

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Повышение ресурса работы ЦНС 180 для системы поддержания пластового давления

УДК 621.515-25:622.241.8

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-4ЕЗ1	Валиев Тимур Абдиравупович		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Запланированные результаты обучения по ООП

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

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

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Манабаев К.К.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-4Е31	Валиев Тимур Абдиравупович

Тема работы:

Повышение ресурса работы ЦНС 180 для системы поддержания пластового давления

Утверждена приказом директора (дата, номер)	№415/С 28.01.2018г.
---	---------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Повышение ресурса работы ЦНС 180 для системы поддержания пластового давления
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Аналитический обзор литературных источников с целью выявления современных методов решения поставленной задачи 2. Изучение имеющейся проблемы 3.разработать новый вариант узла гидравлической разгрузки осевого усилия ротора, не уменьшающего КПД насосного агрегата 5.Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

	6. Социальная ответственность
Перечень графического материала	1) Колесо рабочее насоса ЦНС 180 2) Насос центробежный ЦНС 180 3) Насосный блок ЦНС 180 4)Чертеж гидроразгрузки до 5)Чертеж гидроразгрузки после
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения	Рахимов Т.Р., к.э.н., доцент
Социальная ответственность	Король И.С., к.х.н., доцент

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

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-4Е31	Валиев Тимур Абдиравупович		

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

Инженерная школа природных ресурсов

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

Уровень образования: Бакалавриат

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

Период выполнения весенний семестр 2017/2018 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

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

Составил преподаватель:

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

СОГЛАСОВАНО:

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

Реферат

Работа содержит 9 рисунков, 2 таблицы, 26 формул, 5 глав, 3 приложения, 5 листов графического материала, 23 используемых источника.

Ключевые слова: поддержание пластового давления, центробежный насос секционный, гидропята, гидростатическое уплотнение, разгрузочный диск, дросселирование, гидростатическая жесткость.

Основным объектом изучения является узел разгрузки осевого усилия ротора центробежного насоса ЦНС 180.

Целью данной работы является повышение ресурса работы центробежного насоса ЦНС 180, в частности, модернизации узла разгрузки ротора. Для уменьшения осевого усилия предлагается установить узел с дросселирующим каналом между задней пазухой ступени насоса и камерой, тем самым повышая ресурс работы центробежного насоса ЦНС 180 без понижения КПД насоса.

В ходе работы были проанализированы основные виды уравновешивания ротора в многоступенчатых насосах, предложена конструкция узла, повышающего гидростатическую жесткость и КПД насоса без потерь энергии. Также проанализированы основные технико - экономические показатели, доказывающие целесообразность применения данной конструкции.

Содержание

Введение.....	10
1. Общие сведения о ППД	12
1.1. Оборудование нагнетательных скважин.....	15
1.2. Описание конструкции и назначение насоса ЦНС 180.	17
1.3. Принцип действия насоса ЦНС 180	20
1.4. Показатели надежности оборудования	23
1.5. Ремонт и обслуживание	27
2. Патентная проработка.....	29
2.1. Обоснование предмета поиска.....	29
2.2. Результаты поиска	29
3. Расчетно – конструкторская часть.....	32
3.1. Повышение надежности эксплуатации насосного оборудования для систем ППД.....	32
3.2. Уравновешивание ротора в многоступенчатых насосах	32
3.3. Классификация методов уравновешивания ротора.....	34
3.4. Конструктивное решение узла разгрузки с дросселирующим каналом между задней пазухой ступени насоса и камерой	41
3.5. Модернизация узла разгрузки насоса ЦНС 180	44
3.6. Расчет шпоночного соединения	50
3.7. Испытание и сдача насоса ЦНС-180 в эксплуатацию	52
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	56
4.1. Потенциальные потребители результатов исследования.....	57
4.2. Анализ конкурентных технических решений	58
4.3. SWOT – анализ	60
4.4. Технология QuaD	62
4.5. Планирование научно-исследовательских работ	64
4.6. Бюджет научно-технического исследования	67

5. Производственная безопасность	81
5.1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды	81
5.2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды.....	83
5.3. Экологическая безопасность	85
5.4. Безопасность в ЧС.....	86
5.5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	90
Заключение	93
Список использованных источников	95
Приложение А. Нормы технологического режима	98
Приложение Б. Способы осевого уравнивания.....	99
Приложение В. Усредненные показатели насосов до и после модернизации	100

Введение

В России и странах СНГ в системах ППД в основном используются насосы типа ЦНС. К примеру, в настоящее время в нефтяную отрасль поставлено более 10 000 штук насосов ЦНС 180, это составляет значительную часть всего насосного оборудования систем ППД. В связи с нехваткой традиционных нефтегазоносных регионов и освоением месторождений Восточной Сибири, нефтедобывающие предприятия всегда испытывают потребность в таких насосах, при этом нефтяники предъявляют все более и более жесткие требования к их качеству и техническим параметрам. Эффективность работы систем поддержания пластового давления в основном зависит от надежности работы насосного оборудования. Обслуживание по обеспечению надежности насосного оборудования должны выполняться не только производителем, но и эксплуатирующей организацией, специалистам которой нужно обеспечить правильный и персональный подбор насосного оборудования, нормальные режимы технической эксплуатации, своевременное, а так же качественное проведение ремонта.

Эффективность работы системы ППД значительно зависит от технического состояния эксплуатируемого оборудования. Система планово - предупредительного ремонта и обслуживания оборудования, применяемая к ним, не отвечает современным требованиям. В начале 2000 г. несколько нефтяных компаний начали переходить к более прогрессивному направлению - организации технического обслуживания насосного оборудования и его технического состояния по факту, на базе мониторинга главных параметров. Но все же, капитальный ремонт ЦНС — обслуживание довольно дорогостоящее, обходится предприятию в миллионы рублей. А если учитывать, что среднее количество этих насосов в нефтяной компании доходит до 60 штук, то очень просто подсчитать полную стоимость такого ремонта. Сумма в итоге увеличивает себестоимость добываемой нефти. Всем известно, что в современных экономических условиях основная цель любого

предприятия - достижение максимальной прибыли. Добиваются этого и за счет уменьшения текущих производственных затрат. И основная задача механиков, специалистов ППД — увеличить срок работы насосов после ремонта. На языке нефтяников звучит это так — «увеличение наработки на отказ насосов системы ППД». Для того чтобы центробежные насосы работали в оптимальном режиме, реже ломались и служили намного дольше, каждый год формируются мероприятия для снижения количества отказов, увеличению наработки на отказ, улучшению качества капремонта и снижению затрат на покупку запасных частей.

Это все потребовало разработку методов и технических решений, нацеленных на повышение эффективности работы систем ППД благодаря оптимизации технологии, усовершенствования характеристик и повышения технического уровня насосного оборудования, учитывая их конструктивные особенности и условия эксплуатации.

1. Общие сведения о поддержании пластового давления

С самого начала развития нефтяной промышленности до 40-х годов XX века залежи получали на режимах истощения, при которых извлекали не больше 25% нефти от изначальных запасов. Весьма редко встречался естественный водонапорный режим. К тому же периоду можно отнести применение для отбора остаточных запасов, так называемые вторичные методы добычи нефти - закачка воздуха и горячей газовой смеси.

В конце 40-х годов начался новый этап в развитии технологии нефтедобычи - быстрое внедрение заводнения как на энергетически истощенных (вторичный метод добычи нефти), так и на вводимых в разработку (первичный метод) месторождениях. Из-за доступности воды, простоты закачки и высокой эффективности вытеснения нефти водой, обычное заводнение широко применялось еще длительное время. На месторождениях, разработанных заводнением залежей, сейчас добывается около 90% от всего уровня добычи нефти, в пласты закачивается более 2,5 млрд м³ воды в год.

Заводнение, как независимый метод разработки при хороших физико-геологических условиях, помогает достичь коэффициента нефтеотдачи 0,65-0,7. Но при заводнении месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, (высокая вязкость нефти, маленькая проницаемость и большая неоднородность пластов) коэффициент нефтеотдачи уменьшаются до 0,3-0,35 при увеличении кратности промывки с 0,8-1 до 5-7, а при вязкости нефти более 25-30 мПа - заводнение становится малоэффективным. Из-за этого перед нефтяниками возникает проблема повышения нефтеотдачи пластов, которая заключается в увеличении эффективности заводнения, как основной технологии и в отборе остаточной нефти из заводненных зон (третичные методы добычи) и из залежей, которые разработаны при других режимах истощения и вытеснения.

ППД прилагает к гидродинамическим методам повышения нефтеотдачи, и кроме этого обеспечивает интенсивность процесса разработки, поддерживает либо повышает пластовое давление.

На практике применяются нижеперечисленные системы заводнения:

1. Законтурное заводнение - применяется на небольших по размерам залежах с однородными коллекторами с хорошей проницаемостью. Нагнетательные скважины расположены на расстоянии 1000–1200 м от внешнего ряда добывающих скважин для однородных, и для неоднородных с низкой проницаемостью - 600–700 м.

2. Приконтурное заводнение - применяется при низкой проницаемости. Нагнетательные скважины размещены на маленьком расстоянии от контура нефтеносности либо непосредственно именно на этом контуре в более проницаемых частях залежи.

3. Внутриконтурное заводнение - применяется при разработке больших по размерам нефтяных залежей. Площадь залежи разрезается рядами нагнетательных скважин, которые в свою очередь разрабатываются как участки самостоятельные. При закачке воды на линиях нагнетательных скважин образуются зоны с повышенным давлением. Очаги, образованные возле нагнетательных скважин, сливаются в валы, движение которых можно контролировать.

4. Блочное заводнение – когда залежь разрезают на самостоятельные участки с помощью рядов нагнетательных скважин, которые расположены перпендикулярно оси структуры (5 рядов добывающих скважин, каждый нагнетательный ряд действует на 2,5 ряда добывающих скважин).

5. Очаговое заводнение - при сочетании с внутриконтурным заводнением, на отдельных участках при падении давления и снижаются объемы отбираемой нефти.

Система ППД обеспечивает требуемый технологический режим добычи нефти с помощью кустовых (КНС) и блочно-кустовых (БКНС) насосных станций, в состав которых входят центробежные насосы ЦНС,

ЦНСА производства ОАО «СМНПО им. Фрунзе», ГУП «Воткинский завод», ОАО «На-сосэнергомаш». Насосные агрегаты для закачки воды относятся к сложным и энергоемким видам нефтяного оборудования. Для привода таких насосов применяются высоковольтные асинхронные двигатели типа 4АРМ производства НПО «ЭЛСИБ» (г. Новосибирск) и синхронные двигатели типа СТД, СТДМ производства ОАО «Привод» (г. Лысьва). В основном эти двигатели имеют мощность 400-4000 кВт, частоту вращения 3000 Гц, напряжение 6 кВ.

Система ППД представляет из себя комплекс технологического оборудования, который нужен для подготовки, транспортировки, закачки рабочего агента в пласт нефтяного месторождения и для поддержания пластового давления для достижения максимальных показателей отбора нефти из пласта.

Система ППД должна обеспечивать:

- Объемы закачки воды в продуктивные пласты и давления ее нагнетания по скважинам участка, объектам разработки и месторождения в соответствии с технологическими схемами и проектами разработки
- Подготовку закачиваемой воды до нужной кондиции (по составу, физическим и химическим свойствам, содержанию примесей, кислорода, микроорганизмов), удовлетворяющих требованиям технологических схем и проектов разработки
- Возможность систематических замеров приемистости скважин, учета закачки воды, как по каждой скважине, их группам, по пластам и объектам разработки, так и по месторождению, контроль ее качества
- Надежность и герметичность эксплуатации, применение к ним замкнутого цикла водоподготовки и заводнения при помощи сточных вод
- Возможность изменения режима закачки воды в скважинах, проведение ГРП и ОПЗ для повышения приемистости пластов, охват

их заводнением, регулировка процесса вытеснения нефти к забоям в эксплуатационных скважин.

Мощность сооружений систем заводнения должна обеспечивать осуществление максимальной закачки для каждого технологического блока (площадки) разработки.

Система ППД состоит из следующих технологических узлов:

- система нагнетательных скважин;
- система трубопроводов и распределительных блоков (ВРБ);
- станции по закачке агента (БКНС) и оборудование для подготовки агента для закачки в пласт.

1.1. Оборудование нагнетательных скважин

Устройство нагнетательной скважины для добычи нефти разработано так, чтобы нагнетать воду или газ в:

- газовую шапку, другими словами законтурные области залежей нефти путем использования методов поддержания необходимого уровня давления;
- по всей площади месторождения. Обычно этому способу отдают предпочтение при вторичных методах нефтедобычи.

Конструкция нагнетательных скважин, как говорилось выше, напрямую зависит от характера работ оборудования и месторождения.

В зависимости от характеристик горных пород определяется нужное оборудование нагнетательных скважин:

- в случае, если горные породы, где производится добыча полезных ископаемых, устойчивы, забой остается не обсаженным;
- в случае, если горные породы неустойчивы, осуществляются спуск обсадной колонны в зону забоя. При этом важно перфорировать призабойную область.

Схема нагнетательной скважины для добычи нефти предусматривает наличие устья. В данном случае оно оборудуется при помощи манометров и задвижек, а в глубокую область помещают специальные насосно-

компрессорные трубы. Трубы размещают до уровня кровли поглощающего пласта.

Также оборудование нагнетательных скважин должно обеспечивать герметичность. Для этого, чтобы герметичность была допустимой, нужно цементировать пространство за колоннами на всю длину ствола нефтяной скважины от устья до забоя. В случае же, если почва и горная порода особенно неустойчивы, необходимо дополнительно использовать пакеры. Схемы оборудования нагнетательных скважин предусматривают наличие перегородок, манометров и компрессоров.

К конструкции нагнетательных скважин предъявляются следующие требования:

1. Параметры бурового раствора при вскрытии продуктивных пластов в нагнетательных скважинах должны соответствовать требованиям, прописанных в проектах на строительство данной категории скважин.

2. Конструкции нагнетательных скважин (диаметры их обсадных колонн, высота подъема цемента и др.) обосновываются в технологических проектных документах на разработку месторождений. Они должны обеспечивать:

- возможность закачки объемов воды и проведение геолого-технических мероприятий при заданных рабочих давлениях;

- производство всех типов ремонта и исследований при помощи использования соответствующего оборудования, приборов, аппаратуры и инструментов;

- надежное разобщение пластов и объектов разработки.

3 Для обеспечения запланированных показателей приемистости и охвата закачкой всего вскрытого продуктивного разреза конструкцию забоя нагнетательной скважины нужно сделать такой, чтобы фильтрующая поверхность пласта была максимально открытой.

1.2. Описание конструкции и назначение насоса ЦНС 180.

Насосы типа ЦНС 180 (Рисунок 1) - горизонтальные, секционные, многоступенчатые, с односторонним расположением рабочих колес, оборудуются в общепромышленном исполнении.

