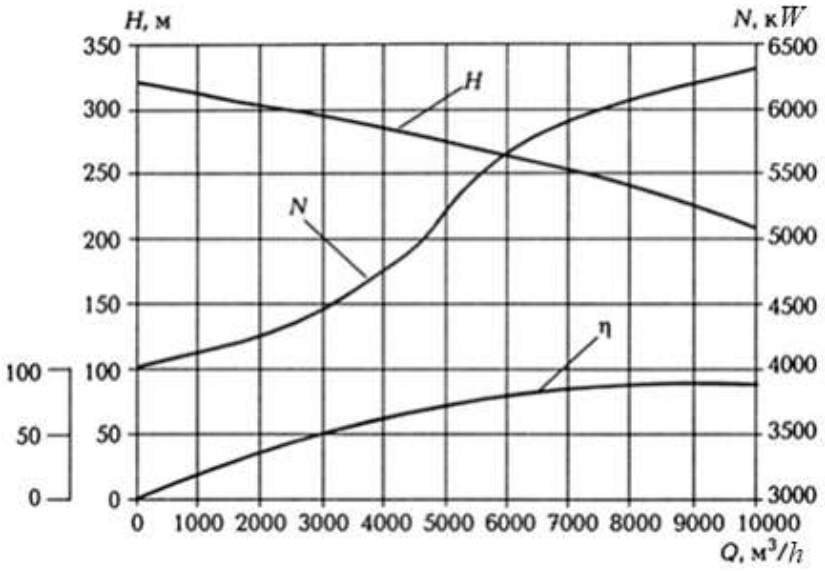

Figure 5- Characteristics of the main centrifugal pump NM 10000 – 210

Due to the peculiarities of the operation of oil pipelines, the following requirements are imposed on the characteristics of pumps [4]:

1) the pressure characteristic should be monotonously falling, flat. Monotony creates stable operation on the network in any range of feeds. With a flat characteristic,

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

throttling losses are reduced, the pressure in the pipe is stabilized, as a result of which the dynamic loads on the pipe are reduced;

2) the type of pump should be chosen so that the efficiency is the highest. NM type pumps have an efficiency of up to 89 %;

3) The efficiency should not decrease significantly in the widest possible range of feeds. The reduction in efficiency should not exceed 2 to 3% in the feed range of 0.8 to 1.2.

Formation of a maintenance and repair system based on the actual condition of oil equipment

Maintenance and repair system according to the actual technical condition.

The system of maintenance and repair according to the actual technical condition (TOR according to the technical condition) is based on carrying out preventive, restorative and diagnostic work at intervals of time (operating hours) determined by the actual reliability indicators, the results of previous diagnostic controls, the values of the parameters for assessing the operational condition of this type of equipment, taking into account the service life of each piece of equipment.

Considerable experience in the application of the actual condition allows us to assess the effect obtained:

1. Reduced maintenance costs by 75%,

2. Reducing the number of services by 50%,

3. Reduction of the number of failures by 70% in the first year of operation.

Necessary conditions for the use of maintenance according to the condition:

• economic feasibility;

• availability of the instrument base;

• methodology for determining the vehicle and its prediction;

• trained staff;

• controllability of the equipment;

In the maintenance and repair system, according to the actual technical condition, the following are performed:

• maintenance;

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

• diagnostic controls, including

• operational,

• planned,

• unplanned;

• repair according to the actual condition in the volume of current, medium and capital repairs;

• routine stops.

The duration and structure of the repair cycle, as well as the frequency of maintenance, diagnostic controls and repairs for each type of equipment are determined in the relevant RD in relation to the specific type of equipment.

For the TOP, according to the technical condition, the following are mandatory:

• carrying out diagnostic examinations with assessment of equipment operability and forecasting of further operation;

• performing repair work based on the results of diagnostic examinations;

• maintenance of regulatory, executive, operational (operational), diagnostic databases, formation of periodic reports on equipment operating time, maintenance of a database of failures, electronic storage of documentation on the organization and performance of repair work.

In order to identify the main objects subject to mandatory priority control, diagnostic examination and repair, all mechanical and technological equipment is divided into three conditional categories:

The first category is equipment that, from the point of view of safe operation and economic indicators, cannot be allowed to operate until failure, and therefore is transferred to the TOR system according to its technical condition, including: main technological equipment; main power equipment; as well as such as main pumping equipment; pipelines and pipeline fittings; oil supply systems, cooling; supply ventilation systems; leak pumping systems; fire extinguishing system; industrial sewerage; if any, etc.

The second category is equipment that, according to economic indicators, is transferred to the TOR system according to technical condition as needed, for example:

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

machine equipment; water supply and fecal sewerage system, sewage treatment plants; boilers and boiler auxiliary equipment, heating networks; compressors; etc.

The third category is equipment that, according to economic indicators, it is impractical to transfer to the TOP system according to technical condition: underground tanks, buildings and structures, with mandatory detours; water supply, if there are reserve water storage tanks.

The main document in the organization of maintenance and repair (TOR) according to the actual condition is the annual schedule of the frequency of maintenance, scheduled diagnostic controls and routine stops (or scheduled repairs in the case of maintenance of equipment according to the PPR system). Repairs according to the actual technical condition are carried out according to the results of planned or unscheduled diagnostic control. The type of TOR system for each type of equipment is approved by the chief engineer of the enterprise on the basis of the feasibility study.

This form of maintenance allows you to increase the repair period.

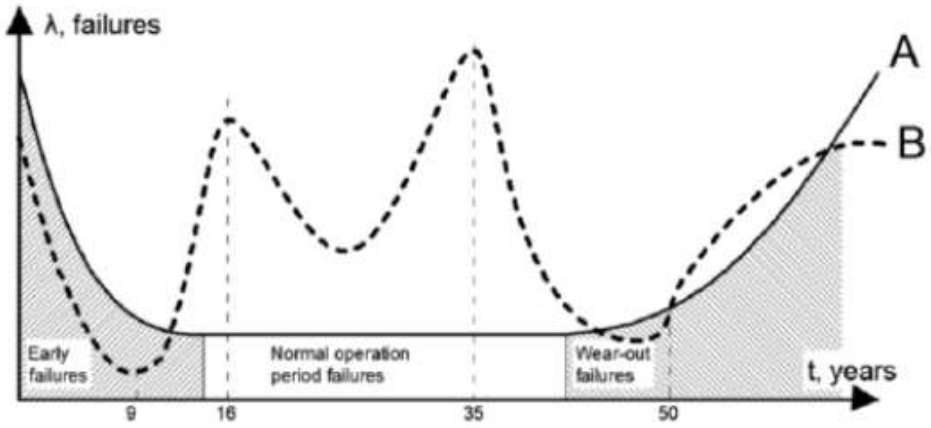

Figure 6. Time between equipment repairs

It is commonly supposed in the classical reliability theory that equipment while in operation passes through the following three stages in accordance with its operation lifetime: the early failures, the useful lifetime failures and the degradation failures (Fig. 1, A curve). On the first stage, that is the early failures stage, the manufacturing, mounting and adjustment defects are revealed. On the second stage, that is the useful lifetime failures stage, the random defects are predominantly revealed.

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

On the third stage, that is the degradation failures stage, the defects associated with equipment aging are revealed.

The average equipment failures number is the average statistical value for the particular equipment class during its useful lifetime. The failures probability dynamics is not considered in the present approach, which has an impact on the repair strategy. According to the B curve (Fig. 6) describes the statistical equipment age dependence of the failures and it differs from the A curve (Fig. 6) during equipment useful lifetime. Due to the curve shape change the repair strategy change is required.

Equipment condition control may allow to fide the optimal moment to repair. On the one hand it action can easy prevent the following outage, but on the other hand such repair is not always economically justified. It is very important to use financial resources to most critical equipment. That is why reliability calculation must be used while making decisions.

Organization and planning of maintenance and repair of equipment according to the actual technical condition.

The system of maintenance and repair according to the actual technical condition includes maintenance, diagnostic controls of the technical condition, performance of work during routine stops and restoration of working condition in case of deviation of the values of the diagnosed parameters from those established in the normative and technical documentation.

The executor of the planned diagnostic controls is a diagnostic team (with appropriate diagnostic equipment), the TDiNO service or the operational and repair personnel of the enterprise who have access to work with diagnostic equipment is recommended.

The result of the work of the diagnostic team of the TDiNO service should be a decision on the operability or inactivity of the equipment being diagnosed

The executor of operational control is the staff on duty, as well as ITR.