Насосный агрегат ЦНС 180 -500....900А имеет обозначение:

Ц – центробежный Н – насос; С - секционный;

180 - номинальная подача в м³/час;

Цифры после тире - напор, развиваемый насосом в номинальном режиме, м;

Буква А указывает на агрегатную постановку;

После буквы А указывается климатическое исполнение У и категория размещения при эксплуатации по ГОСТ 15150-69

Центробежные насосы типа ЦНС 180 (высоконапорные) предназначены для перекачивания воды температурой от 274 до 318К (от 1 до 80°С), с размером твердых частиц не более 0,2 мм; для нагнетания в скважину подтоварной воды для поддержания пластового давления. Конструкция насосов типа ЦНС 180 разработана с учетом создания на одной корпусной базе трех модификаций с давлением нагнетания 9,5 - 19 МПа. Также допустимо изменение рабочих характеристик посредством уменьшения числа ступеней (не более 2) с установкой проставочных втулок, без изменения привязочных размеров, с обязательной динамической балансировкой ротора. Нормы технологического режима указаны в приложении А. [19]

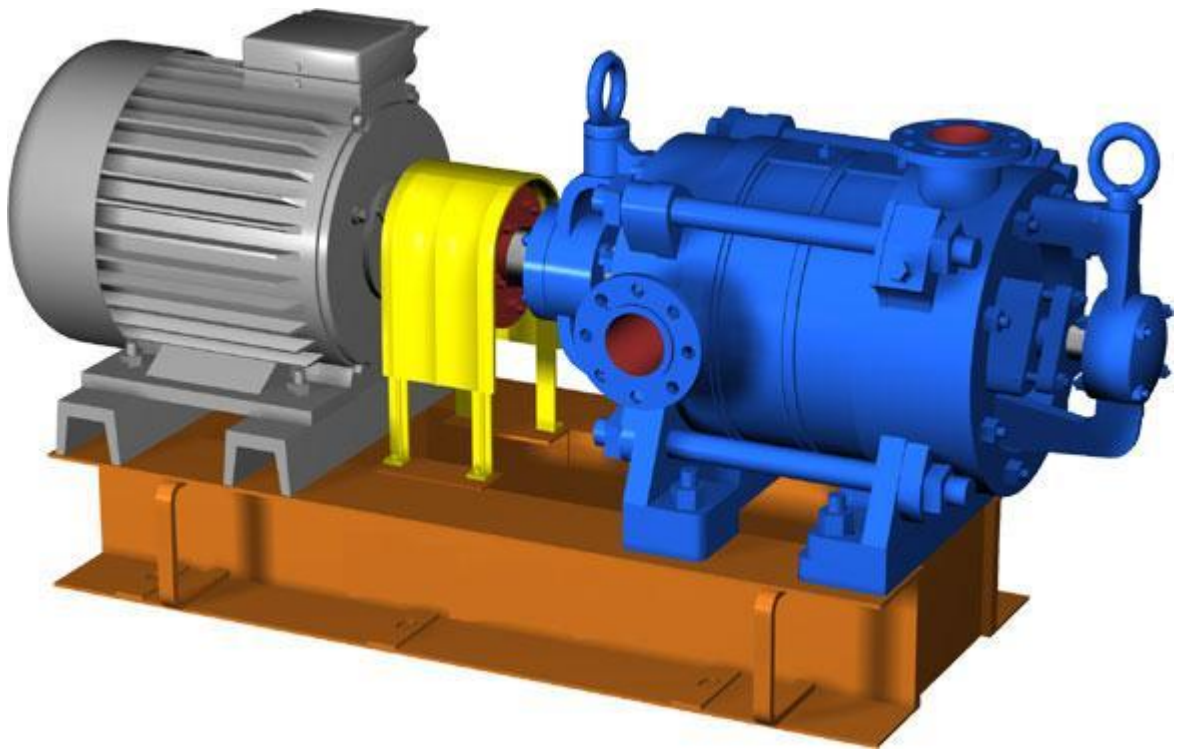


Рисунок 1 - Насос типа ЦНС 180 М

В состав насосного агрегата входят:

- насос
- электродвигатель
- плита фундаментная
- кожух для ограждения муфты

Центробежные насосы ЦНС 180-500...900 – секционные, изготавливаются с количеством секций от 5 до 10.

Основными конструктивными блоками насоса являются корпус и ротор. К корпусу относятся крышки линий всасывания и нагнетания, направляющие аппараты, передний и задний кронштейны. Корпуса направляющих аппаратов, крышки всасывания и нагнетания стягиваются стяжными болтами. Направляющий аппарат, кольцо (с уплотняющими кольцами) и рабочее колесо образуют секцию насоса. Стыки корпусов направляющих аппаратов уплотнены резиновыми кольцами, выполненные из масло-бензостойкой резины диаметром 6,3 мм средней твердости (ГОСТ 6467-79). Из-за того, что корпус насоса состоит из отдельных секций, есть возможность, не изменяя подачи, регулировать напор путем установки

нужного числа рабочих колес и направляющих аппаратов с корпусами. При том, меняется только длина вала и стяжных шпилек. Опорные кронштейны насоса изготовлены из чугуна, направляющий аппарат, кольцо и корпус направляющего аппарата, втулка сальника - из прессматериала АГ-4В, остальные детали - из хромоникелевой стали. Ротор насоса состоит из вала, в котором установлены рабочие колеса, кольцо, рубашка вала, дистанционная втулка, регулировочные кольца и диск разгрузки. Все детали на валу стягиваются гайкой ротора. Опорами ротора служат два радиальных сферических подшипника, установленных в переднем и заднем кронштейнах по скользящей посадке, которые позволяют ротору перемещаться в осевом направлении на величину "разбега" ротора. Подшипниковые камеры уплотнены манжетами, установленные в крышках подшипников. Кронштейн с наружной стороны закрыт крышкой, в котором смонтировано устройство для контроля смещения ротора. Места выхода вала из корпуса подшипников и камер уплотнены сальником.

Опорами ротора служат два радиальных подшипника (N215 по ГОСТ 8338-75), которые установлены в кронштейнах по посадке позволяющей перемещаться ротору в осевом направлении на величину «разбега» ротора. Подшипниковые камеры уплотняются манжетами (1.2.95x120-2 ГОСТ 8752-79). Для предотвращения попадания воды в подшипниковые камеры устанавливаются отбойные кольца.

Осевые усилия ротора насоса разгружаются посредством гидравлической пяты. Концевые уплотнения ротора сальникового или торцового типа. Опорами ротора служат подшипники скольжения с принудительной смазкой. Приводом насосов являются синхронные или асинхронные электродвигатели мощностью от 500 до 2000 кВт, крутящий момент от которых передается благодаря зубчатой муфте. ЦНС оснащены системой автоматической защиты и сигнализации по основным параметрам. Ротор насоса вращается от электродвигателя через упругую втулочно-пальцевую муфту, которая состоит из двух полумуфт, соединяющихся между

собой через резиновые втулки, установленные на цилиндрические стальные пальцы, жестко закрепленные в полумуфте электродвигателя. Вращение ротора насоса правое (по движению: часовой стрелки), если смотреть со стороны электродвигателя.[8]

На сегодня насосы типа ЦНС доступны в трех вариациях материального исполнения: обычном, коррозионностойком и износостойком. В первом случае, проточная часть и детали щелевых уплотнений изготовлены из стали типа 20Х13 и 30Х13. Входные и напорные крышки — из стали 25Л с коррозионно-стойкими наплавками, вал — сталь 40ХФА. Такой насос имеет применение в основном для перекачки чистой воды без примесей сероводорода. Материальное исполнение насосов ЦНС зависит от условий эксплуатации и физико-химических параметров перекачиваемой среды.

Коррозионностойкое исполнение подразумевает изготовление проточной части и деталей щелевых уплотнений из стали типа КС14 и ВНЛ, вал - из стали 14Х17Н2. Насос в коррозионностойком исполнении используется для перекачки жидкостей с содержанием сероводорода до 100 мг/л.

В случае износо - коррозионностойкого исполнения проточная часть и детали щелевых уплотнений изготовлены из стали типа 12Х18Н12МЗТЛ со спецнаплавками. С помощью такого насоса осуществляется перекачка жидкостей с содержанием сероводорода до 300 мг/л.[7]

1.3. Принцип действия насоса ЦНС 180

Работа насоса базируется на взаимодействии лопаток вращающегося рабочего колеса и перекачиваемой жидкости. При вращении, рабочее колесо сообщает круговое движение жидкости, находящейся между лопатками. После возникающей центробежной силы жидкость от центра колеса перемещается к внешнему выходу, а освободившееся пространство снова заполняется жидкостью, поступающей из всасывающей трубы под действием

создаваемого разрежения. Выйдя из рабочего колеса первой секции, жидкость попадает в каналы направляющего аппарата и затем во второе рабочее колесо с давлением, созданным в первой секции, откуда - в третье рабочее колесо с увеличенным давлением, созданным во второй секции и т.д.

Вышедшая из последнего рабочего колеса жидкость через направляющий аппарат поступает в крышку нагнетания, а затем из нее в нагнетательный трубопровод. Во время работы насоса, из-за давления воды на неравные по площади боковые поверхности рабочих колес, возникает осевое усилие, которое стремится сместить ротор насоса в сторону всасывания. Для баланса осевого усилия в насосе предусмотрено разгрузочное устройство, которое состоит из диска разгрузки, кольца, втулки разгрузки и дистанционной втулки.

Выходящая из разгрузочной камеры жидкость охлаждает сальник со стороны нагнетания.

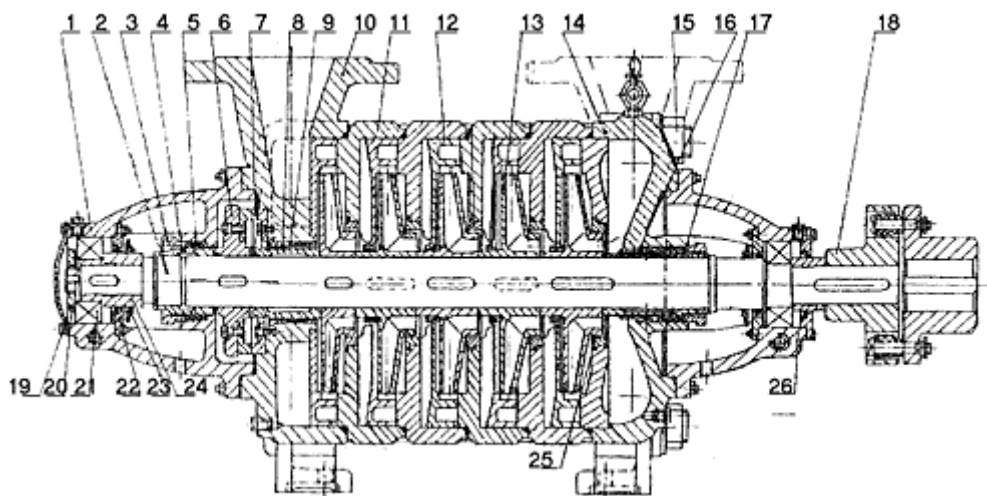


Рисунок 2 -: Основные детали насоса ЦНС 180

Основные детали насоса ЦНС 180: 1 - кронштейн задний; 2 – вал; 3 - втулка сальника; 4 - гайка ротора; 5 - набивка сальник; 6 - диск разгрузки; 7 - кольцо разгрузки; 8 - втулка разгрузки; 9 - втулка дистанционная; 10 - крышка нагнетания; 11 - корпус направляющего аппарата; 12 - направляющий аппарат; 13 - колесо рабочее; 14 - крышка всасывания; 15 - гайка стяжного болта; 16 - втулка гидрозатвора; 17 - защитная втулка; 18 –

муфта; 19 - крышка подшипника; 20 - гайка круглая; 21 – подшипник; 22 - крышка подшипника; 23 - кольцо-отбойник; 24 - втулка подшипника; 25 - кольцо уплотняющее; 26 - кронштейн передний.

Сальник со стороны всасывания омывается жидкостью, которая поступает под давлением из всасывающего трубопровода. Жидкость, проходящая по рубашке вала через сальниковую набивку, предупреждает засасывание воздуха в насос и одновременно охлаждает сальник. Большая часть жидкости проходит через зазор между рубашкой вала и втулкой гидрозатвора в полость всасывания, а другая часть проходит между рубашкой вала и сальником со стороны всасывания, охлаждая его, остальная часть выходит наружу через штуцер.

Затяжка сальника обеспечивает возможность просачивания перекачиваемой жидкости между валом и сальниковой набивкой наружу в количестве 5-15 л/ч. Малое количество свидетельствует об излишнем затягивании сальника, что увеличивает потери на трение и увеличивает износ рубашки вала и гайки ротора. Ротор насоса вращается электродвигателем, присоединенным к насосу, к примеру, через упругую втулочно-пальцевую муфту, которая состоит из двух полумуфт (насоса и электродвигателя) и пальцев с резиновыми втулками. Направление вращения ротора насоса по часовой стрелке, если смотреть со стороны электродвигателя.

Насос и электродвигатель устанавливаются на общей фундаментной плите так, что между полумуфтами остается зазор 10 мм при роторе насоса, сдвинутом до отказа в сторону всасывания. Монтаж оборудования осуществляется в соответствии с требованиями ГОСТ 12.2.007.0-75.

На корпусе насоса есть табличка, содержащая товарный знак завода: изготовителя, тип насоса, заводской номер, подачу, год выпуска, напор, допустимая вакуумметрическая высота всасывания, коэффициент полезного действия (КПД), массу, потребляемую мощность и номер технических условий на насос. Нормальная работа насоса осуществляется при условии

правильно подключенной системы обводнения и при постоянной течи воды из сливной трубки.

Запрещена работа насосов без защитного кожуха для муфты. Регулировка и подтяжка сальников производится только при отключенном насосе. Патрубки насоса при транспортировании и хранении закрыты заглушками и опломбированы. Запасные части к насосу промаркированы обозначением по чертежу.

При отправке потребителю, насос и электродвигатель монтируются на плите, муфта закрыта кожухом.

Насос без электродвигателя при отправке монтируется на деревянных полозьях. Запасные части прикреплены к насосу проволокой. Техническая и эксплуатационная документация прикреплена в горловине крышки всасывания или нагнетания.

Перед пуском в эксплуатацию внутренние поверхности насоса расконсервации не подлежат.

Электродвигатель, как правило, это СТД – 6000/1600 – 23 УХЛ4 должен иметь заземление. Стрелка, которая указывает направление вращения ротора насоса, должна быть окрашена в красный цвет.

Запрещено включать насосный агрегат, незакрепленный на фундаменте.[16]

1.4. Показатели надежности оборудования

Необходимость и частота ремонта определяются надежностью машины или аппарата. Надежность – это свойство изделия выполнять свои функции, сохраняя при этом эксплуатационные показатели в заданных пределах в течении требуемого промежутка времени.

При разработке оборудования для обеспечения надежности машин надо обеспечить надежность каждой ее детали. Так как на надежность деталей оказывают влияния условия эксплуатации, повышение надежности требует получения информации от предприятий, эксплуатирующих

оборудование и анализа причин выхода из строя оборудования. Кроме этого, чтобы определить надежность, используются специальные ускоренные испытания на стендах.

Надежность оборудования закладывается на стадиях его проектирования, изготовления и эксплуатации.

Основные проблемы обеспечения надежности могут быть сформулированы следующим образом:

1. На стадии проектирования - обеспечение равнопрочности всех деталей машины или аппарата, выявление наиболее быстро изнашивающихся узлов и деталей, исключение мест концентрации напряжений, обеспечение ремонтпригодности аппарата, разработка предохранительных устройств.

2. На стадии изготовления - использование эффективных средств упрочнения поверхностных слоев трущихся пар, соблюдение точности и частоты обработки деталей, усовершенствование методов контроля изготовления и сборки, повышение требований к сварке и испытанию аппарата.

3. На стадии эксплуатации - выполнение рекомендаций по смазке, техосмотр, соблюдение сроков ремонтов, температурных режимов.

Требование надежности оказывает большое влияние на конструкцию аппарата. При уменьшении конструктивных элементов надежность аппарата увеличивается. В аппарате сложной конструкции не удастся добиться равнопрочности всех деталей.

Анализ надежности при проектировании возможен по оценке надежности типовых деталей аппаратуры, которые применяются в аналогичных конструкциях. Сведения, накопленные по отказам этих типовых узлов, содержат не только перечень отказов, но и данные об их причинах с указанием состояния окружающей среды, при котором отказы имели место.[8]

В конце концов, надежность - это экономическим параметром. При повышении затрат на изготовление аппарата с целью повышения его

надежности уменьшаются затраты на ремонт в течение всего срока надежности службы аппарата. Суммарные затраты имеют минимальное значение, которое соответствует оптимальной надежности. Для этого необходимо добиваться не просто надежности, а именно оптимальности. В соответствии с данными паспорта срок службы аппарата(машины) – 10 лет.

Нормативы, регламентирующих очередность и сроки проведения осмотров и ремонта следующие:

К – 8640/1080

Т – 5040 / 360

Определим показатели надежности насоса ЦНС-180:

1. Нарботка на отказ (ч) – продолжительность или объем работы объекта до отказа (отказ – событие, заключается в нарушении работоспособности объекта) – 8640 час.

2. Установленный ресурс и срок службы до капитального ремонта – 8640 час.

3. Срок службы до списания (ч, мес, лет).

Срок службы до списания является нормируемым показателем надежности, определяемым по формуле:

$$T_{\text{сп}} = \frac{T_p (n_k + 1)}{24 \cdot PK_u}$$

где, T_p – ресурс до капитального ремонта (ч); 8640

N_k – целесообразное количество капитальных ремонтов технического объекта за весь период его эксплуатации; 1

P – количество рабочих дней в году (т.е без праздничных дней); 350 дн.

$$T_{\text{сп}} = \frac{8640 (1 + 1)}{24 \cdot 350 \cdot 1} = 2,0$$

K_u – коэффициент использования оборудования. Для непрерывного режима эксплуатации $K_u = 1$

4. Назначенный ресурс между операциями восстановления:

А) между текущими ремонтами – 5040 час.

5. Суммарная продолжительность плановых ремонтов (ч) за цикл

$$t_{\text{рем}} = T_{\text{нм}}n_m + T_{\text{нк}}n_k n_{m=1}$$

$$t_{\text{рем}} = 360 + 1080 = 1440$$

где $T_{\text{нк}}$ – средняя продолжительность одного капитального ремонта; - 1440 час.

$T_{\text{нм}}$ – средняя продолжительность одного текущего ремонта; - 360 час.

n_m – количество текущих ремонтов, планируемых за срок службы технического объекта; $1\text{к} \cdot 10 \text{ лет} = 10$

n_k – количество капитальных ремонтов, планируемых за срок службы технического объекта; $1\text{к} \cdot 10 = 10$

7. Коэффициент технического использования.

В соответствии с ГОСТ 13377-75 коэффициент технического использования представляет собой отношение:

$$K_{\text{ТИ}} = \frac{t_p}{t_p + t_n + t_{\text{то}}};$$

$$t_{\text{п}} = 1400 \text{ час.};$$

$$T_p = 8640 - 1440 = 7200;$$

$$K_{\text{ТИ}} = \frac{7200}{7200 + 1440} = 0,83 \text{ т.е } 0.83\%,$$

где t_p – наработка за весь планируемый срок службы машины, аппарата;
 $t_{\text{п}}$ – суммарная продолжительность простоя на ремонте; $t_{\text{то}}$ – суммарная продолжительность операций технического обслуживания помимо продолжительности плановых текущих и капитальных ремонтов; t_n .

Коэффициент технического использования является критерием развития, позволяющим судить о техническом совершенстве машины, аппарата.

8. Коэффициент готовности по ГОСТ 27.002-89:

$$K_{\text{Г}} = \frac{t_p}{t_p + t_n}$$

$$K_r = \frac{7200}{7200 + 21440} = 0,83, \text{ т.е. } 83\%;$$

K_r - Вероятность того, что объект окажется в работоспособном состоянии в произвольный момент времени, кроме планируемых периодов, в течение которых применение объекта по назначению не предусматривается.

9. Гарантийный срок службы - 86400 (ч) .

Гарантийный срок работы, как правило, указывается в паспорте технического объекта и выбирается в пределах между минимальным сроком, обеспечивающим конкурентоспособность технического объекта и наработкой на отказ.

1.5. Ремонт и обслуживание

В настоящее время большинство объектов ППД практикуют различные варианты ремонта оборудования. Это, в основном, планово-предупредительный ремонт, проводящийся через фиксированное количество рабочих часов. К недостаткам такого ремонта можно отнести низкий коэффициент использования деталей (из-за частых снятий), выполнение большого объема ремонтных работ и недоиспользование индивидуальных ресурсов большинства деталей. А также, на случай внезапных отказов, необходимо иметь в своем арсенале большой обменный фонд запасных частей.

Другой вариант - это ремонт после отказа. В основном, аварийный ремонт сопровождается большими материальными издержками: отказ оборудования приводит к серьезным последствиям, несущее за собой резкое сокращение объемов перекачки, долгий простой насоса и снижение уровня безопасности эксплуатации объекта.

Оптимальным видом ремонта является ремонт по состоянию. Проведение непрерывного контроля и измерения параметров, которые определяют техническое состояние деталей, обеспечивает поддержание заданного уровня их надежности при эксплуатации и полное использование индивидуальных ресурсов. Элементы подвергаются замене только тогда,

когда значение прогнозируемого параметра приближается к предельному уровню. Такой ремонт позволяет сократить трудозатраты на обслуживание и расход дорогостоящих узлов и деталей. Средняя наработка деталей между заменами увеличивается при этом в 1,5–2 раза, а затраты на ремонт и восстановление работоспособности узлов, наоборот, сокращаются в 1,5 раза.

2. Патентная проработка

2.1. Обоснование предмета поиска

В дипломном проекте поставлена задача повышения ресурса работы насоса ЦНС 180 для системы поддержания пластового давления, в частности, усовершенствования узла разгрузки (гидропятты) ротора. В случае с узлом разгрузки осевые силы должны минимизироваться, а остаточные неуравновешенные осевые усилия воспринимаются двусторонним упорным подшипником, в случае с симметричным расположением рабочих колес, такие силы должны уравниваться.

2.2. Результаты поиска

Анализ просмотренных материалов показал следующее:

Автор(ы): Анохин Владимир Дмитриевич;

Патентообладатель(и): Анохин Владимир Дмитриевич

В патенте № 2362912 имеется рабочее колесо промежуточной ступени центробежного насоса, содержащее ведущий диск, покрывной диск и расположенные между ними лопатки, причем покрывной диск снабжен дополнительным уплотнением в виде кольцевого выступа, концентричного внутреннему выступу основного уплотнения и образующего вместе с основным уплотнением разгрузочную камеру. Недостатком известного устройства является недостаточная эффективность и сложность конструкции уплотнительного узла.

Задачей изобретения является устранение указанных недостатков.

Технический результат заключается в увеличении эффективности уплотнения и улучшении гидродинамических свойств рабочего колеса центробежного насоса. Поставленная задача решается, а технический результат достигается тем, что рабочее колесо промежуточной ступени центробежного насоса содержит ведущий диск, покрывной диск и расположенные между ними лопатки, причем покрывной диск снабжен дополнительным уплотнением в виде кольцевого выступа, концентричного

внутреннему выступу основного уплотнения и образующего вместе с основным уплотнением разгрузочную камеру. [21]

1. Автор(ы): Двинин Анатолий Алексеевич, Мамеев Геннадий Геннадьевич;

Патентообладатель(и): Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования "Тюменский государственный нефтегазовый университет"

Изобретение в патенте № 2289041 относится к машиностроению и может быть использовано в конструкциях центробежных насосов. Торцовое уплотнение рабочего колеса центробежного насоса содержит рабочее колесо с ведущим и ведомым дисками, установленное в корпусе, два контактных кольца, одно из которых неподвижно закреплено в корпусе, а второе - подвижное - размещено в кольцевой канавке ведомого диска.

Задачей, на решение которой направлено заявляемое изобретение, является повышение долговечности торцового уплотнения рабочего колеса центробежного насоса. При осуществлении изобретения поставленная задача решается за счет достижения технического результата, который заключается в снижении сил трения между контактными кольцами.

Технический результат достигается тем, что в торцовом уплотнении рабочего колеса центробежного насоса, содержащем рабочее колесо с ведущим и ведомым дисками, установленное в корпусе, два контактных кольца, одно из которых неподвижно закреплено в корпусе, а второе подвижное кольцо расположено в ведомом диске, особенностью является то, что подвижное кольцо размещено в кольцевой канавке ведомого диска и имеет две радиальные канавки, выполненные с наклонной поверхностью, в которых со свободной посадкой размещены металлические шарики, и два штифта, свободными концами размещенные в продольных пазах, выполненных изнутри кольцевой канавки ведомого диска. [22]

2. Автор(ы): Боченков Дмитрий Александрович, Сташинов Юрий Павлович, Волков Владимир Владимирович, Волков Дмитрий Владимирович, Лазарев Максим Александрович;

Патентообладатель(и): Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования "Южно-Российский Государственный технический университет (Новочеркасский политехнический институт)"

Изобретение в патенте № 2374501 относится к насосостроению, а именно к устройствам для разгрузки роторов центробежных многоступенчатых секционных насосов от осевых усилий. Особенностью работы центробежного насоса является наличие осевого усилия, действующего на вал рабочего колеса и направленного в сторону всасывающего патрубка. Осевое усилие, особенно у много ступенчатых секционных насосов, достигает больших величин и сильно нагружает подшипники, может приводить к смещению всего ротора насоса в сторону всасывающего патрубка и износу передних дисков рабочих колес.

Задачей изобретения является создание разгрузочного устройства, которое бы имело высокую износостойкость и простую конструкцию.

Технический результат достигается тем, что в разгрузочном устройстве центробежного секционного насоса, включающем корпус, вал с закрепленными на нем рабочими колесами и гидропятой с кольцом и кольцо разгрузки, размещенное в корпусе, согласно изобретению наружная часть кольца гидропяты выполнена составной со вставкой из неметаллического материала (например, резины) в виде кольца-вставки и закрепленной внутри кольца гидропяты в месте его возможного контакта с выступом кольца разгрузки. [23]

3. Расчетно – конструкторская часть

3.1. Повышение надежности эксплуатации насосного оборудования для систем ППД

Эффективность работы систем ППД во многом зависит от надежности и эффективности работы насосного оборудования. Повышение этих показателей зависит от успешности оптимизации режимов работы насосов в сети, совершенствования конструкции насосов и их узлов, применения стойких к перекачиваемой среде материалов и повышения эффективности системы обслуживания и ремонта оборудования на месте эксплуатации. Между тем в настоящее время проблема неправильного подбора насосного оборудования и его рабочих характеристик по - прежнему актуальна. Работа не оптимально подобранного насосного агрегата зачастую сопровождается значительным повышением температуры, снижением ресурса работы подшипников и уплотнений в результате повышенной вибрации, а также кавитацией и перегрузкой электродвигателя. [1]

Эксплуатация центробежных насосов за пределами рабочей области его характеристики может повлечь за собой серьезные последствия, в том числе изменение КПД насоса, напора, мощности и требуемого кавитационного запаса. Эксплуатация оборудования в таком режиме создает условия для появления неустановившихся течений, которые могут стать причиной появления турбулентности и пульсаций давления в системе водоводов. [3]

3.2. Уравновешивание ротора в многоступенчатых насосах

В перекачиваемой среде содержатся соли и абразив, по этой причине происходят износ проточной части насоса и потеря производительности, и наступает момент, когда эксплуатация насоса становится нецелесообразной: эксплуатационные затраты растут, требуемые расход и напор насос не дает.

Конструктивной особенностью центробежных насосов является осевая сила, действующая на ротор и направленная в сторону входной воронки. Причина её возникновения заключается в разности сил давления,

действующего на основной и покрывающий диски рабочего колеса. На распределение скоростей и давлений по поверхности диска оказывает влияние ряд различных факторов, таких как размеры и форма пазухи, шероховатость стенок, величина и направление радиального течения, вызванного утечкой через уплотнения ступени, закрутка потока на выходе из рабочего колеса. В связи с этим величина осевой силы определяется приблизительно. В многоступенчатых насосах реальная осевая сила больше расчетной. Износ межступенных уплотнений рабочих колес дополнительно приводит к увеличению осевой силы, которая может достигать удвоенного значения по сравнению с силой, действующей в новом насосе.

Осевая сила пропорциональна напору и числу ступеней и имеет относительно большую величину, что делает нерациональным уравнивание её упорным подшипником. Поэтому в большинстве насосов применяются различные способы разгрузки ротора от осевых усилий. В одноступенчатых насосах более эффективным является устранение условий возникновения неуравновешенных сил путем обеспечения полной геометрической симметрии или искусственным изменением распределения скоростей и давлений в пазухах ступени таким образом, чтобы результирующие силы давления были уравновешены. Остаточные неуравновешенные осевые усилия воспринимаются двусторонним упорным подшипником. Недостатком всех способов осевого уравнивания ротора в одноступенчатых насосах является значительное снижение КПД, вызванное высокими утечками или потерями энергии на трение и закрутку жидкости в пазухе в случае применения импеллеров. Основные способы осевого уравнивания ротора показаны в приложении Б.

В большинстве многоступенчатых насосов специальных мер по уменьшению осевой силы не применяют, а действующие на ротор силы уравнивают специальными гидравлическими разгрузочными устройствами. Наиболее простым уравнивающим устройством является разгрузочный поршень. Однако он обладает рядом недостатков:

уравновешивает осевую силу только на расчетном режиме работы, а утечка жидкости через щелевое уплотнение барабана значительно снижает КПД насоса. Наиболее распространенным способом осевой разгрузки в многоступенчатых насосах является применение автоматического уравновешивающего устройства - гидропяты. Её преимущества заключаются в саморегулировании, что позволяет использовать её в качестве осевого подшипника и более низкой утечки по сравнению с барабаном. Существенными недостатками гидропяты являются сложность конструкции при изготовлении и сборке, а также чувствительность к парообразованию. Кроме того, опыт эксплуатации показывает, что поломки гидропят являются одной из самых распространенных причин отказа насосов.

Надежность работы автоматического уравновешивающего устройства на стадии проектирования определяется, прежде всего, за счет выбора оптимальных геометрических параметров, обеспечивающих стабильную и безотказную работу во время эксплуатации. Таким образом, система осевого уравновешивания должна обеспечивать минимальное изменение торцового зазора при изменении осевой силы, что позволяет свести к минимуму номинальный торцовый зазор и утечку жидкости, тем самым повысить эффективность устройства. Если в одноступенчатых насосах одностороннего всасывания осевая сила может быть надежно воспринята упорным подшипником, то это будет самым экономичным решением. В противном случае необходимо принять меры для уменьшения осевой силы, действующей на упорный подшипник. Это уменьшение может быть достигнуто только при понижении КПД насоса. Способы осевого уравновешивания ротора центробежного насоса отображены в приложении 1.

3.3. Классификации методов уравновешивания ротора

Применение разгрузочного барабана

Одна из модификаций насоса типа ЦНС — это насос со встречным расположением групп ступеней (по так называемой схеме «спина-к-спине») (рисунок 3). Рабочие колеса одностороннего входа насаживаются на вал,

причем одна группа колес направлена входными воронками противоположно направлению входных воронок другой группы. В результате осевые силы обеих групп рабочих колес взаимно уравниваются. Остаточные осевые усилия воспринимаются упорным подшипником, рассчитанным на суммарное усилие $\sum T_{cm}^*$ всех колес, входные воронки которых направлены в одну сторону.

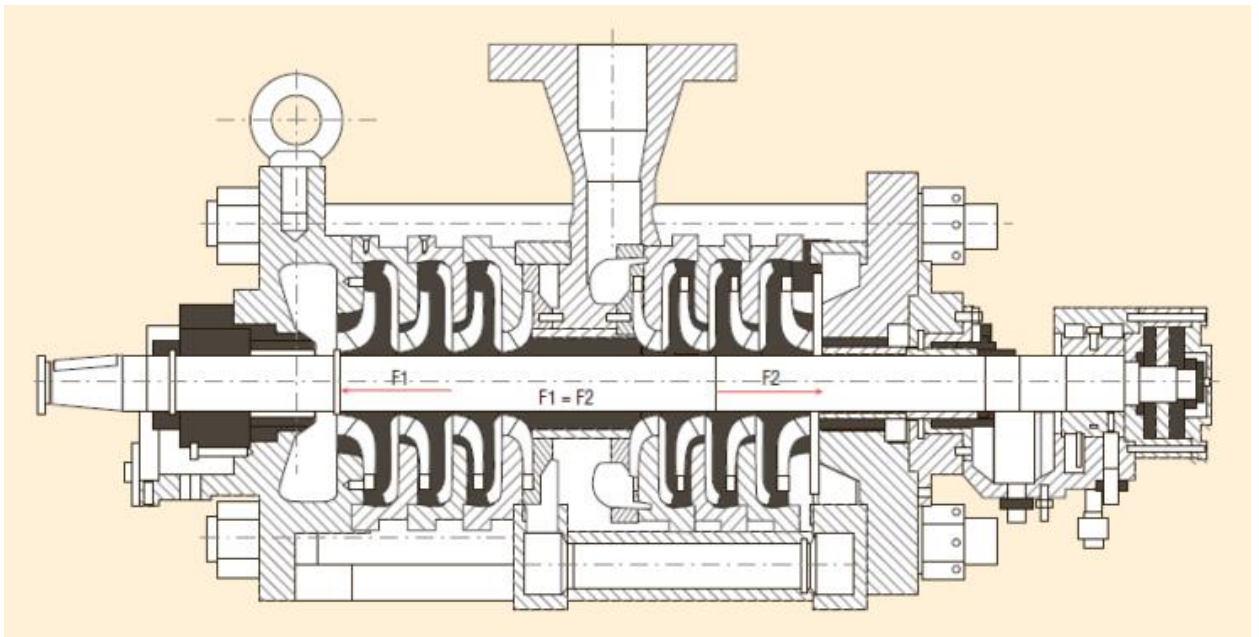


Рисунок 3 - Насос ЦНС с оппозитным расположением рабочих колес

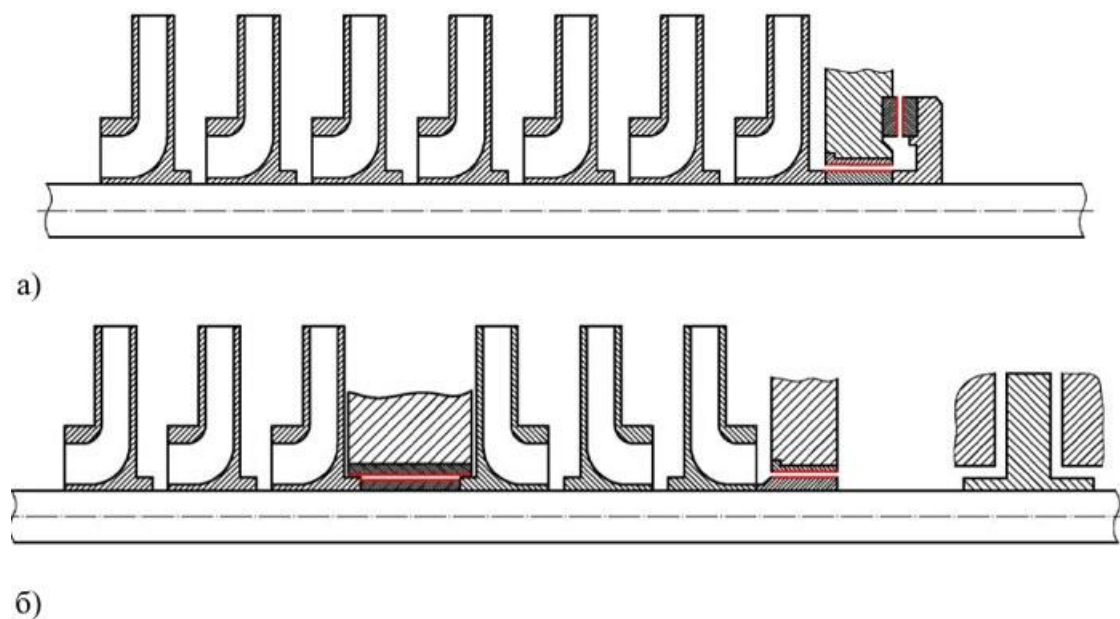


Рисунок 4 - Конструктивные схемы насосов:

а) с последовательным расположением рабочих колес и гидропнятой;

б) со встречным расположением рабочих колес и упорным подшипником.

Недостатком этого способа разгрузки являются дополнительные гидравлические потери в переходных каналах, увеличенные габариты и металлоемкость, усложнение отливок и конструкции в целом.

В большинстве конструкций многоступенчатых насосов особых мер по уменьшению осевых сил не принимают, а действующие на ротор силы уравнивают специальными разгрузочными устройствами.

Применение разгрузочного барабана

Разгрузочный барабан (думмис) (рисунок 5) представляет собой массивный цилиндр, жестко установленный на вал за последней ступенью насоса. Между барабаном и корпусом образуется цилиндрический дроссель с зазором порядка $0,2 \div 0,4$ мм. Полость за барабаном соединена обводной трубой с входом в насос, благодаря чему в этой полости поддерживается давление, приблизительно равное давлению на входе в насос. Для обеспечения этого площадь поперечного сечения обводной трубы должна быть равной не менее $4 \div 5$ площадей зазора в цилиндрическом дросселе барабана. В результате разности давлений слева и справа на барабан будет

действовать осевое усилие, направленное в сторону нагнетания, которое уравнивает осевые усилия, действующие на рабочие колеса.

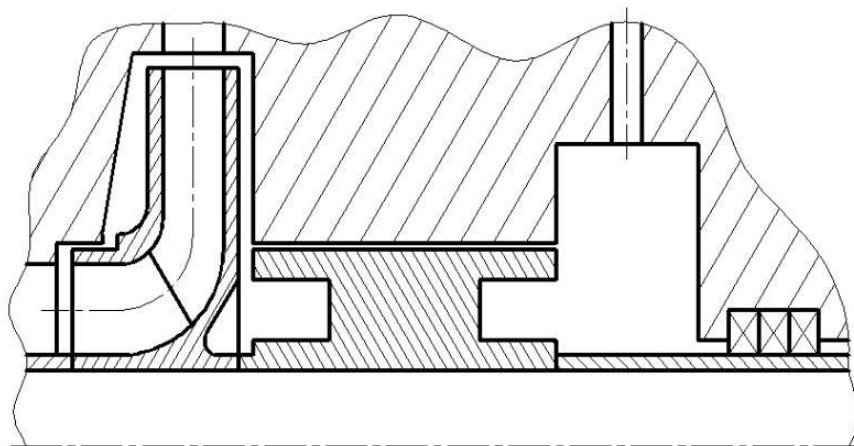


Рисунок 5 – Разгрузочный барабан

Поскольку в процессе работы насоса осевая сила, действующая на ротор, может изменяться в широких пределах при изменении режима работы, разгрузочный барабан дополняется упорным подшипником, рассчитанным на восприятие сравнительно больших остаточных осевых нагрузок. Длина барабана выбирается из конструктивных соображений с учетом возможности обеспечения минимальной протечки для недопущения резкого снижения КПД насоса. Разгрузочный барабан выполняет две функции: уравнивание осевой силы и снижение давления перед концевым уплотнением со стороны нагнетания насоса. Достоинством разгрузочного барабана наряду с его конструктивной простотой является возможность сохранения работоспособности при возникновении парообразования в насосе, что особенно важно для энергетических насосов.

Применение гидравлической пяты

Наиболее распространенным способом уравнивания осевой силы в насосах секционного типа является автоматическое уравнивание ротора гидропятой (рисунок 6). Гидропята содержит жестко закрепленный на валу разгрузочный диск 5, неподвижное опорное кольцо (подушку) 2,

последовательно расположенные цилиндрический 1 и торцовый 3 дроссели и камеру 4, разделяющую эти дроссели.

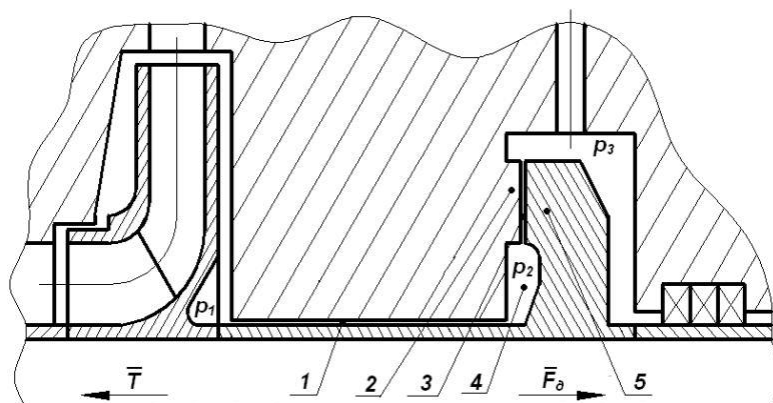


Рисунок 6 – Гидравлическая пята

Полный перепад давления на пяте представляет собой разницу между давлением нагнетания и давлением в камере за гидропятью, которая обычно соединяется обводной трубой с входным патрубком насоса. Часть общего перепада давления дросселируется на торцовом дросселе, проводимость которого зависит от осевого смещения ротора. Например, если под действием избыточной осевой силы ротор сместится влево, то зазор в торцовом дросселе уменьшится, что в свою очередь вызовет рост давления в камере гидропяти до уровня, обеспечивающего восстановление равновесия ротора. Кроме осевого уравнивания ротора, гидропята выполняет дополнительную функцию разгрузки концевой уплотнения насоса со стороны нагнетания от высокого давления. Для предотвращения задиров в торцовом дросселе пяты в насосах, для которых по условиям эксплуатации требуются частые пуски – остановки, дополнительно устанавливаются отжимные устройства, которые при малых оборотах сдвигают ротор в сторону нагнетания, увеличивая торцовый зазор. Температура жидкости в камере гидропяти выше, чем на входе в насос за счет потерь энергии на вязкое трение в проточной части и дросселирующих каналах. В некоторых случаях температура может достигнуть критического значения, при котором давление в камере гидропяти будет меньше давления насыщенного пара

перекачиваемой жидкости. В результате, вследствие парообразования в торцовом дросселе, снижается несущая способность гидропята и увеличивается опасность возникновения задигов торцовых поверхностей. Для предотвращения парообразования в торцовом дросселе обычно используют дополнительный цилиндрический дроссель, расположенный после торцового или изменяют последовательность расположения цилиндрического и торцового дросселей.

Таким образом, к преимуществам гидропята можно отнести саморегулирование и более низкие утечки жидкости по сравнению с разгрузочным барабаном. К недостаткам относятся большая сложность в изготовлении и сборке, а также чувствительность к парообразованию в насосе. [7]

Применение комбинированного разгрузочного устройства

При этом способе осевого уравнивания разгрузочное устройство представляет собой последовательно расположенные гидропята и барабан. В особо ответственных насосах в состав комбинированного устройства может входить двусторонний упорный подшипник. В этом случае гидропята работает с постоянным торцовым зазором и воспринимает определенную часть осевого усилия.

Современные тенденции по совершенствованию конструкции узла осевой разгрузки ротора

В связи с ростом требований конечных потребителей к экономичности и надежности насосного оборудования, ведущие представители насосостроения интенсивно внедряют новые технологические решения с целью повышения КПД насоса и снижения эксплуатационных затрат.

Стоимость электроэнергии составляет 85% эксплуатационных расходов насосов для поддержания пластового давления (ППД), установленных на нефтяных месторождениях. С ростом требований к энергосбережению и увеличению добычи нефти, необходимы технологии

насосов, позволяющие достигать данных целей с минимальными капиталовложениями и максимальной окупаемостью.

Насосы для поддержания пластового давления обычно представляют собой многоступенчатые, горизонтальные секционные насосы с рабочими колесами, установленными последовательно и разгрузочным устройством в виде гидропяты. Однако, конструктивно и по материальному исполнению такой тип насосов обычно не подходит для надёжной и экономичной работы в системах поддержания пластового давления. Наиболее чувствительной частью таких секционных насосов является стандартное устройство разгрузки от осевых усилий – а именно, гидравлическая пята. Увеличение внутренних зазоров насоса и плохое состояние основных деталей ведет к значительному снижению КПД. Это, в свою очередь, ведет к значительным потерям энергии и увеличению эксплуатационных расходов.

силу давления. Зазор в гидростатическом уплотнении практически не зависит от величины уплотняемого давления и частоты вращения ротора, что позволяет использовать его в качестве дросселя с постоянной проводимостью (взамен радиального щелевого уплотнения). При этом минимальная величина зазора в радиальном щелевом уплотнении составляет порядка 0,2 мм, а торцовое гидростатическое уплотнение может работать с гарантированным зазором начиная от 0,005 мм, то есть с его помощью можно обеспечить значительное повышение сопротивления в гидравлическом тракте уравнивающего устройства. Как показано выше, увеличение гидравлического сопротивления дросселя с постоянной проводимостью повышает гидростатическую жесткость уравнивающего устройства и уменьшает величину объемных потерь. Кроме того, гидростатическое уплотнение имеет значительно меньший размер в осевом направлении, по сравнению с цилиндрическим дросселем, что позволяет создавать более компактные уравнивающие устройства. Так как торцовые поверхности уплотнения разделены слоем жидкости, то они практически не изнашиваются и не требуют применения при изготовлении дорогостоящих антифрикционных материалов. Таким образом, применение в системе осевого уравнивания гидростатического уплотнения позволяет повысить надежность и экономичность уравнивающих устройств.

Недостатком применения гидростатического уплотнения в качестве дросселя с постоянной проводимостью является возможность отклонения величины торцового зазора на номинальном режиме работы уплотнения от расчетного значения, что в свою очередь вызывает изменение торцового зазора между диском и подпятником. На величину отклонения влияют различные факторы, такие как степень износа торцовой поверхности уплотнения, состояние упругого элемента и резинового уплотнительного кольца. Эти недостатки отсутствуют у дросселя в виде цилиндрического канала, проводимость которого, в основном, зависит от площади поперечного сечения и обеспечивается с произвольной точностью.

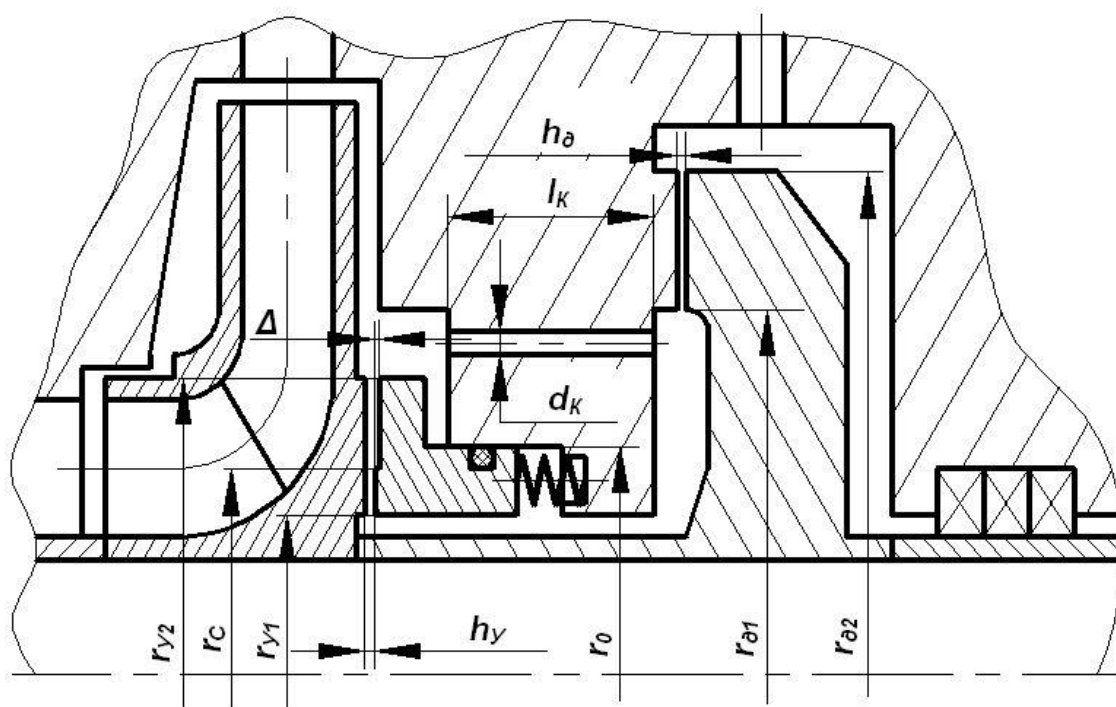


Рисунок 8 – Автоматическое уравнивающее устройство с дросселирующим каналом

Торцовое уплотнение в таком конструктивном решении узла разгрузки (рис. 6) выполняет функцию герметичного разделения задней пазухи ступени насоса и камеры узла разгрузки, поэтому рассчитывается на работу с минимальным торцовым зазором, обеспечивающим капельную протечку для сохранения режима жидкостного трения в торцовой паре уплотнения.

3.5. Модернизация узла разгрузки насоса ЦНС 180

Расчетная схема узла разгрузки новой конструкции приведена на рисунке 8. Исходные данные для расчета представлены в таблице 1.

Согласно одномерной модели течения жидкости в подвижной системе координат, уравнение движения жидкости через торцовый дроссель запишем следующим образом:

$$\frac{p_{\partial 1}}{\gamma} - \frac{\omega^2 r_{\partial 1}^2}{8g} = \frac{p_{\partial 2}}{\gamma} - \frac{\omega^2 r_{\partial 2}^2}{8g} + \frac{V_{\partial 2}^2}{2g} \zeta_{\partial}, \quad (1)$$

где $p_{\partial 1}$, $p_{\partial 2}$ – давление перед входом и на выходе из зазора соответственно,

$V_{\partial 2}$ – скорость жидкости на выходе из зазора,

ζ_{∂} – коэффициент гидравлического сопротивления дросселя.

$$\zeta_{\partial} = \zeta_{ax} \frac{r_{\partial 2}^2}{r_{\partial 1}^2} + \lambda \frac{r_{\partial 2}^2}{2h_{\partial}} \left(\frac{1}{r_{\partial 1}} - \frac{1}{r_{\partial 2}} \right) + \zeta_{вых}. \quad (2)$$

Из (1) с учетом (2) получим скорость жидкости на выходе из зазора:

$$V_{\partial 2} = \sqrt{p_{\partial 1} - p_{\partial 2} + \frac{\rho\omega^2}{8}(r_{\partial 2}^2 - r_{\partial 1}^2)(0,5\rho\zeta_{\partial})^{-0,5}}. \quad (3)$$

Расход жидкости через торцовый дроссель будет равен:

$$\begin{aligned} q &= 2\pi r_{\partial 2} h_{\partial} (0,5\rho\zeta_{\partial})^{-0,5} \sqrt{p_{\partial 1} - p_{\partial 2} + \frac{\rho\omega^2}{8}(r_{\partial 2}^2 - r_{\partial 1}^2)} = \\ &= g_{\partial} \sqrt{p_{\partial 1} - p_{\partial 2} + \frac{\rho\omega^2}{8}(r_{\partial 2}^2 - r_{\partial 1}^2)}, \end{aligned} \quad (4)$$

где g_{∂} – проводимость дросселя.

По известному расходу жидкости из уравнения (4.16) можно получить распределение давления в зазоре:

$$\begin{aligned} p(r) &= p_{\partial 2} + \frac{\rho\omega^2}{8}(r^2 - r_{\partial 2}^2) + \frac{\rho q^2}{8\pi^2 r_{\partial 2}^2 h_{\partial}^2} \times \\ &\times \left(\zeta_{вых} - \frac{r_{\partial 2}^2}{r^2} + \lambda \frac{r_{\partial 2}^2}{2h_{\partial}} \left[\frac{1}{r} - \frac{1}{r_{\partial 2}} \right] \right). \end{aligned} \quad (5)$$

Сила, действующая на диск, будет равна:

$$F_{\partial} = \int_{r_e}^{r_{\partial 2}} \left(p_{\partial 2} + \frac{\rho \omega^2}{8} [r^2 - r_{\partial 2}^2] \right) 2\pi r dr - \int_{r_{\partial 1}}^{r_{\partial 2}} p(r) 2\pi r dr - \int_{r_e}^{r_{\partial 1}} \left(p_{\partial 1} + \frac{\rho \omega^2}{8} [r^2 - r_{\partial 1}^2] \right) 2\pi r dr \quad (6)$$

Из (5) с учетом (6) получим:

$$F_{\partial} = - \frac{\rho q^2}{8\pi r_{\partial 2}^2 h_{\partial}^2} \left(\zeta_{\text{вх}} [r_{\partial 2}^2 - r_{\partial 1}^2] - 2r_{\partial 2}^2 \ln \frac{r_{\partial 2}}{r_{\partial 1}} + \lambda \frac{r_{\partial 2}^2 [r_{\partial 2} - r_{\partial 1}]^2}{2h_{\partial} r_{\partial 2}} + \zeta_{\partial} [r_{\partial 1}^2 - r_e^2] \right) \quad (7)$$

При автоматическом уравновешивании ротора уравнение равновесия ротора будет иметь вид:

$$T_1 i + F_{\text{мл}} + F_{\partial} = 0, \quad (8)$$

где F_{∂} – уравновешивающая сила, действующая на разгрузочный диск.

Утечку жидкости можно определить из уравнений балансов расходов для первого и второго вариантов конструкции соответственно:

$$g_y \sqrt{p_{y2} - p_{y1} + \frac{\rho \omega^2}{8} (r_{y1}^2 - r_{y2}^2)} = g_{\partial} \sqrt{p_{\partial 2} - p_{\partial 1} + \frac{\rho \omega^2}{8} (r_{\partial 1}^2 - r_{\partial 2}^2)}, \quad (9)$$

$$g_y \sqrt{p_{y2} - p_{y1} + \frac{\rho \omega^2}{8} (r_{y1}^2 - r_{y2}^2)} = g_{\partial} \sqrt{p_{\partial 1} - p_{\partial 2} + \frac{\rho \omega^2}{8} (r_{\partial 2}^2 - r_{\partial 1}^2)}. \quad (10)$$

Утечка будет равна:

$$q = \frac{g_y g_{\partial}}{\sqrt{g_y^2 + g_{\partial}^2}} \sqrt{\gamma (H [i - 1] + H_{cm}) + \frac{\rho \omega^2}{8} (r_{\partial 1}^2 - r_2^2)}, \quad (11)$$

$$q = \frac{g_y g_{\partial}}{\sqrt{g_y^2 + g_{\partial}^2}} \sqrt{\gamma (H [i - 1] + H_{cm}) + \frac{\rho \omega^2}{8} (r_{\partial 2}^2 - r_2^2)}. \quad (12);$$

торцовый зазор $h_{\delta} = 0,123 \cdot 10^{-3} \text{ м}$;

величина объемных потерь $q = 3,49 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$;

гидростатическая жесткость $k_{\infty} = 2,28 \cdot 10^9 \text{ Н/м}$ ($\bar{k}_{\infty} = 1,71$).

Утечка жидкости через переднее уплотнение рабочего колеса ступени насоса

на номинальном режиме работы составляет $q_y = 2,87 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$.

Геометрия узла разгрузки следующая: $r_{\delta 1} = 0,1 \text{ м}$; $r_{\delta 2} = 0,15 \text{ м}$; $l_{\kappa} = 0,05 \text{ м}$;

$d_{\kappa} = 0,0045 \text{ м}$.

Из уравнения осевого равновесия ротора (8) и уравнения расхода жидкости (4), параметры уравнивающего устройства на номинальном режиме работы равны:

торцовый зазор $h_{\delta} = 99 \cdot 10^{-6} \text{ м}$;

утечка жидкости через уравнивающее устройство $q = 1,87 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$;

гидростатическая жесткость системы $k_{\infty} = 3,89 \cdot 10^9 \text{ Н/м}$ ($\bar{k}_{\infty} = 2,35$).

Таблица 1 – Параметры насоса ЦНС 180

Параметр	Обозначение	Единица измерения	Величина
подача насоса	Q	м ³ /с	0,05
напор насоса	H	М	1900
КПД насоса	η	-	0,72
мощность насоса	N	кВт	1280
частота вращения ротора	ω	с ⁻¹ (об/мин)	314 (3000)
количество ступеней	i	-	15
температура перекачиваемой жидкости	t	°С	20
плотность перекачиваемой жидкости	ρ	кг/м ³	1000
Геометрия рабочего колеса			
наружный радиус рабочего колеса	r_2	М	0,154
радиус переднего уплотнения	r_y	М	0,09
длина переднего уплотнения	l_y	М	0,025
радиальный зазор в уплотнении	h	М	$0,25 \cdot 10^{-3}$
радиус вала	r_e	М	0,054
Геометрия гидропята			
радиус вала	r_e	М	0,06
радиус камеры	r_{o1}	М	0,09
радиус разгрузочного диска	r_{o2}	М	0,12
длина цилиндрического дросселя	l_u	М	0,17
радиальный зазор в цилиндрическом дросселе	h_u	М	$0,25 \cdot 10^{-3}$

Приведем исследования эффективности применения предложенного конструктивного решения уравнивающего устройства. Изменение конструкции узла разгрузки мало влияет на величину механического КПД, поэтому ограничимся оценкой изменения величины объемного КПД.

Объемный КПД насоса исходной конструкции равен:

$$\eta_{об} = \frac{Q}{Q + q_y + q}, \quad (13)$$

где Q – подача насоса на оптимальном режиме работы;

q_y – утечка жидкости через переднее уплотнение ступени насоса;

q – утечка жидкости через уравнивающее устройство.

Утечка жидкости через переднее уплотнение определяется по формуле

$$q_y = g_y \sqrt{\gamma H_{cm}^1 + \frac{\rho \omega^2}{8} (r_2^2 - r_y^2)}, \quad (14)$$

где g_y – проводимость переднего уплотнения.

$$g_y = 2\pi r_y h (0,5 \rho \zeta_y)^{-0,5}, \quad (15)$$

где ζ_y – коэффициент гидравлического сопротивления переднего уплотнения.

$$\zeta_y = \zeta_{ex} + \lambda \frac{l}{2h} + \zeta_{вых}. \quad (16)$$

$\eta_{об} = 0,887$. Объемный КПД насоса новой конструкции равен $\eta_{об} = 0,913$. Таким образом, применение узла разгрузки предложенной конструкции приводит к повышению объемного КПД насоса на 2,6%.

Общий КПД насоса по формуле:

$$\eta = \eta_{гидр} \eta_{об} \eta_{мех}, \quad (17)$$

равен $\eta = 0,741$. Следуя полученным результатам, применение уравнивающего устройства данного типа позволило повысить гидростатическую жесткость узла разгрузки на 30% и КПД насоса на 2,6%.

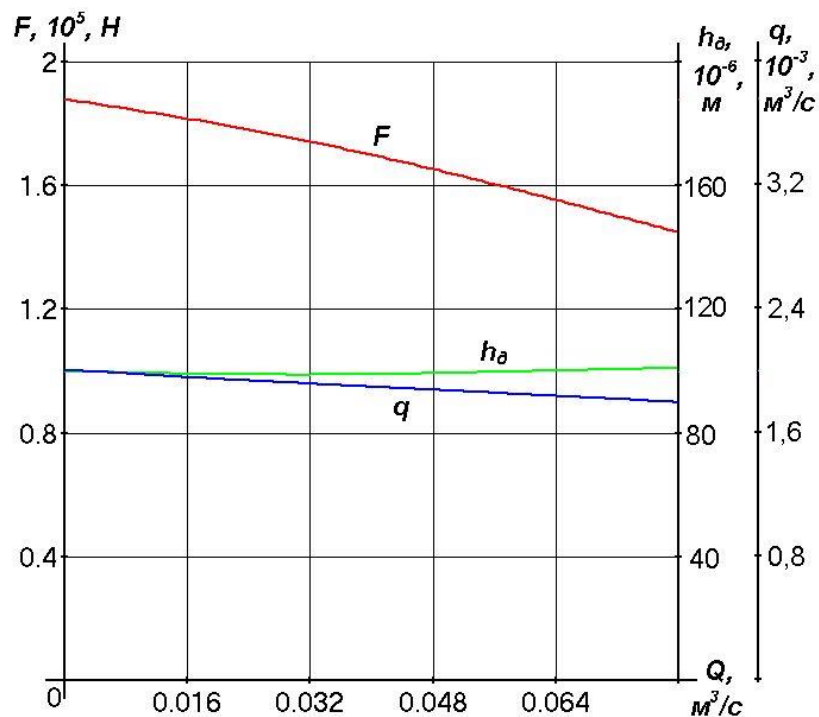


Рисунок 7 – Зависимость параметров узла разгрузки от режима работы насоса

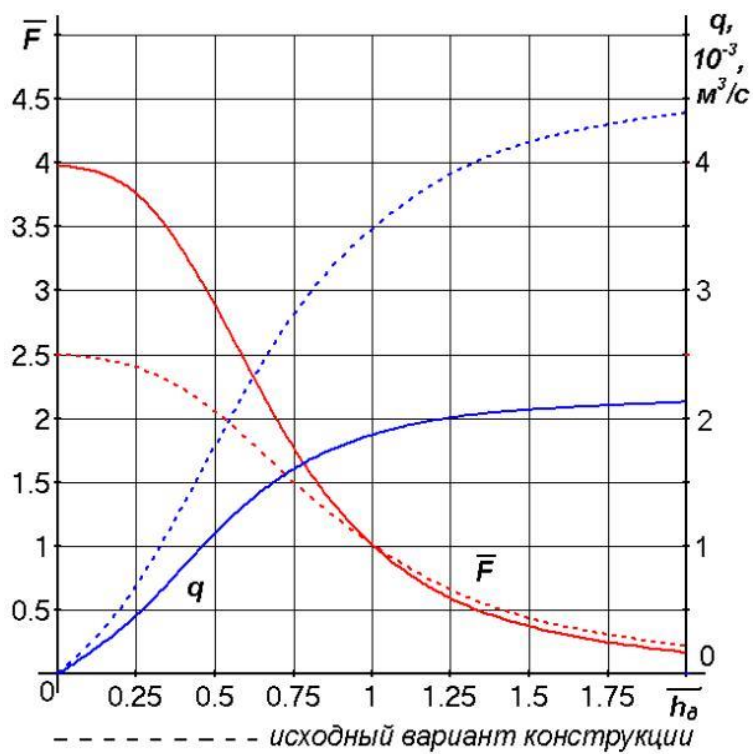


Рисунок 8 – Статическая и расходная характеристика автоматического уравновешивающего устройства

Согласно полученной статической характеристике, рассмотренное уравнивающее устройство обеспечивает значительное повышение гидростатической жесткости за счет увеличения площади разгрузочного диска и уменьшения проводимости дросселя, обеспечивающего постоянное гидравлическое сопротивление. Объемные потери на узле разгрузки на номинальном режиме работы насоса уменьшены в 2 раза по сравнению с гидроплатой.

Также на эффективность работы гидроплат существенно влияют материал изнашиваемых поверхностей и отношение проводимостей торцового и цилиндрического дросселей. Так, например, эффективность работы гидроплаты с дополнительным цилиндрическим дросселем в 2 раза выше, чем без него.[1]

3.6. Расчет шпоночного соединения

Одним из элементов насоса, к которому предъявляются особые требования при эксплуатации, является шпоночное соединение вала с рабочим колесом. Рассчитаем его на срез и на смятие:

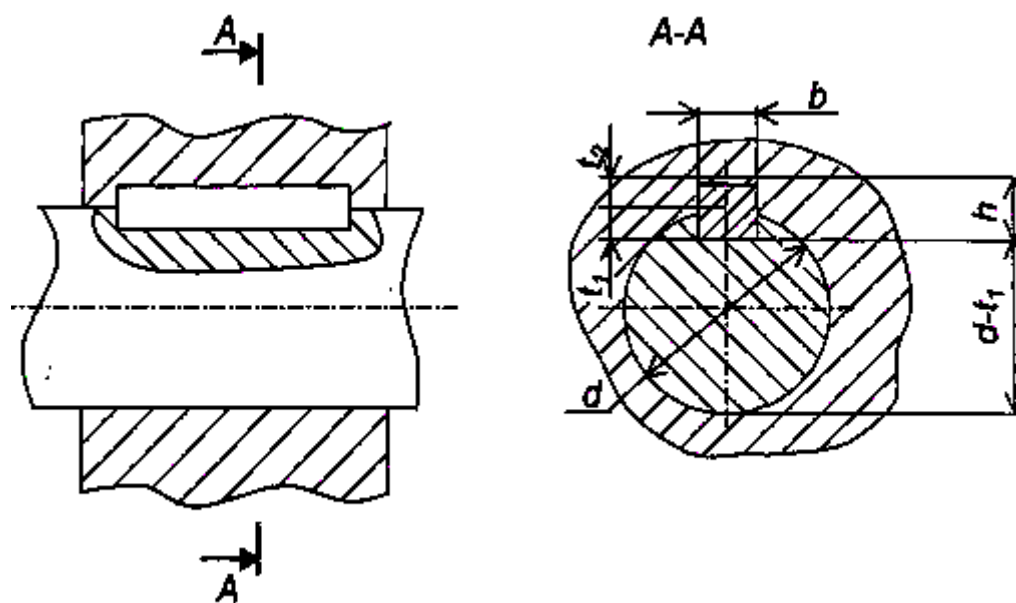


Рисунок 9 - Схема шпоночного соединения вала с рабочим колесом

Выполняем проверку шпоночного соединения на смятие:

$$\sigma_{см} = \frac{2 M_{кр}}{d * l_p (h - t_1)} \leq [\sigma]_{см} \quad (18)$$

где $M_{кр} = 0,11 * 10^{-2}$ Мн*м – передаваемый вращающий момент;

$d = 0,055$ м – диаметр вала в месте установки шпонки;

$l_p = 0,036$ м – рабочая длина шпонки при скругленных торцах;

$h = 0,008$ м – высота шпонки;

$t_1 = 0,005$ м – глубина паза вала;

$[\sigma]_{см} = 100$ МПа – допускаемое напряжение на смятие.

$$\sigma_{см} = \frac{2 M_{кр}}{d * l_p (h - t_1)} = 2 * 0,11 * 10^{-2} / 0,045 * 0,036 (0,008 - 0,005) = 55 \text{ МПа}$$

55 МПа < 100 МПа

Условие прочности выполняется.

Выполняем проверку прочности шпоночного соединения на срез.

$$\tau_{ср} = \frac{2T}{d * l * b} \leq [\tau]_{ср} \quad (19)$$

Где $[\tau]_{ср}$ – допускаемое напряжение на срез.

$$[\tau]_{ср} = 0,6 [\tau_{ср}] \quad (20)$$

$$[\tau]_{ср} = 0,6 * 55 = 33 \text{ МПа}$$

$$\tau_{ср} = \frac{2T}{d * l * b} = 2 * 0,11 * 10^{-2} / 0,045 * 0,036 * 0,012 = 11 \text{ МПа,}$$

11 МПа < 33 МПа;

Условие прочности выполняется.

3.7. Испытание и сдача насоса ЦНС-180 в эксплуатацию

К пуску и опробованию насосных агрегатов приступают только после окончания строительных и монтажных работ. Смонтированные насосные агрегаты сначала опробуют, а затем испытывают под рабочей нагрузкой. Опробование насосных агрегатов ведут в соответствии с требованиями заводских инструкций.

Во время опробования проверяют правильность монтажа насосных агрегатов, выявляют и устраняют обнаруженные неисправности и дефекты.

Насосный агрегат должен работать без стука и чрезмерного шума; не должно быть утечек перекачиваемых, смазывающих, охлаждающих и уплотняющих жидкостей в местах соединений деталей и узлов; температура масла в масляных ваннах, резервуарах, корпусах приводов, гидромуфт, редукторах и картерах рам не должна превышать $60\text{ }^{\circ}\text{C}$, температура подшипников, подпятников гидромуфт и трущихся поверхностей - $65\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Во время опробования насосных агрегатов перекачиваемая жидкость подается на сброс: в насосах с байпасом — через байпас - трубопровод при закрытой задвижке на напорном трубопроводе, в насосах без байпаса — через временный трубопровод, присоединяемый к насосу за запорной задвижкой.

Опробование насоса считается законченным при достижении устойчивой работы агрегата в течение 2 ч. После опробования насосные агрегаты подвергают индивидуальному испытанию под рабочей нагрузкой в течение 4 ч.

Напор, производительность и потребляемая мощность насосных агрегатов в процессе испытания под рабочей нагрузкой должны соответствовать паспортным данным завода-изготовителя.[9]

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-4Е31	Валиев Тимур Абдиравупович

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

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

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

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

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

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

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-4ЕЗ1	Валиев Тимур Абдиравупович		

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

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

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

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

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

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

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

реализации модернизации.

4.1. Потенциальные потребители результатов исследования

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

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

Таблица 10 - Карта сегментирования рынка

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

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

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

4.2. Анализ конкурентных технических решений

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

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

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

самостоятельным производством части оборудования. Недостатком существующей системы является использование старого оборудования, что сказывается на общем повышении производительности.

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

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

Оценка конкурентных технических решений определяется по формуле:

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

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

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – средневзвешенное значение i -го показателя.

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

4.3. SWOT – анализ

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

Сильные стороны (Strengths) - преимущества проекта;

Слабости (Weaknesses) - недостатки проекта;

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

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

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

Матрица SWOT приведена в таблице 3.

Таблица 12 - Матрица SWOT

	Сильные стороны проекта: С1: Простота эксплуатации механизма; С2: Сокращение трубной обвязки; С3: Исключение попадания продуктов коррозии; С4: Квалифицированный персонал.	Слабые стороны проекта: Сл1: Дороговизна маслостанции; Сл2: Внутренние производственные проблемы;
Возможности: В1: Сотрудничество с изготовителями маслостанций; В2: Повышение стоимости конкурентных разработок.	В1С1С2С3 – данную маслостанцию, имеющую сильные стороны как простота и сокращение трубной обвязки, можно успешно продвигать на рынке, внедряя его в компании различных размеров. В2С2 – демонстрация возможностей на выставках.	В1Сл1 – проблему дороговизны можно решить путем изменения технологии производства маслостанции и ее элементов в сторону удешевления. При этом необходимо сохранить технические характеристики маслостанции.
Угрозы: У1: Отсутствие спроса; У2: Снижение бюджета на разработку.	У1У3С1С2 – маслостанция проста в эксплуатации и имеет немногочисленную трубную обвязку, а также компактные размеры маслобака. Эти показатели являются одними из важнейших, следовательно, маслостанции будут так же востребованы, как и сейчас. По этим же показателям велика вероятность, что маслостанция будет дальше занимать свою нишу на рынке.	У1Сл1 – угроза отсутствия спроса обусловлена ценой маслостанции и дополнительного оборудования. Необходимо рассмотреть возможность снижения цены за счет сотрудничества с производителями, а также акцентировать внимание возможного потребителя на сильных сторонах проекта, т.е. надежности, редкого обслуживания, легкости в ремонте.

4.4. Технология QuaD

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

Оценка по технологии QuaD приведена в таблице 4.

Таблица 13 - Оценочная карта QuaD

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

Оценка качества и перспективности по технологии QuaD определяется по формуле:

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

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

V_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – средневзвешенное значение i -го показателя.

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

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

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

4.5. Планирование научно-исследовательских работ

Структура работ в рамках научного исследования

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

Таблица 14 - Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

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

Определение трудоемкости и разработка графика выполнения работ

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

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

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

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

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

Расчет продолжительности этапа в календарных днях ведется по формуле:

$$T_{КД} = T_{РД} \cdot T_{К},$$

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

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

$T_{К}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности рассчитывается по формуле:

$$T_{К} = \frac{T_{КАЛ}}{T_{КАЛ} - T_{ВД} - T_{ПД}}, \quad (15)$$

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

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

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

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

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

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

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

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

Из расчета ожидаемой трудоемкости работ, определим продолжительность каждой работы в рабочих днях T_{pi} учитывая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями:

$$T_{pi} = \frac{T_{ожi}}{ч_i}, \quad (17)$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$T_{ожi}$ - ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.

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

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

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot T_k, \quad (18)$$

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

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

T_k – коэффициент календарности.

Расчет трудозатрат на выполнение проекта приведен в таблице 6.

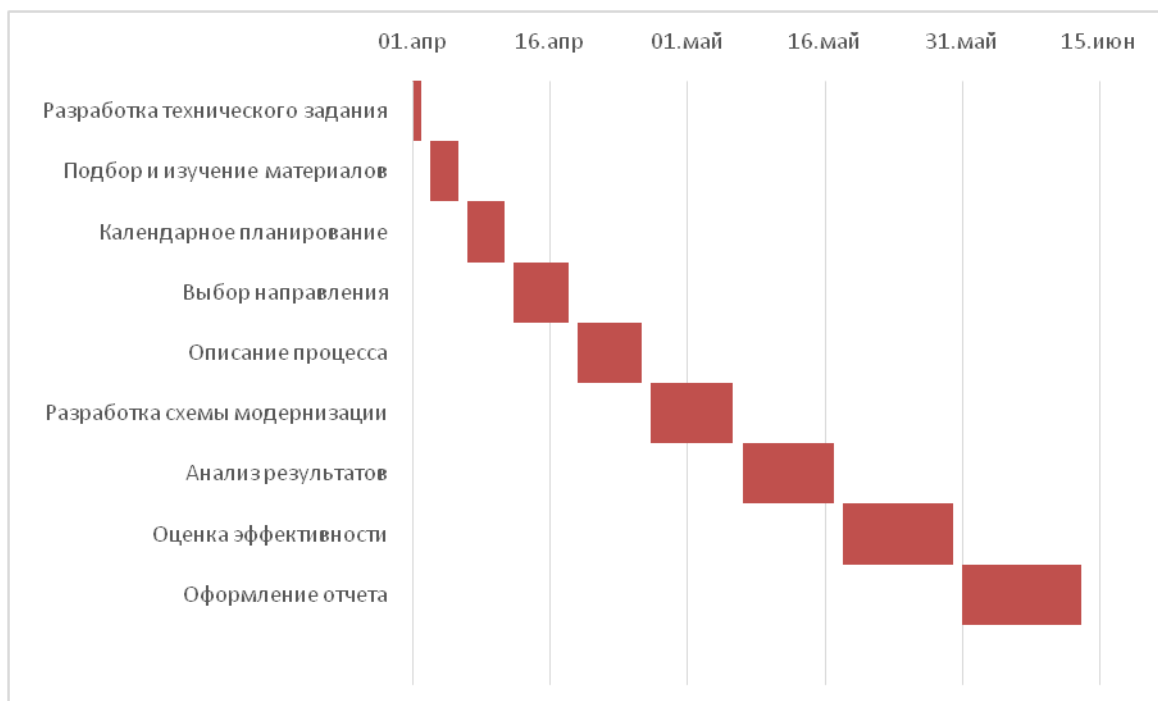
Таблица 15 - Временные показатели проведения научного исследования

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

Календарный график проведенной ВКР представлен в таблице 7.

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

Таблица 16 - Календарный план-график



4.6. Бюджет научно-технического исследования

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

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

Расчет материальных затрат

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

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

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

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

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

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Транспортные расходы примем в размере 10% от стоимости материалов.

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

Материальные затраты рассчитаны в таблице 17.

Таблица 17 - Материальные затраты

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

Основная заработная плата исполнителей темы

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

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

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

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

Среднедневная заработная плата определяется по формуле:

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

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

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

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

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

Расчет затрат на основную заработную плату приведен в таблице 18.

Таблица 18 - Расчет основной заработной платы

№	Наименование этапов	Исполнители по категориям	Трудоемкость, чел.-дн.			Заработная плата, приходящая на один чел.-дн., тыс. руб.	Всего заработная плата по тарифу, тыс. руб.		
			Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, студент	2	3	2	2,55	5,1	7,65	5,1
2	Выбор темы	Руководитель,	13	15	14	2,55	33,15	38,25	35,7

	исследований	студент							
3	Разработка и проектирование модернизации	Студент	16	20	22	1,2	19,2	24	26,4
4	Обобщение и оценка результатов	Руководитель, студент	22	22	22	2,55	56,1	56,1	56,1
5	Составление пояснительной записки	Студент	13	12	13	2,55	33,15	30,6	33,15
Итого:							146,7	156,6	156,45

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

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

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

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

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

Таблица 19 - Баланс рабочего времени

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

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{tc} \cdot (1 + k_{pr} + k_d) \cdot k_r = 23264 \cdot (1 + 0,2 + 0,3) \cdot 1,3 = 45364,8 \text{ руб.},$$

где Z_{tc} – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

k_{pr} – премиальный коэффициент, равный 0,2 (т.е. 20% от Z_{tc});

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

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

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

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

Таблица 20 - Расчет основной заработной платы для исполнения 1

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

Таблица 21 - Расчет основной заработной платы для исполнения 2

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

Таблица 22 - Расчет основной заработной платы для исполнения 3

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

Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

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

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

Таблица 23 - Дополнительная заработная плата

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.			Коэффициент дополнительной заработной платы	Дополнительная заработная плата, руб.		
	Исполнитель 1	Исполнитель 2	Исполнитель 3		Исполнитель 1	Исполнитель 2	Исполнитель 3
Руководитель	20620,36	24744,44	20620,36	0,15	3093,05	3711,67	3093,05
Студент	48259,78	51706,91	54292,25		7238,97	7756,04	8143,84
ИТОГО					10332,02	11467,70	11236,89

Отчисления во внебюджетные фонды

Величина отчислений по внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}), \quad (24)$$

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

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

ПФР – 0,22 (22%), ФСС

РФ – 0,029 (2,9%),

ФФОМС – 0,051 (5,1%),

следовательно, $k_{внеб} = 0,3$.

Таблица 24 - Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.			Дополнительная заработная плата, руб.			Отчисления во внебюджетные фонды		
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Руководитель	20620,36	24744,44	20620,36	3093,05	3711,67	3093,05	7114,02	8536,83	7114,02
Студент	48259,78	51706,91	54292,25	7238,97	7756,04	8143,84	16649,63	17838,89	18730,83
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,3								
Итого	23763,65			26375,72			25844,85		

Накладные расходы

Величина накладных расходов определяется по формуле:

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

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

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

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

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

Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

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

Таблица 25 - Бюджет затрат на НИР

Наименование статьи	Сумма, руб. (исполнение 1)	Сумма, руб. (исполнение 2)	Сумма, руб. (исполнение 2)
Материальные затраты	686000	720000	840000
Основная заработная плата	68880	76451	74912
Дополнительная заработная плата	10332	11468	11237
Страховые взносы	23764	26376	25845
Накладные расходы	39450	41715	47600
Итого:	828426	876010	999594

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

Определение ресурсоэффективности проекта

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

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

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

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

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

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

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

Для 1-ого варианта исполнения имеем:

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

Для 2-ого варианта имеем:

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

Для 3-ого варианта имеем:

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

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

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

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

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент разработки;

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

Таблица 26 - Сравнительная оценка характеристик проекта

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

Рассчитываем показатель ресурсоэффективности:

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

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

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

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

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

$$I_{\text{исп} 1} = 4,7 / 0,829 = 5,67,$$

$$I_{\text{исп} 2} = 3,9 / 0,876 = 4,45,$$

$$I_{\text{исп} 3} = 3,6 / 1 = 3,6.$$

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

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

$$\varepsilon_{cp1} = 5,67 / 3,6 = 1,575,$$

$$\varepsilon_{cp2} = 4,45 / 3,6 = 1,236,$$

$$\varepsilon_{cp3} = 3,6 / 3,6 = 1.$$

Таблица 27 - Сравнительная эффективность разработки

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

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

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

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

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-4Е31	Валиев Тимур Абдиравупович

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования и области его применения

Маслосистема кустовой насосной станции.

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность

1.1. К вредным факторам относятся:

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

1.2. К опасным факторам относятся:

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

2. Экологическая безопасность:

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

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

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-4Е31	Валиев Тимур Абдиравупович		

5. Производственная безопасность

5.1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды

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

индивидуальной защиты по ГОСТ 12.1.029-80 персонал необходимо снабдить противошумными наушниками, закрывающими ушную раковину снаружи, либо противошумными вкладышами, перекрывающими наружный слуховой проход и прилегающие к нему. Вибрация вызывает в организме человека реакции, которые являются причиной функциональных расстройств различных органов. Вредное действие выражается в виде повышенного утомления, головной боли, боли в суставах, повышенной раздражительности, некоторого нарушения координации движений. В отдельных случаях длительное воздействие интенсивной вибрации приводит к развитию вибрационной болезни, вызывающей тяжелые, часто необратимые изменения в центральной нервной и сердечно-сосудистой системах, а также в опорно-двигательном аппарате.

90 Воздействие вибрации на организм человека может привести к ряду функциональных расстройств различных органов. Вредное действие проявляется в виде головной боли, повышенной раздражительности, повышенное утомление, некоторое нарушение координации движений. В частных случаях чрезмерное длительное воздействие вибрации приводит развитию вибрационной болезни, которая проявляется в нарушении работы сердечно-сосудистой и нервной систем, в поражении мышечных тканей и суставов, нарушении функций опорно-двигательного аппарата. По ГОСТ 26568-85 к коллективным средствам защиты от вибрации относятся активные средства виброзащиты. К индивидуальным средствам защиты от вибрации относятся специальные костюмы, обувь, нагрудники, вибродемпфирующие перчатки, рукавицы.

5.2 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производённой среды

Одним из наиболее опасных объектов нефтеперекачивающей станции, в котором сконцентрировано большинство потенциальных опасностей и вредностей, является насосный зал магистральных насосных агрегатов. В помещении возможно скопление взрывоопасных и токсичных смесей, газов – паров нефти, легких углеводородов, метана, сероводорода и др. Согласно ГОСТ 12.1.005-88.ССБТ по степени воздействия на организм человека воздушные смеси и газы относятся 91 др. относятся к ядам наркотического действия. Кроме того, сероводород и углеводородные газы относятся и к ядам раздражающего действия. Сероводород воздействует на верхние дыхательные пути, а углеводороды – на легочную ткань. Попадая на кожу человека, они обезжиривают и сушат ее, вызывая различные кожные заболевания (экзема, дерматиты). Первыми признаками отравления газами являются недомогание, головокружение, повышение температуры тела. К числу мероприятий по снижению взрывоопасности и пожароопасности можно отнести: - проведение проверки оборудования, своевременное обслуживание и ремонт; - использование системы контроля загазованности помещения; - уменьшение концентрации взрыво – пожароопасных газов. В случае увеличения концентрации взрывоопасных газов автоматически включается приточно-вытяжная вентиляция насосного зала. На случай возникновения пожара насосный зал оборудован пенной (водной) автоматической системой пожаротушения. Кроме того, насосный зал оснащен первичными средствами пожаротушения – огнетушители, ящики с песком, лопаты, вёдра. Нефтеперекачивающая станция относится к энергоёмким объектам. Основным потребителем энергии являются мощные электродвигатели насосов. Поэтому возникает опасность воздействия электрического тока напряжением до 6000 кВ при эксплуатации и ремонте оборудования из-за ошибочных действий персонала, случайного прикосновения к токоведущим частям, в случае появления напряжения на

токоведущих частях в результате нарушения изоляции проводов, при аварии и т.д., что может привести не только к поражению электрическим током, но и стать причиной пожара, взрыва. Для защиты персонала от поражения электрическим током применяется защитное заземление, защитное зануление, защитное отключение. Чтобы исключить поражение электрическим током при проведении работ на агрегатах 92 требуется выполнить ряд подготовительных мероприятий по обеспечению безопасности: - произвести необходимые отключения и принять меры, препятствующие подаче напряжения к месту работы вследствие ошибочного или самопроизвольного включения аппаратуры; - установить ограждения, вывесить запрещающие плакаты; - проверить заземление на токоведущих частях. Воздействие статического электричества тоже может быть опасно для человека, так как во время действия разряда возможны рефлекторные движения, испуг, по причине которых человек может упасть с высоты, попасть в опасную зону насосного силового агрегата или другого оборудования. Способы защиты от статического электричества: - предотвращение накопления заряда на токопроводящих частях оборудования, осуществляется устройством заземлений. - снижение интенсивности накопления заряда. Осуществляется путём уменьшения скорости движения нефти по трубопроводам, налива ёмкости без разбрызгивания.

5.3. Экологическая безопасность

Защита селитебной зоны

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

Воздействие на атмосферу

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

Воздействие на гидросферу и литосферу

Источниками загрязнения почвы нефтью на нефтеперекачивающих станциях магистральных нефтепроводов являются неплотности запорной арматуры, фланцевых и муфтовых соединений, сварных стыков; утечки вследствие коррозионных повреждений резервуаров; продукты зачистки резервуаров. Замена отработавших материалов и узлов приводит к образованию твердых отходов производства (металлолом, фторопласт и прочий бытовой мусор). Для утилизации бытовых отходов применяются полигоны твердых бытовых отходов. Решения по обеспечению экологической безопасности Работающие с нефтепродуктами должны быть обучены безопасности труда в соответствии с ГОСТ 12.0.004-90. В целях предупреждения загрязнения атмосферы, гидросферы и литосферы предусматривается: - сокращение потерь нефти. Герметизация системы транспорта нефти; - отсутствие открытого налива и слива нефтепродуктов; - компактность нефтеперекачивающей станции. Уменьшается используемая площадь почвы, уменьшается количество соединений; - защита от коррозии оборудования и трубопроводов; - защитное отключение насосных агрегатов; - для ликвидации масштабного разлива нефти используют природные и искусственные сорбенты. При работе с отработанными нефтепродуктами,

являющимися легковоспламеняющимися и ядовитыми веществами, необходимо применять индивидуальные средства защиты по типовым отраслевым нормам. Для предотвращения загрязнения окружающей среды нефтепродуктами, уменьшения пожарной опасности и улучшения условий труда рекомендуются установки герметичного налива и слива, стационарные шланговые устройства, системы автоматизации процессов сливно-наливных операций.

5.4. Безопасность в ЧС

Пожарная безопасность. Общие требования

Пожарная безопасность объекта должна обеспечиваться системами предотвращения пожара и противопожарной защиты, в том числе организационно-техническими мероприятиями. Системы пожарной безопасности должны характеризоваться уровнем обеспечения пожарной безопасности людей и материальных ценностей, а также экономическими критериями эффективности этих систем для материальных ценностей, с учетом всех стадий (научная разработка, проектирование, строительство, эксплуатация) жизненного цикла объектов и выполнять одну из следующих задач: исключать возникновение пожара; обеспечивать пожарную безопасность людей; обеспечивать пожарную безопасность материальных ценностей; обеспечивать пожарную безопасность людей и материальных ценностей одновременно.

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

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

Объекты, отнесенные к соответствующим категориям по пожарной опасности согласно нормам технологического проектирования для определения категорий помещений и зданий по пожарной и взрывопожарной опасности, должны иметь экономически эффективные системы пожарной безопасности.

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

Классификация объектов по пожарной и взрывопожарной опасности должна производиться с учетом допустимого уровня их пожарной опасности (требуемого уровня обеспечения пожарной безопасности), а расчеты критериев и показателей ее оценки, в т.ч. вероятности пожара

(взрыва), - с учетом массы горючих и трудногорючих веществ и материалов, находящихся на объекте, взрывопожароопасных зон, образующихся в аварийных ситуациях, и возможного ущерба для людей и материальных ценностей.

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

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

Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод

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

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

нижних речных террасах, сильнотрещиноватых участках, особенно если подземные воды в этих отложениях используются для питьевого водоснабжения.

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

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

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

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

5.5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Общие требования по охране труда

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

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

Вводный инструктаж машинисту ЗРА проводит специалист службы охраны труда. После прохождения вводного инструктажа машинист ЗРА должен пройти первичный инструктаж на рабочем месте. Повторный инструктаж на рабочем месте машинисту ЗРА проводится с целью обновления, углубления и закрепления знаний им требований безопасности при выполнении основных и других наиболее часто выполняемых ими работ и операций. Внеплановый инструктаж проводится: При введении в действие новых или переработанных стандартов. При изменении программ, а также изменений к ним; При изменении технологического процесса, замене или модернизации оборудования, приспособлений и инструмента, исходного сырья, материалов и других факторов, влияющих на безопасность труда. Целевой инструктаж проводят: при выполнении разовых работ, не связанных с прямыми обязанностями по специальности (погрузка, выгрузка, уборка территории, разовые работы вне структурного

подразделения, цеха и т.п.); при ликвидации последствий аварий, стихийных бедствий и катастроф; при производстве работ, на которые оформляется наряд-допуск, разрешение и другие документы; На период стажировки машинист ЗРА закрепляется за опытным квалифицированным работником (наставником-инструктором). По окончании стажировки на рабочем месте перед допуском к самостоятельной работе машинист ЗРА должен пройти проверку знаний требований охраны труда в объеме требований инструкций по охране труда, соблюдение требований которых входит в его обязанности.

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

Требования охраны труда во время работы

Машинист ЗРА должен знать схему расположения трубопроводов и назначение всей запорной арматуры, чтобы в процессе эксплуатации, а также при аварии, или пожаре быстро и безошибочно производить необходимые переключения. Работы должны быть прекращены при обнаружении неисправности и нарушения требований безопасности при выполнении работ, по возможности устранены собственными силами, а при невозможности устранения работник обязан сообщить о них руководителю работ. В течение всей смены машинист ЗРА должен находиться на рабочем месте и не должен оставлять его без разрешения непосредственного руководителя, рабочим местом считается территория и сооружения объекты цеха по добыче нефти и газа; операторная КНС;

машинный зал КНС; территория КНС. Следить, чтобы освещение рабочего места было достаточным местное освещение должно быть низковольтным не выше 36 В. В необходимых случаях следует пользоваться переносной электрической лампой с защитной сеткой, исправным шнуром в резиновой трубке при напряжении эл.тока, не выше 36 В. Всякая переделка машинистом ЗРВ освещения электрического оборудования, а также смена предохранителей и т.п. не допускается.

Заключение

Актуальность проблемы состоит в том, что на сегодняшний день система поддержания пластового давления является одной из самых экономически эффективных и ресурсосберегающих методов повышения нефтеотдачи пласта.

В настоящей дипломной работе рассмотрена задача повышения ресурса работы центробежного насоса ЦНС 180 – 1900 для поддержания пластового давления, в частности, усовершенствования узла разгрузки (гидропята) ротора. Концепция решения проблемы состояла в использовании узла разгрузки с дросселирующим каналом между задней пазухой ступени насоса и камерой. В результате проведенных расчетов удалось достичь увеличения гидростатической жесткости узла разгрузки на 30% и увеличения К.П.Д. насоса на 2,6 %. В ходе анализа основных технико-экономических показателей выявлена экономическая эффективность модернизированного насоса, которая выражается в двукратной экономии электроэнергии в денежном эквиваленте по сравнению с обычным насосом.

Практическая ценность объясняется тем, что сегодня многие нефтяные компании, использующие системы поддержания пластового давления не следуют рекомендациям по эксплуатации насосного оборудования, в частности, пренебрегают сроками капитального ремонта, используют запасные части, не рекомендованные заводом – изготовителем, используют оборудование, технические и экономические показатели которого не соответствуют условиям эксплуатации. Неразвитая система аутсорсинга и логистики также откладывает отпечаток на эксплуатации центробежных насосов. Меры по обеспечению надежности насосного оборудования систем ППД будут эффективными только в случае тесного взаимодействия производителя оборудования и эксплуатирующей организации.

Подводя итог, касающийся в дипломной работе задачи, сделан вывод о том, что все вопросы по модернизации являются дискуссионными и весьма актуальными. В связи с быстрым развитием нефтегазовой промышленности и технологий добычи необходима разработка методов и технических решений, направленных на повышение эффективности работы систем ППД путем оптимизации технологии, совершенствования характеристик и повышения технического уровня насосного оборудования с учетом конструктивных особенностей насосов и условий эксплуатации.

Список использованных источников

1. Багманов А. А. Исследование и разработка методов повышения эффективности системы поддержания пластового давления с применением насосов типа ЦНС: Дис. канд. техн. наук: 25.00.17 Уфа, 2006 120 с.
2. Богатырев А.Г., Лямин А.В., Богатырева О.А. и др. Пути снижения затрат на обновление парков насосного оборудования нефтедобывающих предприятий // РНТС. Нефтепромысловое дело. 2004. - № 7. - С. 50-53.
3. Давиденко А.К., Обозный С.Г. Бурлака В.Б. Модернизация насоса ЦНС 180 // Химическое и нефтяное машиностроение. 2002. - № 11.
4. Еронин В.А. Поддержание пластового давления на нефтяных месторождениях. – М.: «Недра», 1973 – 201с.
5. Еронин В.А., Литвинов А.А., Кривоносов И.В., Голиков А.Д. Эксплуатация системы заводнения пластов.- М.: Недра. 1973 - 200 с.
6. Забильский Г.Г., Дементьев Ю.Л. Работоспособность насосов типа ЦНС 180х1422 и ЦНС 180-1900 при закачке пресной и сточной вод в пласт // РНТС. Машины и нефтяное оборудование. М.: ВНИИОЭНГ, 1982.
7. Кузьмин С.А., Мельников Д.И. Насосный агрегат для нефтепродуктообеспечения // Нефтяное хозяйство. 2003. -№ 2.
8. Фарамазов С.А. Ремонт и монтаж оборудования химических и нефтеперерабатывающих заводов. Москва, «Химия», 1988.
9. Хисамутдинов Н.И., Ибрагимов Г.З. Разработка нефтяных месторождений.- М.: 1994.
10. Годовой бухгалтерский отчет ОАО «Томскнефть» ВНК за 2008 год
11. Годовой бухгалтерский отчет ОАО «Томскнефть» ВНК за 2011 год
12. Проблемы энергосбережения в нефтедобыче Западной Сибири/С.М. Соколов, В.А. Горбатиков, В.П. Фрайштетер// Нефтяное хозяйство. – 2010. – №3.
13. Повышение надежности эксплуатации насосного оборудования для систем ППД. Журнал «Инженерная практика», № 7, 2012

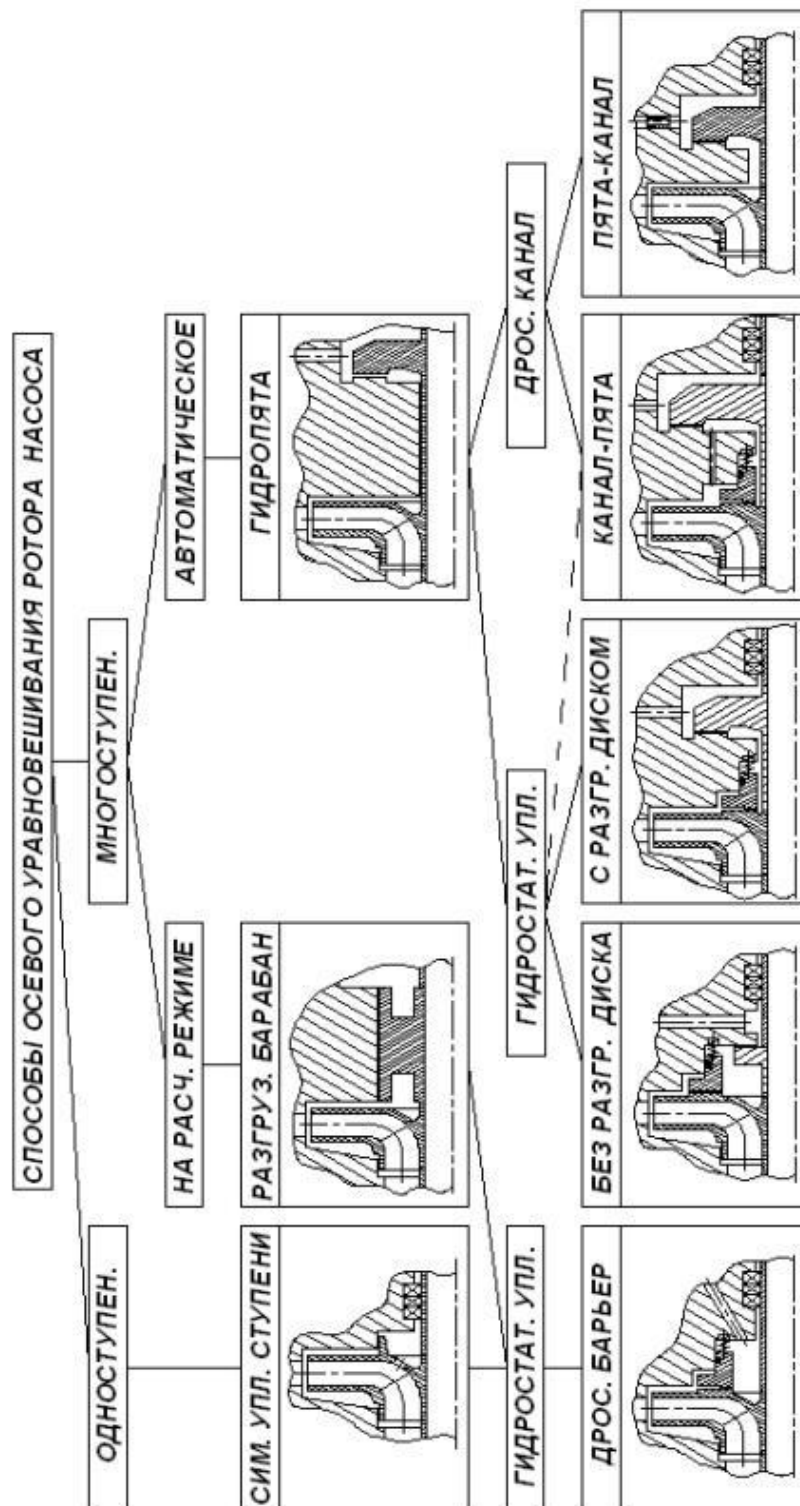
14. Технологический регламент установки БКНС // Перечень обязательных инструкций и нормативно-технической документации: ОАО «Томскнефть» ВНК – Томск, 2011.
15. Технология ППД // Нефтеюганский корпоративный институт. – Нефтеюганск, 2002. – 123с.
16. Указания по применению насосов типа ЦНС (МС) в системах промышленного сбора, подготовки и транспорта нефти. Уфа: ВНИИСПТнефть, 1984.
17. В.М. Веселов. Система мониторинга эффективности работы насосов ППД в ЦППД-5 ООО «РН-Юганскнефтегаз» – режим доступа к источнику: http://www.rosneft.ru/attach/0/02/92/v03_2006.pdf
18. Г.А. Павлов В.А. Горбатиков. О проблемах энергосбережения и энергоэффективности в системах поддержания пластового давления. – Электрон. журн. «Нефтяное хозяйство», 07.2011 - . – режим доступа к журн.: <http://xn80afahaaqc0blaimo5af7a518a.xnp1ai/upload/iblock/b49/118-119%20pavlov.pdf>.
19. ГОСТ 10407-88. Насосы центробежные многоступенчатые секционные. Типы и основные параметры.
20. ПБ08-624-03. Правила безопасности нефтяной и газовой промышленности. ПИО ОБТ, Москва, 2003.
21. Рабочее колесо промежуточной ступени: пат. 2362912 Рос. Федерация: МПК F04D29/22 для центробежных насосов, F04D29/16/ Анохин Владимир Дмитриевич; заявитель и патентообладатель Анохин Владимир Дмитриевич; заявл. 10.07.2008; опубл. 27.07.2009.
22. Торцовое уплотнение рабочего колеса центробежного насоса: пат. 2289041 Рос. Федерация: МПК F04D29/16 / Двинин Анатолий Алексеевич, Мамеев Геннадий Геннадьевич; заявитель и патентообладатель Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования "Тюменский государственный нефтегазовый университет"; заявл. 30.05.2005; опубл. 10.12.2006.

23. Разгрузочное устройство центробежного секционного насоса: пат. 2374501 Рос. Федерация: МПК F04D29/041 / Боченков Дмитрий Александрович, Сташинов Юрий Павлович, Волков Владимир Владимирович, Волков Дмитрий Владимирович, Лазарев Максим Александрович; заявитель и патентообладатель Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования "Южно-Российский Государственный технический университет (Новочеркасский политехнический институт)"; заявл. 04.06.2008; опубл. 27.11.2009.

Приложение А. Нормы технологического режима

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Значение параметра		Точка контроля
			макс	мин	
1	2	3	4	5	6
1. Давление		кгс/см ²			
1.1	На приеме насосов		0,4	0,1	Приемный патрубок
1.2	На приеме ЦНС 180x1900		7,0	2,5	Приемный патрубок
1.3	На выкиде насоса		220	150	Линия нагнетания
1.4	В системе смазки подшипников		1,2	0,7	Линия подачи масла на подшипники
1.5	В системе смазки маслонасоса до фильтра		2,5	1,2	Линия подачи масла на фильтр
1.6	В узле гидравлической разгрузки		6	---	Линия разгрузки
2. Расход.		м ³ /ч			
2.1	Подача ЦНС 180 х 1900		180	100	Выкидной трубопровод
2.2	Масла на смазку подшипников (на 1 нас.агр)		Не менее 4,0		По техническим данным
3. Температура.		*С			
3.1	Рабочего агента		90	15	
3.2	Подшипников СТД		75	---	Корпус подшипников
3.3	Подшипников 4АРМ		80	---	Корпус подшипников

Приложение Б. Способы осевого уравнивания ротора центробежного насоса



Приложение В. Усредненные показатели насосов до и после модернизации

УСРЕДНЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ НАСОСОВ ДО И ПОСЛЕ МОДЕРНИЗАЦИИ

марка насоса	КПД, %		потребляемая мощность		экономия электроэнергии, кВт
	до модернизации	после модернизации	до модернизации	после модернизации	
ЦНС 180-1422	62,98	73,60	1 074	973	101
ЦНС 180-1900	59,83	71,10	1 538	1338	200
ЦНС 240-1900	72,35	78,60	1 580	1476	104
ЦНС 500-1900	70,62	80,60	3 566	3297	269
ЦНС 630-1700	66,02	80,10	3 569	3 257	312

УСРЕДНЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ НАСОСОВ ДО И ПОСЛЕ МОДЕРНИЗАЦИИ