The analysis of changes in controlled parameters is carried out by the main specialists using a database on the nomenclature and initial parameters of the equipment.

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

In the event of a sharp change in the parameters constantly monitored (by the operator or telemetry devices), an unplanned diagnostic control is carried out with a subsequent decision on the withdrawal of this equipment for repair. The decision is made by the chief engineer in consultation with the chief mechanic.

Unplanned diagnostic control is carried out when, based on the results of operational control, a decision is made on the expected development of the defect. The analysis of changes in controlled parameters is carried out taking into account possible changes in technological modes. The need for unplanned control is determined by the chief engineer.

Repairs according to the actual technical condition are carried out according to the results of planned or unplanned diagnostic control.

The diagnosis of the technical condition is based on a comparison of the basic and actual characteristics of the equipment obtained over a certain period of time.

The basic characteristics are the characteristics obtained after the installation of new (or after major repairs) and fine-tuning of the operated equipment. These characteristics may differ from the passport ones due to the inconsistency of the production dimensions of the parts with the structural ones, wear of parts of the elements and working bodies of the equipment, errors in the recalculation of the production and technological characteristics of the equipment, etc.

The actual (current) characteristics are the characteristics obtained during a given period of time (during operation).

When switching to maintenance and repair according to the actual technical condition of the equipment, first of all, the basic characteristics of the equipment are clarified (and in some cases, new ones are removed).

Methods of inspection of main, back-up and auxiliary pumps

The scope of work during the technical inspection of main and back-up oil pumps is carried out taking into account the analysis of technical and operational documentation, as well as the results of visual inspection of equipment.

Technical inspection is subject to housings, shafts, mechanical seals, bearings, couplings, O-rings of the impeller, seats of parts.

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

Monitoring of equipment operability by vibration parameters.

To obtain additional information during vibration diagnostics of main and back-up pumping units, as well as for the period of temporary absence of permanently installed vibration measurement and control tools (verification, calibration, modernization), it is necessary to use portable (portable) vibration equipment.

The objectives of vibration diagnostics are:

- prevention of the development of defects in the unit and reduction of costs for its restoration,

- determination of the optimal technology for restoring the unit's operability, if the defect that has arisen excludes the possibility of its normal operation.

Advantages of vibration diagnostics:

• the method allows you to find hidden defects;

• the method, as a rule, does not require assembly-disassembly of equipment;

• short diagnostic time;

• the possibility of detecting malfunctions at the stage of their origin.

Each vibration measurement with portable equipment must be carried out in strictly fixed the same places, cleaned of dirt and body paint, marked with paint (marker) or any other mark.

When using portable vibration equipment, the vertical component of vibration is measured on the upper part of the bearing cover above the middle of the length of its liner.

The vibration measurement route on the bearing support points in Figure 7.

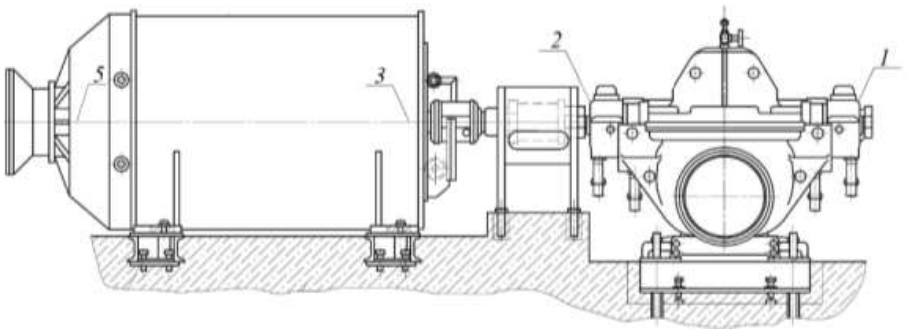

Figure 7- Scheme of vibrodiagnostic control NM 10000-210

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

To carry out vibration diagnostic controls, equipment is used both for measuring the average square value of vibration and universal vibration analysis equipment with the ability to measure the spectral components of vibration and amplitude-phase characteristics.

Vibrodiagnostic control and assessment of the general technical condition of the pumping unit is carried out according to the following criteria:

- according to the permissible vibration level;
- by the rate of vibration change relative to the basic characteristic;
- by spectral characteristics.

Diagnosis according to the first criterion is carried out by comparing the maximum current vibration value with the permissible vibration level.

Diagnosis according to the second criterion is carried out by comparing the change in the speed of the current RMS values of vibration velocity with the previous values, as well as the basic characteristics obtained after a 72-hour run-in of a new pumping unit or after repair.

Calculation of the residual resource NM-10000-210

The results of vibrodiagnostic control are given in Tables 8, 9

Table 8 − Results of vibrodiagnostic control before disassembly of the technical device.

Measurin point	**Direction of measurement**	**RMS value of vibrati velocity**	**Maximum permissible value RMS value vibration velocity, mm/s**
1	X(axial)	2,5	4,5
	Y(transverse)	2,8	
	Z(vertical)	2,6	
2	X(axial)	2,5	4,5
	Y(transverse)	2,5	
	Z(vertical)	2,6	
3	X(axial)	3,0	4,5
	Y(transverse)	2,7	
	Z(vertical)	2,4	
4	X(axial)	2,9	4,5
	Y(transverse)	2,5	
	Z(vertical)	2,8	

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

Table 9 − Results of vibrodiagnostic control after assembly of the technical device

Measurin point	Direction of measurement	RMS value of vibrati velocity	Maximum permissible value RMS value vibration velocity, mm/s
1	X(axial)	2,5	4,5
	Y(transverse)	2,6	
	Z(vertical)	2,5	
2	X(axial)	2,6	4,5
	Y(transverse)	2,5	
	Z(vertical)	2,5	
3	X(axial)	2,6	4,5
	Y(transverse)	2,4	
	Z(vertical)	2,4	
4	X(axial)	2,6	4,5
	Y(transverse)	2,5	
	Z(vertical)	2,6	

According to the results of vibration control, it was found that the measured values of vibration velocity do not exceed the permissible values, according to the requirements of RD 08.00-60.30.00-KTN-016-1-05.

The prediction of the residual resource is based on the possibility of observing and measuring the parameters of the technical condition of the product that change during operation or testing according to

$$Q = \frac{B_{пред} - B_2}{k_1}; \quad (1)$$

where: Q is the remaining resource, years;

The average quadratic value of the vibration velocity is assumed according to RD 08.00-60.30.00-CTN-016-1-05;

B1 and B2...Vp – the results of measuring vibration velocity at moments t1 and t2...tn , mm/s.

$$k_1 = \frac{B_2 - B_1}{t_2 - t_1}; \quad (2)$$

where k1 is the gradient of the RMS value of the vibration velocity in time, (mm/s)/hour.

The resource of a technical device is determined by the minimum resource of composite components.

The initial data for calculating the residual resource are given in Table 10.

Table 10 – Initial data for calculating the residual resource.

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

Measuring point	$T_{эксп}$, years	$B_{пред}$, mm/s	Direction of measuremen	B_1, mm/s	B_2, mm/s
1	10	6,3	X(axial)	2,5	2,5
			Y(transverse)	2,8	2,6
			Z(vertical)	2,6	2,5
2	10	6,3	X(axial)	2,5	2,6
			Y(transverse)	2,5	2,5
			Z(vertical)	2,6	2,5
3	10	6,3	X(axial)	3,0	2,6
			Y(transverse)	2,7	2,4
			Z(vertical)	2,4	2,4
4	10	6,3	X(axial)	2,9	2,6
			Y(transverse)	2,5	2,5
			Z(vertical)	2,8	2,6

Table 11 – Calculation results.

Name of the technical device node	$T_{эксп}$, years	$k_1, \frac{mm/s}{hour}$	Q, years
Bearing assembly	10	12,86	more than 4 years
Bearing assembly	10	6,43	more than 4 years
Bracing	10	25,72	more than 4 years
Bracing	10	19,29	more than 4 years

According to the calculation results, the residual life of the technical device is more than 4 years.

Based on the diagnosis, we can proceed to maintenance based on the actual condition. this reduces the downtime of the equipment, which increases the productivity and safety of the equipment.

Proper and accurate vibration diagnostics allows you to constantly monitor the technical condition of pumping equipment and the quality of its installation, timely identify defects, prevent sudden failure of pumps.

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК