

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

Кафедра проектирования и эксплуатации газонефтепроводов

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

А.Н.Сокольников

« 19 » 06 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.03.03 «Эксплуатация транспортно – технологических машин и комплексов»

«Модернизация магистрального насосного агрегата типа НМ 10000–210»

Руководитель

16.06.17
к.т.н., доцент  О.Н. Петров

Выпускник

25.05.2017  Р.С. Назыров

Красноярск 2017

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме:
«Модернизация магистрального насосного агрегата типа НМ 10000–210»

Консультанты по
разделам:

Экономическая часть

 15.06.17г.

И.В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности

 2.06.17

Д.А. Едимичев

Нормоконтролер

 16.06.17г.

О.Н. Петров

Реферат

Бакалаврская работа студента Р.С. Назырова на тему «Модернизация магистрального насосного агрегата типа НМ 10000–210» состоит из 71 страницы расчетно-пояснительной записке, использованных источников, 6 листов графического материала, представленные в виде плакатов.

Работа состоит в установке направляющего аппарата в корпус насоса.

Технологическая часть бакалаврской работы содержит сведения об устройстве и принцип работы НМ 10000-210, технические характеристики данного насоса.

Приведены расчеты шпилечного соединения.

В разделе «Безопасность жизнедеятельности» проведен анализ опасных и вредных производственных факторов. Так же произведен расчет избыточного давления нефтепродуктов в насосном зале.

В экономической части работы рассчитаны затраты при изготовлении направляющего аппарата, на приобретение деталей и материалов, энергетические затраты, затраты на заработную плату, транспортные затраты, в конце приведена смета сводных затрат и экономический эффект.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	6
1 Технико-экономическое обоснование.....	8
2 Характеристика района	9
2.1 Общая характеристика Рыбинской ЛПДС.....	9
2.2 Назначение и состав Рыбинской ЛПДС.....	11
2.3 Технологический процесс работы Рыбинской ЛПДС.....	13
2.3.1 Технологический режим работы НПС «Рыбная».....	13
2.3.2 Вспомогательные системы насосных агрегатов НПС «Рыбная».....	15
2.3.3 Технические характеристики, устройство и принцип Работы НМ 10000-210.....	18
3 Патентно-информационный обзор.....	29
3.1 Патент № 103584. Рама вибродемпфирующая фундаментная насосного агрегата.....	31
3.2 Патент № 95043. Центробежный электронасосный агрегат.....	33
3.3 Патент № 253 72 05. Магистральный нефтяной насос и рабочее колесо магистрального нефтяного насоса.....	36
3.4 Техническое предложение.....	40
4 Расчетная часть.....	41
4.1 Расчет шпилечного соединения.....	41
5 Рекомендации по монтажу.....	48
6 Безопасность жизнедеятельности.....	49
6.1 Расчет избыточного давления нефтепродуктов.....	51
6.2 Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	54
7 Экономическая часть	56
7.1 Расчет капитальных вложений.....	57
7.2 Затраты на приобретение деталей и материалов.....	57
7.3 Энергетические затраты.....	58
7.4 Затраты на заработную плату.....	60

7.5 Транспортные затраты.....	62
7.6 Смета сводных затрат.....	64
7.7 Определение экономической эффективности проекта.....	64
Заключение.....	68
Список сокращений.....	69
Список использованных источников.....	70

ВВЕДЕНИЕ

На нынешнем этапе развития экономики трубопроводный транспорт, являясь важнейшей составной частью транспортной системы России, играет важную роль в обеспечении народного хозяйства топливно-энергетическими ресурсами. Экономическая эффективность и надежность доставки нефти из районов добычи в районы переработки и к потребителю являются основными критериями оценки функционирования трубопроводного транспорта. Отказы на магистральных нефтепроводах (МН) приводят к полному или частичному прекращению перекачки, нарушают нормальную работу промыслов, нефтеперерабатывающих заводов и нефтебаз. Аварии на МН, сопровождающиеся масштабными разливами нефти, наносят значительный ущерб окружающей среде, способны привести к взрывам и пожарам с катастрофическими последствиями. По этой причине обеспечение надежной работы МН является одной из основных задач при эксплуатации. Современные условия работы трубопроводного транспорта нефти характеризуется естественным старением основного оборудования, повышением требований к их экологической безопасности и необходимостью поддержания энергомеханического оборудования в надежном, работоспособном состоянии для бесперебойного оказания транспортных услуг нефтяным компаниям. В настоящее время для снижения отказов энергомеханического оборудования и обеспечения безопасной эксплуатации системы нефтепроводов потребовало выработки комплексного подхода, который, с одной стороны, обеспечил бы повышение надежности, качества выполнения ремонтных работ, а с другой – привел бы к снижению их удельной стоимости.

Основным оборудованием, осуществляющим транспортировку нефти и/или нефтепродуктов, является магистральный насос (НМ). От его работы и технических характеристик зависят объем перекачиваемой нефти и/или нефтепродукта и скорость транспортировки.

Так, целью создания данной бакалаврской работы послужило создание магистрального электронасосного агрегата с улучшенными технико-экономическими характеристиками, конкретно с пониженным шумом и вибрациями, повышенной надежностью, ресурсом и к.п.д.

Для достижения данной цели необходимо выполнить следующую задачу:
смонтировать направляющее колесо в раму насоса.

1 Технико-экономическое обоснование

Проблемы повышения надежности, эффективности и безопасности эксплуатации магистральных насосных агрегатов (МНА) тесно связаны с задачами обновления основных производственных фондов и снижения затрат на проведение ремонтно-восстановительных работ. Значительное увеличение стоимости ремонтно-технического обслуживания, запасных частей, монтажных и аварийно-восстановительных мероприятий в условиях дефицита средств, приводят к необходимости разработки и внедрения новых способов технического обслуживания. В этих условиях многократно возрастает необходимость в научных разработках, направленных на решение задач, связанных с совершенствованием методов и средств диагностирования технического состояния нефтеперекачивающего оборудования.

Обновление парка нефтеперекачивающего оборудования на предприятиях Западной Сибири происходит медленными темпами, и в настоящее время эксплуатируемые МНА имеют широкий разброс по времени общей наработки от сотен до сотен тысяч часов. Предельная выработка моторесурса приводит к существенному изменению параметров МНА, и при этом общепринятые методики оценки технического состояния оборудования дают весьма значительную погрешность. Поэтому представляет практический интерес моделирование и изучение динамики «старения», т.е. определение тенденций изменения эксплуатационных характеристик МНА в процессе выработки ресурса. Учет подобных динамических характеристик позволит внести соответствующие коррективы в расчетные методики и в определенной степени оптимизировать эксплуатационные параметры МНА с предельно-выработанным моторесурсом.

Известно, что одним из основных параметров, позволяющих оценивать техническое состояние МНА, является вибрация. Следовательно, изучение закономерностей параметров вибрации в зависимости от технического состояния элементов МНА является первостепенной задачей при разработке и

совершенствовании методов оценки технического состояния технологического оборудования нефтеперекачивающих станций (НПС).

Повышенная вибрация вызывает интенсивный износ и разрушение баббитовой заливки в опорных подшипниках, увеличиваются зазоры, нарушается гидродинамика масляного клина ослабляются связи отдельных половин вкладышей и корпусов подшипников, а также фундаментной плиты.

В насосных агрегатах высокая вибрация выходящая за рамки допустимого, приводит к задеванию и интенсивному износу концевых и промежуточных уплотнений в проточной части тепловых и электрических машин. Увеличиваются радиальные зазоры, а следовательно, увеличиваются межступенчатые перетоки рабочего тела, снижается экономичность машины, уменьшается к.п.д.

Вибрация увеличивает шум в производственных помещениях, приводит к трудноизлечимым вибрационным заболеваниям и механическим травмам, возникающих у персонала при ликвидации трудоемких неполадок. Опыт эксплуатации показывает, что примерно 30 % времени вынужденных простоев турбоагрегатов и 30 % производственных затрат связано с устранением последствий и вибрационной наладкой.

Уровень шума на всех режимах при наибольшей частоте вращения не должен превышать $V_r 90$ дБ (ГОСТ 253364 – 82).

2 Характеристика района

2.1 Общая характеристика Рыбинской ЛПДС

Рыбинская линейная производственно-диспетчерская станция (РЛПДС) является структурным подразделением Красноярского районного нефтепроводного управления (КРНУ), ОАО «Транссибирские магистральные нефтепроводы» (АО «Транснефть – Западная Сибирь»).

Сокращенное название подразделения – Рыбинская ЛПДС.

Рыбинская ЛПДС не является юридическим лицом и осуществляет свою деятельность на основании Положения, разработанного в соответствии с Уставом АО «Транснефть – Западная Сибирь» и Положением о КРНУ. Форма собственности: государственная.

Основной вид деятельности – прием и перекачка нефти на одном из участков магистральных нефтепроводов «Омск – Иркутск» (диаметр трубопровода 720 мм) и «Анжеро-Судженск – Красноярск – Иркутск» (диаметр трубопровода 1020 мм).

Состав нефтеперекачивающей станции.

1) Насосные станции для перекачки нефти:

- магистральная НПС-1;
- магистральная НПС-2;
- подпорная НПС-2.

2) Резервуары:

- РВС-20000 – 2шт;
- РВСП-20000 – 4шт;
- РВС-5000 – 1шт;
- РВСП-5000 – 2шт.

3) станции катодной защиты.

На предприятии имеется система автоматики и телемеханики

Система автоматизации ЛПДС осуществляет:

- централизованный контроль технологических параметров и параметров состояния технологического оборудования;
- программное управление и поддержание заданного режима работы оборудования ЛПДС; автоматическую защиту насосных агрегатов по предельным и аварийным значениям контролируемых параметров;
- автоматическое управление работой вспомогательных систем и сооружений; резервуарного парка; линейной части нефтепроводов, котельных «Sermet» и «Witermo».

Система телемеханики ЛПДС (станционная телемеханика) предназначена для централизованного контроля и управления технологическим оборудованием ЛПДС с помощью систем автоматики. Объектами телемеханизации являются: магистральные насосные; подпорная насосная; вспомогательные системы; резервуарный парк; узлы приема и пуска (пропуска) устройств очистки и диагностики – трубопровода.

Структура предприятия. В состав предприятия входят следующие цеха:

- участок электроснабжения;
- участок эксплуатации вдольтрассовых воздушных линий и средств электрохимической защиты (ВЛ ЭХЗ);
- участок систем автоматики и телемеханики (СА и ТМ);
- участок водоснабжения и водоотведения;
- линейно-эксплуатационная служба;
- участок по обслуживанию механо-технологического оборудования;
- участок обслуживания и эксплуатации резервуарного парка;
- автотранспортный участок;
- ремонтно-хозяйственный участок;
- объектовая пожарная команда;
- команда службы безопасности [1].

2.2 Назначение и состав Рыбинской ЛПДС

Рыбинская линейная производственная диспетчерская станция предназначена для приема нефти из нефтепровода в «свободную емкость» резервуарного парка, а так же перекачки нефти из емкости резервуарного парка в магистральный нефтепровод.

Рыбинская ЛПДС введена в эксплуатацию в 1964 году. Является структурным подразделением Красноярского РНУ АО «Транснефть – Западная Сибирь» и представляет собой комплекс сооружений и устройств для приема нефти по магистральным нефтепроводам «Омск – Иркутск» диаметром

720 мм, «Анжеро-Судженск – Красноярск» диаметром 1020 мм на участке «Кемчуг – Рыбная» и перекачки нефти по магистральным нефтепроводам «Омск – Иркутск» диаметром 720 мм «Красноярск – Иркутск», диаметром 1020 мм на участке «Рыбная – Пойма».

Проект Рыбинской ЛПДС разработан «Южгипротрубопровод» г. Киев, Московский институт Гипротрубопроводстрой г. Москва, Сибнефтетранспроект г. Омск.

В состав Рыбинской ЛПДС входят:

- резервуарный парк: РВС-5000 № 14, РВСП-5000 № 7, № 8, РВС-20000 № 51, № 52, РВСП-20000 № 53, № 54, № 55, № 56 общей емкостью – 135000 м³, в том числе полезной емкости – 101845 м³;

- насосная станция НПС «Рыбная-1» с магистральными насосными агрегатами 20QLQ 23/310/3 (МА-1, МА-2, МА-3), подпорным насосным агрегатом НПВ 2500-80 (ВПН -1) и агрегатом внутрипарковой перекачки нефти НПВ 2500-60-2,3 (ВПН-2);

- фильтры-грязеуловители и система откачки утечек НПС «Рыбная-1»;

- узел регулирования давления НПС «Рыбная-1»;

- ЗРУ-1, обеспечивающее энергоснабжение НПС «Рыбная-1», резервуарного парка, очистных сооружений, водопенопожаронасосной станции, корпуса вспомогательных и подсобных помещений, гаража аварийной техники, АЗС, промблока, служебного корпуса, КППСОД 720, пожарного депо, столовой, гостиницы и др.;

- узлы управления задвижками № 1, № 2, № 3;

- подпорная насосная НПС «Рыбная-2» с подпорными насосными агрегатами: НПВ 3600-90 (ПНА-1, ПНА-2, ПНА-3, ПНА-4), НПВ 1250-60 (ВПНА-5) – для внутрипарковой перекачки нефти;

- НПС «Рыбная-2» с магистральными насосными агрегатами НМ 10000-210 (2НМ-1, 2НМ-2, 2НМ-3, 2НМ-4) и системой смазки и откачки утечек;

- фильтры – грязеуловители НПС «Рыбная-2»;

- фильтры – грязеуловители подпорной насосной НПС-2;

- узел регулирования давления НПС «Рыбная-2»;
- узлы с предохранительными клапанами НПС «Рыбная-2»;
- узел с предохранительными клапанами подпорной насосной НПС «Рыбная-2»;
- ЗРУ-2 – энергоснабжение НПС «Рыбная-2»;
- узлы управления задвижками № 4, № 5, № 6;
- технологические трубопроводы;
- системы водоснабжения, теплоснабжения, вентиляции, канализации, пожаротушения, электроснабжения, автоматики, телемеханики, связи;
- производственно-бытовые здания и сооружения [1].

2.3 Технологический процесс работы Рыбинской ЛПДС

Технологический процесс перекачки нефти осуществляется согласно утвержденным главным инженером АО «Транснефть – Западная Сибирь» ежемесячным режимам работы МН (технологических участков) и ежемесячным плановым технологическим режимам работы МН (технологических участков).

Основной схемой технологического процесса перекачки нефти Рыбинской ЛПДС является перекачка с «подключенными резервуарами» или «через резервуары» [1].

2.3.1 Технологический режим работы НПС «Рыбная»

Нефть из магистрального нефтепровода «Анжеро-Судженск – Красноярск» диаметром 1020 мм с давлением 1,3...2,5 кгс/см² поступает на НПС «Рыбная-2» Рыбинской ЛПДС через приемную задвижку № 3; расположенную на узле приема и пуска СОД МН 1020 мм, и направляется на фильтры-грязеуловители. Перепады давления в фильтрах-грязеуловителях, при работе станции регистрирует оператор ежесменно, чтобы контролировать степень загрязнения фильтров-грязеуловителей. При превышении

максимального перепада давления на фильтре-грязеуловителе его подвергают очистке. Значение максимального перепада давления на фильтре-грязеуловителе принимается $0,5 \text{ кгс/см}^2$. Сильно загрязненные фильтры-грязеуловители можно отключить задвижками № 2 – 11; 2 – 12; 2 – 13; 2 – 14; 2 – 15; 2 – 16 и очистить, предварительно перейдя на фильтры-грязеуловители НПС «Рыбная-1». Затем нефть, очищенная от механических примесей, парафино-смолистых отложений, посторонних предметов, поступает в технологические резервуары № 51, № 53 – 56; 1; 2; 7; 8; 14 или на прием подпорным насосам. Защита технологических трубопроводов и арматуры резервуарного парка от превышения давления на входе НПС «Рыбная-2» осуществляется через постоянно открытые задвижки № 40; 44; 1А и задвижку аварийного сброса давления № 5 и предохранительные клапаны: ПК14, ПК15, ПК16, ПК17, ПК18, ПК19. Нормативное положение задвижки № 5 – «Закрыта». Давление настройки задвижки № 5 на открытие, $P_{cp} = 2,5 \text{ кгс/см}^2$, а предохранительных клапанов $P_{cp} = 2,7 \text{ кгс/см}^2$. Сброс нефти через задвижку № 5 и от предохранительных клапанов предусмотрен в резервуар РВС-20000 № 51.

Для подачи нефти на вход магистральных насосов НПС «Рыбная-2» предусмотрена подпорная станция. Из резервуаров нефть откачивается подпорными насосными агрегатами НПВ 3600-90 № ПНА-1; ПНА-2; ПНА-3; ПНА-4 подается на прием магистральным насосам № 2НМ-1; 2НМ-2; 2НМ-3; 2НМ-4. Для защиты технологических трубопроводов и трубопроводной арматуры между подпорной и магистральной насосной от повышенного давления установлены предохранительные клапаны № ПК20 – ПК25 настроены на давление $P_H = 12,5 \text{ кгс/см}^2$.

ВПНА-5 – насос внутрипарковой перекачки НПВ 1250-60 предназначен для перекачки нефти из резервуара в резервуар, также для промывки коллекторов от загрязнений и отложений и размыва донных отложений в резервуарах которые не оборудованы системой размыва «Диоген».

На участке трубопровода от магистральной насосной до магистрального

нефтепровода установлен узел регулирования давления № 2 для поддержания заданных величин давления:

- минимальное давление на входе в магистральную насосную 4,5 кгс/см²;
- максимальное давление на выходе из магистральной насосной 64,0 кгс/см².

В узле регулирования давления установлены регулирующие заслонки № ZE1; ZE2 $P_y = 100$ кгс/см² на производительность $Q = 10000$ м³/час [1].

2.3.2 Вспомогательные системы насосных агрегатов НПС «Рыбная»

Система маслосмазки

Предназначена для принудительной смазки и охлаждения подшипников качения и скольжения насосов и электродвигателей магистральной насосной НПС-2.

В качестве смазки подшипников применяется турбинное масло Тп-22с.

Техническая характеристика масла, применяемого в системе маслосмазки, должна соответствовать требованиям ГОСТ-32 – 74.

Система смазки магистральных насосных агрегатов состоит из рабочего и резервного масляного насосов, оборудованных фильтрами очистки масла, рабочего и резервного маслобаков, аккумулирующего маслобака и маслоохладителей.

Масло с основного маслобака забирается работающим маслонасосом типа РЗ-30, Ш-40-18, проходит через маслофильтр и подается на маслоохладители, откуда поступает в аккумулирующий бак, расположенный на высоте 10,6 м от уровня пола насосной. С аккумулирующего бака масло подается к подшипникам насосного агрегата и далее возвращается в маслобак. Температура масла в общем коллекторе перед поступлением на магистральные насосные агрегаты должна находиться в интервале от +350 °С до +550 °С, при превышении температуры масла на выходе из маслоохладителя более +550 °С, автоматически включаются дополнительные вентиляторы обдува. При низкой

температуре масла допускается работа маслосистемы, минуя маслоохладители. Уровень масла в основных маслобаках должен быть в пределах 400 – 900 мм, минимальный уровень масла в аккумулирующем маслобаке при работающей маслосистеме не менее 450 мм. Уровни масла контролируются автоматически с соответствующей сигнализацией.

Давление масла перед подшипниками насоса и электродвигателя устанавливается не более $0,8 \text{ кгс/см}^2$ и не менее $0,3 \text{ кгс/см}^2$. Регулирование подачи масла к каждому подшипнику осуществляется с помощью подбора дроссельных шайб, устанавливаемых на подводящих маслопроводах.

Масло, находящееся в системе смазки, должно заменяться свежим в установленные сроки. Независимо от сроков, указанных в инструкции завода-изготовителя агрегата, масло должно быть заменено новым при обнаружении любого из следующих признаков:

- содержание механических примесей свыше 1,5 %;
- в масле содержание воды свыше 0,25 %;
- кислотность увеличилась свыше 1,5 кг КОН на 1 г. масла;
- температура вспышки по Бренкелю снизилась до $150 \text{ }^\circ\text{C}$;
- в масле обнаружена нефть.

Проверка качества масла должна проводиться один раз в три месяца. Пробы должны отбираться в соответствии с действующим стандартом.

Расчетные нормы расхода масла для подшипников насоса НМ 10000-210 50 л/мин.

Эксплуатацию маслоохладителей в зависимости от технологических задач и температурных условий можно вести на различных режимах. Изменение режима достигается следующим способом:

- регулированием подачи масла в маслоохладитель;
- отключением вентилятора, рекомендуемым в зимний период при низких температурах воздуха, когда естественная конвекция обеспечивает необходимое охлаждение масла;
- реверсированием вентилятора, которое рекомендуется при особо низких

температурах, что предупреждает переохлаждение масла в нижних радах секций;

- изменением эффекта охлаждения при помощи жалюзи, к полному закрытию жалюзи прибегают при особо низких температурах воздуха, когда имеется опасность переохлаждения масла.

При работе маслосистемы положение задвижек должно быть следующее:

Открыты – задвижки № 1 или 2, № 3, № 4, № 5, № 6, № 7 и 9 (или 8 и 10), № 15, № 17, № 18, № 19, № 20, № 21, № 22, № 23, № 26, № 27, № 1м, № 2м, № 3м, № 4м, № 11 или 12.

Закрыты – задвижки № 2 или 1, № 8 и № 10 (или 7 и 9), № 12 или 11, № 13, № 14, № 24, № 25, № 28, № 1д, № 2д, № 1з, № 2з, № 3з, № 4з, № 5з, № 6з, № 7з.

При работе маслосистемы при низких температурах окружающего воздуха необходимо следующее:

- открыть задвижки № 24, № 25.
- закрыть задвижки № 20, № 21, № 22, № 23.

Примечание: задвижки № 1д, № 2д, № 1з, 2№ з, № 3з, № 4з, № 5з, № 6з, № 7з, № 13, № 14, № 28 используются при сливе или закачке масла в маслосистему [1].

Система сбора и откачки утечек нефти

Система для сбора утечек нефти с магистральных насосных агрегатов состоит из двух насосов откачки утечек 12НА 9х4 и емкости сбора утечек $V = 16 \text{ м}^3$ – 1 шт.

Утечки нефти с торцовых уплотнений и при дренировании насосов поступают в емкость сбора утечек $V = 16 \text{ м}^3$ № Е-1.

Система для сбора утечек нефти с подпорных насосных агрегатов состоит из насосов откачки утечек 12НА 9х4 – 2 шт. и емкости сбора утечек $V = 40 \text{ м}^3$ – 1 шт.

Утечки нефти с торцовых уплотнений и при дренировании насосов поступают в емкость сбора утечек $V = 40 \text{ м}^3$ № Е-2.

Системы утечек оснащены защитой по максимальным утечкам. Для контроля величины утечек через торцовые уплотнения магистральных насосных агрегатов на каждом насосе установлен сигнализатор утечек нефти. При превышении рабочего уровня нефти в бачке сигнализатора срабатывает защита на отключение насосного агрегата.

Откачка нефти из емкостей сбора утечек производится автоматически, включением насосов 12 НА 9х4 на прием насосной станции.

Емкости сбора утечек необходимо раскачивать непосредственно перед и после окончания ремонтных работ на оборудовании НПС «Рыбная-2» связанных с дренированием нефти в емкость сбора утечек. Уровень нефти в емкостях должен быть всегда близок к минимальному уровню [1].

2.3.3 Технические характеристики, устройство и принцип работы НМ 10000-210

Насосная станция – наиболее сложное и ответственное звено магистрального нефтепровода, на котором сосредоточен основной объём технологического оборудования нефтепровода.

Эффективная эксплуатация насосных станций – один из важнейших вопросов нефтепроводного транспорта. Достаточно лишь выделить вопрос об экономии электроэнергии на перекачку. Ведь насосные агрегаты нефтепроводов – это весьма энергоёмкое мощное оборудование, в процессе работы которого затрачиваются миллиарды киловатт – часов электроэнергии.

Одним из главных элементов насосной станции являются насосные агрегаты, которые передают энергию перекачиваемой жидкости, благодаря чему осуществляют её движение по трубопроводу.

Насосным агрегатом называется агрегат, состоящий из насоса и приводящего его в движение двигателя, соединённых между собой.

На насосных станциях магистральных нефтепроводов применяются синхронные и асинхронные электродвигатели.

В связи с этим одна из главных задач эксплуатации насосного оборудования нефтепроводов – получение максимального к.п.д. насосов в любой момент времени.

Агрегат нефтяной электронасосный центробежный магистральный типа «НМ» на подачи 10000 м³/ч предназначен для транспортирования по магистральным трубопроводам нефти с температурой до 80 °С, кинематической вязкостью не более 3 см²/с, с содержанием механических примесей по объёму не более 0,05 % и размером не более 0,2 мм.

Насос – это устройство, в котором внешняя механическая энергия преобразуется в энергию перекачиваемой жидкости, в результате чего осуществляется её напорное перемещение. Насосы изготовлены по 1 группе надёжности ГОСТ 6134 – 71 в климатическом исполнении УХЛ, категории размещения 4 ГОСТ 15150 – 69. Технические характеристики насоса представлены в таблице 2.1 [2].

Таблица 2.1 – Технические характеристики насоса НМ10000-210

Наименование показателей насоса	Единицы измерения	НМ10000-210
Подача	м ³ /ч	10000
Напор	м	210
Допускаемый кавитационный запас	м	65
Частота вращения	об/мин	3000
Предельное давление	кгс/см ²	75
Мощность ($\rho = 860 \text{ кгс/см}^3$)	кВт	5550 или 7900
к. п. д. (на воде)	%	89
Утечка через одно концевое уплотнение	л/ч	0,3
Давление в камере уплотнения	кгс/см ²	55
Габаритные размеры (длина х ширина х высота)	мм	2505х2600х2125
Уровень звука на опорном радиусе 3 м, не более	дБА	100
Двигатель		СТД
Напряжение	В	10000
Мощность	кВт	6300; 8 000
Частота вращения	об/мин	3000
Род тока		переменный
Масса в сборе	кг	26000; 27530

Устройство и принцип работы насосного агрегата НМ 10000-210.

Принцип действия насоса заключается в преобразовании механической энергии в гидравлическую за счёт взаимодействия жидкости с рабочими органами.

Насос НМ 10000-210 – центробежный горизонтальный с двухсторонним подводом жидкости к рабочему колесу и двухзавитковым спиральным отводом жидкости от рабочего колеса. Этот насос разработан специально для нефтяной промышленности и предназначен для транспортировки нефти и нефтепродуктов с температурой 268 – 353 К, кинематической вязкостью до 3×10^{-4} м²/с, содержанием механических примесей до 0,06 % по объёму с размером частиц до 0,2 мм.

Входной и напорный патрубки насоса, направленные в противоположные стороны от оси насоса, расположены в нижней части корпуса, что обеспечивает удобный доступ к ротору и внутренним деталям насоса без отсоединения патрубков от технологических трубопроводов. Входной и напорный патрубки присоединяются к технологическим трубопроводам сваркой.

Базовой деталью насоса является корпус с горизонтальной плоскостью разъёма и лапами, расположенными в нижней части.

Корпус насоса

Конструкция корпуса насоса зависит от трёх основных факторов: давления, температуры и свойств перекачиваемой жидкости. Для нефтяных насосов наибольшее распространение получили корпуса с осевым разъемом.

Большая часть современных магистральных насосов имеет корпус в виде спирали вокруг колеса, так называемый спиральный корпус.

Корпус спирального типа выполняется разъемным по горизонтальной плоскости и состоит из двух половин: верхней (крышки корпуса) и нижней.

Такая конструкция позволяет легко и быстро разбирать насос, для чего достаточно снять верхнюю половину корпуса и поднять ротор, предварительно освободив его от подшипников, внутренние отверстия корпуса и отверстий под концевые уплотнения растачивают в собранном корпусе.

Наличие горизонтального разъёма позволяет производить разборку насоса без отсоединения трубопроводов.

В верхней части корпуса насоса имеется отверстие для выпуска воздуха при заполнении насоса перекачиваемой жидкостью, а в нижней – отверстие для слива при разборке насоса.

Корпуса современных насосов представляют собой стальные отливки сложной формы, в которых выполнены подводящие полости – подводы, отводы и переводные каналы. Корпус насоса выполнен из стали 25Л или 20Л. В нижней части корпуса расположены входной и напорный патрубки и опорные лапы.

Отливка корпусных деталей должна обеспечивать высокую точность геометрических размеров и чистоту поверхностей проточной части. Вся внутренняя полость корпуса насоса при работе заполнена перекачиваемой жидкостью и находится под давлением, поэтому механическая прочность корпуса проверяется гидравлическими испытаниями [2].

Корпуса современных магистральных насосов типа НМ рассчитаны на предельное рабочее давление 7,5 МПа.

Крышка корпуса крепится к нижней части шпильками, обеспечивающими контактное уплотняющее усилие по плоскости разъёма, которая уплотняется прокладкой толщиной 0,5 – 1 мм.

Для транспортировки насоса в крышке имеются специальные проушины в ребрах жёсткости или бобышки для рым-болтов.

Ротор насоса

Ротор насоса – отдельная сборочная единица, определяющая динамическую устойчивость работы насоса, его надёжность, долговечность и экономичность. Ротор насоса состоит из вала с насаженными на него рабочим колесом, защитными втулками, дистанционными кольцами и крепёжными деталями.

Вал предназначен для передачи момента вращения от электродвигателя к рабочему колесу, неподвижно закреплённому на валу при помощи шпонок и

установочных гаек. Правильная установка ротора в корпус в осевом направлении достигается подгонкой толщины дистанционного кольца. Ротор насоса центруется перемещением корпусов подшипников с помощью регулировочных валков, после чего корпуса подшипников штифтуются.

Опорами ротора являются подшипники скольжения с принудительной смазкой. Количество масла, подводимого к подшипникам регулируется с помощью дроссельных шайб, установленным на подводе масла к подшипникам. В случае аварийного отключения электроэнергии масло подаётся к шейкам вала смазочными кольцами.

Для восприятия остаточных неуравновешенных сил служит радиально-упорный сдвоенный шарикоподшипник с принудительной смазкой. Концевые уплотнения ротора механические, рассчитаны на рабочее давление 4,9 МПа.

Конструкция торцевого уплотнения допускает разборку и сборку насоса без демонтажа крышки насоса и корпусов подшипников. Герметизация торцевых уплотнений обеспечивается плотным прилеганием неподвижного кольца к вращающемуся кольцу за счёт гидростатического давления жидкости.

Максимальный диаметр вала насоса выбирается в месте посадки рабочего колеса, а к концам диаметр вала ступенчато уменьшается. Посадочные размеры вала обрабатываются по второму классу точности.

Валы нефтяных насосов изготавливают из сталей 40Х (ГОСТ 4543 – 71) и 30Х1 (ГОСТ5632 – 72).

Основной элемент ротора и насоса – рабочее колесо, в котором механическая энергия, получаемая от электродвигателя, преобразуется в гидравлическую энергию перекачиваемой жидкости.

На насосах НМ 10000-210 применяется рабочее колесо с двухсторонним входом, которое выполняется цельнолитым и представляет собой как бы два колеса с односторонним входом, сложенные основными дисками. Это колесо имеет один основной и два передних диска. Основное достоинство таких рабочих колёс – их хорошая осевая уравновешенность.

Вращение от ротора электродвигателя к насосу передаётся с помощью зубчатой муфты с проставкой между внешними обоймами. При снятии проставки демонтаж зубчатой муфты и торцовых уплотнений обеспечивается без снятия крышки корпуса и электродвигателя.

Если в качестве привода используется двигатель в обычном исполнении, насос и двигатель устанавливаются в изолированных друг от друга помещениях. Помещения изолируются с помощью воздушной завесы, образующейся в щелевом зазоре между зубчатой втулкой электродвигателя и воздушной камерой при подаче в камеру сжатого воздуха. Минимальный перепад давления между воздушной камерой и помещением насосной 0,03 м.

Чтобы повысить экономичность работы насосов, в период поэтапного освоения нефтепроводов предусматривается применение сменных роторов с рабочими колёсами на подачу 0,5 и 0,7 от номинальной. Для расширения области применения насоса НМ 10000-210 до подачи 12000 м³/ч в нём предусмотрено применение ротора на подачу 1,25 от номинальной [3].

Характеристика перекачиваемой товарной нефти на Рыбинской ЛПДС НПС – 2 представлена в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Характеристика перекачиваемой товарной нефти

№ п/п	Наименование показателя	Единицы измерения	Предельные значения	
			Min	Max
1	Плотность (при 20 ⁰ С)	кг/м ³	833,0	840,0
2	Содержание воды	%	0,03	0,15
3	Содержание солей	мг/л	5,0	22,0
4	Содержание мехпримесей	%	отсутствие	0,005
5	Массовая доля серы	%	0,58	0,70
6	Кинематическая вязкость (при 20 ⁰ С)	сСт	5,6	7,0
7	Содержание парафина	%	1,5	2,7
8	Упругость паров	кПа	47,0	55,0

Диагностирование и повышение надежности насосного агрегата

Принципы диагностирования неисправности насосного агрегата основаны на анализе результатов измерений параметров измерений. В основу технологии диагностирования неисправностей насосных агрегатов положен

метод амплитудно-частотного анализа вибропараметров. Операции измерения и контроля вибрационных параметров дают возможность количественно оценить общее техническое состояние насосного агрегата или другого оборудования. Кроме того, это позволяет сократить возникновение аварийных ситуаций. Однако, чтобы выяснить причины, вызывающие вибрации насосного агрегата, необходимо провести диагностические работы. Причем частотный анализ вибраций насосного агрегата играет основную роль при постановке диагноза.

Для правильной постановки диагноза необходимо соблюдать следующие условия:

- для правильной интерпретации частотных составляющих вибрации с присущими неисправностями, возникающими в диагностируемом оборудовании, необходимо четко представлять его конструкцию;

- необходимо знать характерные частотные составляющие вибрации, сопутствующие каждому виду неисправности для диагностируемого оборудования;

- для диагностических работ требуется виброизмерительная аппаратура, которая позволяет определять необходимые частотные составляющие вибрации;

- требуется выработать определенную последовательность (алгоритм) поиска неисправности (диагноза) для сложных машин, какими являются насосные агрегаты.

Одним из наиболее широко применяемых методов оценки технического состояния является метод исключения из рассмотрения тех неисправности, которые не проявляются при анализе вибросостояния насосного агрегата. Для этого необходимо глобально сгруппировать неисправности (дефекты) насосного агрегата таким образом, чтобы можно было при достаточном объеме измерений однозначно исключить одну из групп из рассмотрения. Поэтому сгруппируем все неисправности на три группы:

- неисправности, связанные с нарушением жесткости крепления насосного агрегата на раме и фундаменте;
- дефекты электромагнитного происхождения;
- неисправности механического и гидродинамического происхождения.

Разбиение на три большие группы неисправностей позволяет упростить постановку диагноза. Так, например, нарушение жесткости крепления, выделенное в первую группу неисправностей, легко обнаружить при проведении контурного обследования интенсивности вибрации насосного агрегата [4].

Всем дефектам электромагнитного происхождения характерна закономерность того, что при «снятии» электрического питания с электродвигателя вибрация резко уменьшается. Таким образом, измеряя вибрацию на выбеге электродвигателя, их можно обнаружить. Если не обнаружены дефекты первых двух групп, то можно утверждать, что причины повышенной вибрации вызваны наличием неисправностей механического или гидродинамического происхождения.

Возможны варианты, когда присутствует несколько неисправностей. В таком случае необходимо вначале определить и устранить причины электромагнитного происхождения, чтобы предотвратить возможную аварию, затем необходимо устранить плохое крепление насосного агрегата, если оно обнаружено. После этого приступить к выяснению причин механического и гидродинамического происхождения.

Рассмотрим характерные признаки неисправностей для нежесткого крепления насосного агрегата (первая группа неисправностей).

Основными дефектами установки электродвигателя на раме являются неплотные прилегания и ослабления крепления. Эти факторы увеличивают вибрацию объекта вследствие уменьшения жесткости установки, а также уменьшения общих масс, колеблющихся вместе с объектом. При достаточной жесткости системы «машина – рама – фундамент» величина вибрации крышки подшипника в 5...7 раз и более превышает величину вибрации рамы рядом с

анкерными болтами. Если жесткость системы по каким-либо причинам нарушена, то это соотношение уменьшается. Кроме того, происходит скачкообразное изменение величины вибрации в месте нарушения жесткости. Например, если величина вибрации на лапе подшипниковой опоры составляет порядка 7 мм/с, а на раме рядом с лапой порядка 3 мм/с и меньше, то можно говорить о плохом креплении лапы к раме. Таким образом, если происходит изменение вибрации в 2 и более раза в локальной точке системы, можно считать, что это связано с плохой жесткостью крепления.

Плохая жесткость крепления рамы к фундаменту из-за некачественной подливки бетона или его разрушения в процессе эксплуатации, коробление фундаментной плиты или «отставания» анкерного болта от фундамента легко обнаруживается при снятии контурной характеристики. Например, если вибрация на раме рядом с анкерным болтом составляет порядка 4 мм/с, а на бетоне фундамента около 0,5 – 0,8 мм/с и меньше, то можно утверждать, что анкерный болт плохо залит в бетоне фундамента.

Если убедились, что жесткость насосного агрегата нормальная, можно приступить к дальнейшему анализу причин вибрации. Для этого необходимо убедиться, что неисправности электромагнитного происхождения отсутствуют. Как отмечалось выше, всем неисправностям электромагнитного происхождения характерно то, что уровень вибрации резко падает при отключении электродвигателя от сети. Например, если вибрация на подшипниковой опоре электродвигателя была порядка 7 мм/с, а при отключении электродвигателя от сети вибрация уменьшалась до 4 мм/с и более, то есть в 1,5...2 раза и более, то неисправности однозначно связаны с электромагнитными дефектами. Если неисправности электромагнитного происхождения не обнаружены, то причины повышенной вибрации вызваны механическими или гидродинамическими дефектами. Группа неисправностей механического происхождения чаще других встречается при эксплуатации насосного агрегата. Поэтому кратко отметим характерные признаки основных видов неисправностей насосного агрегата механического происхождения [4].

Механическая неуравновешенность ротора (дисбаланс) может вызывать: изломом частей ротора, обрывом частей, обрывом балансировочных грузов, эрозией, коррозией, загрязнением, износом трущихся частей. Существуют случаи термической неустойчивости дисбалансов ротора. Все виды неуравновешенности ротора, если они являются единственной причиной повышения вибрации, вызывают вибрацию на частоте, равной частоте вращения ротора. При этом другие частотные составляющие вибрации должны быть меньше в 3...5 раз, как минимум. В том случае, когда этого не наблюдается, присутствует еще какая-то неисправность (или их несколько).

К дефектам подшипников скольжения можно отнести неправильную смазку, при которой вибрация проявляется на частотах

$$\nu = \left(\frac{1}{2} \text{ или } \frac{1}{3} \right) \cdot f_o, \quad (2.1)$$

где f_o – частота оборотов ротора, Гц.

Расцентровка – часто встречающаяся неисправность насосного агрегата. Ей характерно то, что если существует расцентровка валов насоса и электродвигатель, то она вызывает вибрацию на передних подшипниках насоса и электродвигателя одновременно. При этом направление вибрации радиальное и осевое. Очень схожими диагностическими признаками обладают неисправности зубчатой муфты (вызывают вибрацию передних подшипников опор насоса и электродвигателя на оборотной составляющей и частоте) [4].

Повышение надежности насосного агрегата. Повышение сопротивляемости насосных агрегатов внешним воздействиям.

Методы и возможности по повышению надежности насосного агрегата весьма разнообразны и связаны со всеми этапами проектирования, изготовления и эксплуатации насосных агрегатов. Проводимые в этой области мероприятия разделяются на несколько генеральных направлений.

Одно из основных направлений – это повышение стойкости изделий к внешним воздействиям. Сюда относятся методы создания прочных жестких, износостойких узлов за счет их рациональной конструкции, применение материалов с высокой прочностью, износостойкостью, антикоррозионностью, теплостойкостью и др.

Это направление объединяет все новейшие достижения в области конструирования и технологии, которые позволяют увеличивать стойкость узлов и механизмов по отношению к воздействиям, которые характерны для данного типа насосного агрегата.

Эти методы тесно связаны с задачами, встающими перед конструкторами, технологами и эксплуатационниками не только в связи с надежностью, но и при необходимости обеспечивать заданные технические характеристики изделия, повышать производительность и быстроходность машин, уменьшать их металлоемкость и габариты.

К методам повышения сопротивляемости машины внешним воздействиям относятся, например, рассмотренные выше выбор износостойких материалов, уменьшение нагрузок, действующих на механизм, применение упрочняющей технологии, исключение влияния технологической наследственности и др.

Однако возможности сопротивления внешним воздействиям не безграничны. Нет совершенно изнашивающихся материалов и практически невозможно обеспечить во всех механизмах только жидкостное трение, нет материалов, которые не деформировались бы и не изменяли своих размеров при колебании температуры и т. д.

Если к этому прибавить, что всегда имеются источники внешних и внутренних воздействий на машину и что требования к ее выходным параметрам все время повышаются, можно сказать, что указанные методы повышения надежности необходимы, но не достаточны. Они ограничены уровнем развития той или иной области техники [4].

С позиций надежности оптимальной будет такая конструкция машины и ее элементов, когда с наименьшими затратами средств достигается требуемая продолжительность работы отдельных узлов, механизмов и машины в целом при задорной безотказности и регламентируемых затратах на ремонт и техническое обслуживание.

Затраты на повышение надежности можно распределять так, чтобы получить наибольший эффект, а во многих случаях добиться повышение надежности не за счет дополнительны затрат, а путем применения рациональных конструктивных решений. Так, например, выбор оптимальных размеров узла трения обеспечит более длительное сохранение им точности, выбор схемы механизма и допусков на сопряженные поверхности сократит период макро приработки, рациональный выбор типа механизма и расчет его на износ позволит при прочих равных условиях добиться более равномерного износа и меньшего его влияния на выходные параметра изделия и т.п. [4].

3 Патентно-информационный обзор

Патентный поиск – это процесс отбора соответствующих запросу документов или сведений по одному или нескольким признакам из массива патентных документов или данных, при этом осуществляется процесс поиска из множества документов и текстов только тех, которые соответствуют теме или предмету запроса.

Патентный поиск осуществляется посредством информационно-поисковой системы и выполняется вручную или с использованием соответствующих компьютерных программ, а так же с привлечением соответствующих экспертов.

Предмет поиска определяют исходя из конкретных задач патентных исследований категории объекта (устройство, способ, вещество), а так же из того, какие его элементы, параметры, свойства и другие характеристики предполагается исследовать.

При патентном поиске сравниваются выражения смыслового содержания информационного запроса и содержания документа.

Для оценки результатов поиска создаются определенные правила-критерии соответствия, устанавливающие, при какой степени формального совпадения поискового образа документа с поисковым предписанием текст следует считать отвечающим информационному запросу.

Среди основных целей патентного поиска можно выделить:

- проверка уникальности изобретения;
- определение особенностей нового продукта;
- определение других сфер применения нового продукта;
- поиск изобретателей или компании, получивших патенты на изобретения в той же области;
- поиск патентов на какой-либо продукт;
- найти последние новинки в исследуемой области;
- поиск патентов на изобретения в смежных областях;
- определение состояния исследований в интересующем технологическом поле;
- выяснить, не посягает ли ваше изобретение на чужую интеллектуальную собственность;
- получить информацию по конкретной компании или состоянию сектора рынка в целом;
- получить информацию о частных лицах, имеющих патенты на схожие изобретения;
- поиск потенциальных лицензиаров;
- поиск дополнительных информационных материалов.

Патентный поиск является трудоёмким, но необходимым мероприятием. Он необходим не только лицам или организациям, желающим запатентовать изобретение, но и промышленным предприятиям, желающим это изобретение использовать.

Например, использование запатентованных изобретений другими юридическими и физическими лицами приводит к огромным штрафам и возможным разорением предприятий [5].

3.1 Патент № 103584. Рама вибродемпфирующая фундаментная насосного агрегата

Полезная модель может быть использована как в системах магистрального транспорта нефти, так и в иных системах, функционирование которых предполагает использование насосных агрегатов большой мощности. Рама выполнена в виде системы соединенных друг с другом балок и содержит установочные поверхности для рабочих элементов насосного. Внутренние пустоты рамы заполнены балластирующим вибродемпфирующим материалом. Установочные поверхности выполнены в виде самоустанавливающихся монтажных элементов, закрепленных на раме. Конструкция позволяет повысить точность расположения осей валов узлов агрегата и, как следствие, межремонтный периода агрегата и сроки его службы.

Полезная модель может быть использована как в системах магистрального транспорта нефти, так и в иных системах, функционирование которых предполагает использование насосных агрегатов большой мощности.

К существенным недостаткам указанной и других известных конструкций следует отнести возможность углового смещения (несоосности) осей валов насосного агрегата вследствие погрешностей изготовления установочных поверхностей рамы, нежесткого стыка соединения лап агрегатов с такими установочными поверхностями и пр., вызывающего дополнительные радиальные и осевые нагрузки на валы, подшипники, уплотнения узлов агрегатов и, как следствие, приводящего к преждевременному выходу из строя узлов и самих агрегатов в целом, существенно увеличивая вероятность внеплановых остановок агрегатов и сопутствующие таким остановкам затраты

на ремонт, замену вышедших из строя узлов/агрегатов, а также повышая экономические затраты на эксплуатацию таких систем в целом.

Возможность выверки соосности валов насосных агрегатов частично реализуется посредством использования набора металлических пластин различной толщины, располагаемых между установочными поверхностями рамы и лапами агрегата, однако, проблему соосности валов подобные наборы в полной мере не решают в виду невозможности точной выверки вследствие использования пластин с конкретными значениями толщин, низкой жесткости пластин и т.п.

Задача, решаемая в рамках предлагаемой заявки, состоит в дальнейшем совершенствовании конструкции установочных поверхностей рамы, при этом технический результат, который может быть получен при решении такой задачи, состоит в повышении точности расположения осей валов узлов агрегата и, как следствие, повышении межремонтного периода агрегата и срока его службы.

Для достижения поставленного результата предлагается в известной раме вибродемпфирующая фундаментная насосного агрегата, выполненной в виде системы соединенных друг с другом балок, содержащей установочные поверхности для рабочих элементов насосного агрегата и внутренние пустоты, заполненные балластирующим вибродемпфирующим материалом, установочные поверхности выполнить в виде закрепленных на раме самоустанавливающихся монтажных элементов.

Предпочтительные, но не обязательный вариант заявленной конструкции предполагают использование в качестве балластирующего вибродемпфирующего материала резиновых или свинцовых гранул.

В общем виде самоустанавливающиеся монтажные элементы имеют сферическую верхнюю пластину (сферическую шайбу) и регулируемую, например, посредством системы «винт-гайка», среднюю часть. Подобная конструкция обеспечивает нивелирование погрешностей, возникающих при размещении узлов насосного агрегата на раме, при этом использование в

конструкции элемента в качестве основного опорного конструктива сферической пластины позволяет нивелировать, в том числе, и угловые перекосы. Выполнение установочных поверхностей рамы в виде описанных самоустанавливающихся элементов позволяет оптимизировать процесс выверки осевого расположения валов, существенно повысив точность выверки и, как следствие, точность осевого расположения узлов агрегата [6].

3.2 Патент № 95043. Центробежный электронасосный агрегат

Полезная модель Центробежный электронасосный агрегат относится к насосостроению, в частности, к конструкциям, в которых насос и электродвигатель устанавливаются на общей фундаментной плите и соединяются при помощи упругих муфт.

Задачей настоящей полезной модели является упрощение эксплуатации агрегата в условиях, когда корпус насоса жестко связан с напорным и всасывающим трубопроводами.

Поставленная задача решается тем, что в центробежном электронасосном агрегате, состоящем из смонтированных на фундаментной общей плите насоса и электродвигателя и соединенных упругой муфтой, согласно полезной модели между полумуфтами упругой муфты установлен съемный проставок в виде тела вращения.

Техническим результатом полезной модели является уменьшение износа подшипников, перегрева электродвигателя, шума и вибрации.

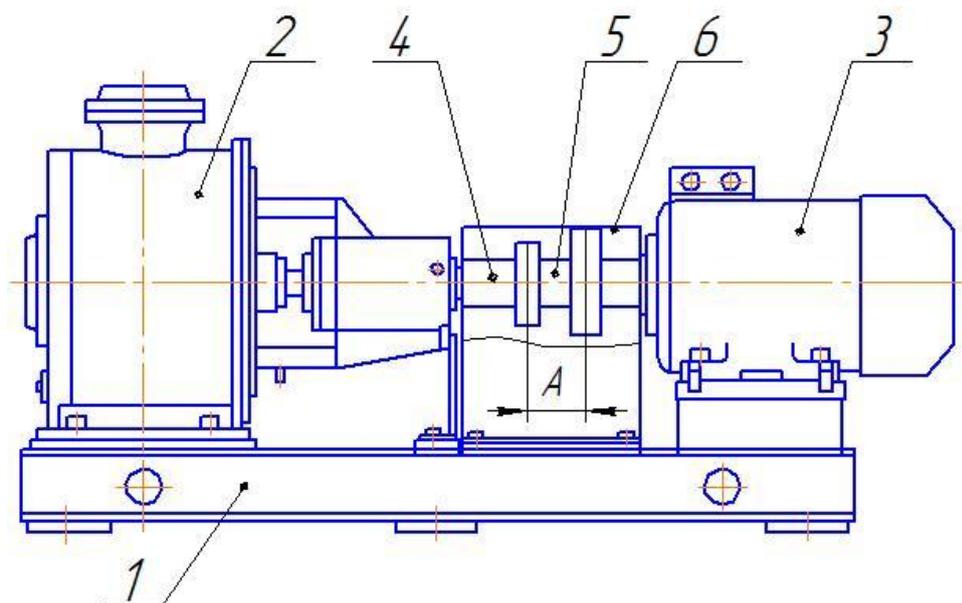
Полезная модель относится к насосостроению и может быть использована в конструкциях, в которых насос и электродвигатель соединяются при помощи упругих муфт.

Недостатками известных конструкций является то, что они не позволяют производить сборку – разборку агрегата без снятия с фундаментной плиты электродвигателя, т.к. корпус насоса по эксплуатационным требованиям,

предъявляемым к АЭС, жестко связан с напорным и всасывающим трубопроводами.

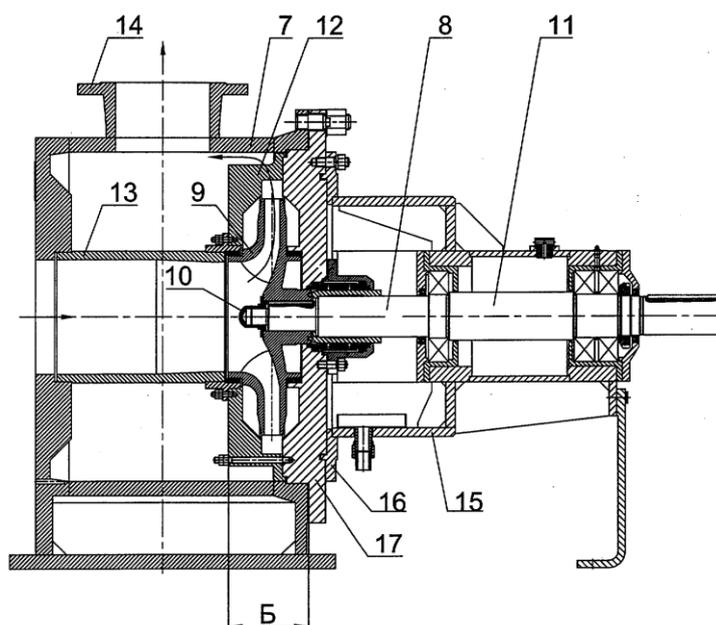
Известное техническое решение по решаемой задаче и достигаемому техническому результату является наиболее близким к предлагаемой полезной модели. Длина проставка в зависимости от марки насоса выбирается в пределах $0,5 \div 0,75$ от глубины корпуса насоса в осевом направлении [7].

Полезная модель поясняется чертежом, где на рисунке 3.1 показан общий вид агрегата, на рисунке 3.2 – схема центробежного насоса.



1 – общая фундаментная плита; 2 – насос; 3 – электродвигатель; 4 – упругая муфта;
5 – съемный проставок; 6 – кожух

Рисунок 3.1 – Общий вид насосного агрегата



7 – корпус насоса; 8 – ротор; 9 – рабочее колесо; 10 – прижимная гайка; 11 – вал; 12 – направляющий аппарат; 13 – всасывающий патрубок; 14 – напорный патрубок; 15 – опорный кронштейн; 16 – фланец; 17 – крышка.

Рисунок 3.2 – Схема центробежного насоса

Центробежный электронасосный агрегат состоит из смонтированных на общей фундаментной плите 1 насоса 2 и электродвигателя 3, соединенных упругой муфтой 4 со съемным проставком 5, расположенных кожухе 6.

Насос 2 состоит из корпуса 7, ротора в сборе 8, рабочего колеса 9, закрепленного прижимной гайкой 10 к валу 11. В корпусе установлены направляющий аппарат 12, всасывающий и напорный патрубки 13 и 14. Опорный кронштейн 15 с фланцем 16 и крышкой 17 крепится к корпусу и заходит в него на величину Б от вертикальной плоскости корпуса до крайней поверхности ротора.

Порядок разборки агрегата состоит в следующем.

Снять кожух 6, извлечь съемный проставок 5, снять крышку 17. Отвернув гайки, сдвинуть крышку 17 в сборе с ротором 8 и кронштейном 15 вправо на расстояние Б (рисунок 3.2). Указанные выше детали в сборе могут транспортироваться в место, удобное для дальнейшей работы.

Сборка агрегата производится в обратном порядке.

Перемещение при разработке и сборке агрегата крышки 17 в сборе с ротором 8 и кронштейном 15 позволяет не нарушать соосность валов рабочего колеса 9 и электродвигателя 3. Это позволяет избежать износа подшипников, перегрева электродвигателя, повышения шума и вибрации, что и является техническим результатом предложенного технического решения.

Съемный проставок выполняется в виде тела вращения с длиной, выбранной в пределах $0,5 \div 0,75$ от длины корпуса в осевом направлении. Центробежный электронасосный агрегат при выбранных геометрических параметрах съемного патрубка может наиболее эффективно использоваться в агрегатах АЦНА 6,3/50; 12,5/50; 25/52; 45/20; 65/90; 72/54; 150/25; 300/80; 800/70, а именно, для эксплуатационных параметров (напор – подача) агрегатов АЦНА 6,3/50 и АЦНА 65/90 длина патрубка из ее минимально допустимой величины составит 0,75 от глубины корпуса в осевом направлении, а для остальных указанных агрегатов – 0,5, что входят в заявленный диапазон.

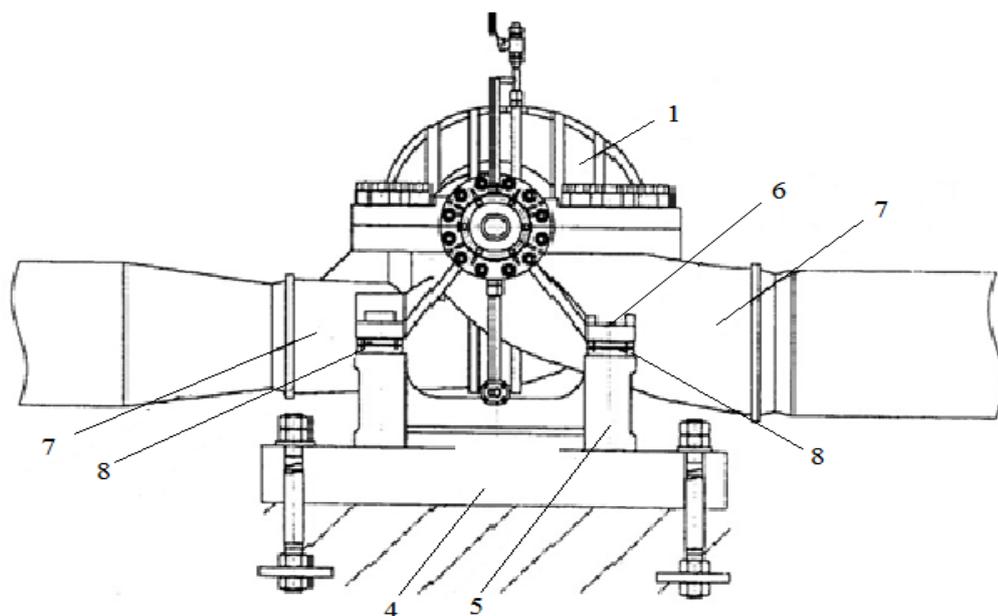
Агрегат работает следующим образом.

При включении электродвигателя ротор 8 приводится во вращение и через Муфту 4 передает вращение рабочему колесу 9, которое захватывает из всасывающего патрубка 13 перекачиваемую жидкость и через направляющий аппарат 12 направляет ее к напорному патрубку 14 [7].

3.3 Патент № 253 72 05. Магистральный нефтяной насос и рабочее колесо магистрального нефтяного насоса.

Изобретение относится к насосостроению. Горизонтальный одноступенчатый насос включает корпус, двухпоточное рабочее колесо и направляющий аппарат. Покрывные диски колеса присоединены к основному диску посредством систем пространственно спиральных лопаток. Лопатки разнесены по окружности с образованием смежными лопатками в каждой из упомянутых систем спирально закрученных межлопаточных каналов. Напорная поверхность и средняя условная поверхность лопатки колеса выполнены

пространственным перемещением линейчатой образующей от входа к выходу из межлопаточного канала с углом захода лопатки в поток, изменяющимся к выходу с градиентом пространственной кривизны, заданным в проекциях на две взаимно перпендикулярные условные плоскости. Системы лопаток колеса смещены в плоскости вращения на угол не менее половины проекции скошенного выходного конца лопатки на условную среднюю плоскость основного диска. Направляющий аппарат снабжен криволинейными лопатками, число которых превышает число лопаток колеса. Лопатки аппарата отклонены в сторону вектора потока в отводе на определенный угол, а межлопаточный канал выполнен расширяющимся к выходу изобретение направлена на улучшение характеристик насоса, снижение вибрационных радиальных нагрузок и повышение КПД, надежности и ресурса.



1 – насос; 4 – рама; 5 – надставка рамы; 6 – «лапы» насоса; 7 – патрубки насоса с присоединенными трубопроводами; 8 – подводимые опоры

Рисунок 3.3 – Вид насоса с присоединенными трубопроводами и с подводимыми опорами между надставкой рамы и «лапами» насоса

Задача изобретения, заключается в улучшении гидродинамических и энергетических характеристик насоса, уменьшении вибрационных радиальных нагрузок рабочего колеса, повышении КПД, надежности и долговечности насоса при снижении энергозатрат на работу по перекачиванию жидких сред.

Поставленная задача в части магистрального нефтяного насоса решается тем, что устанавливается направляющий аппарат.

направляющий аппарат снабжен системой криволинейных лопаток с общим числом, превышающим количество лопаток любого из потоков рабочего колеса в $(1,25...2,62)$ раза, при этом лопатки направляющего аппарата в проекции на условную среднюю плоскость, нормальную к оси указанного аппарата, отклонены в сторону вектора потока в отводе на образованный хордой, соединяющей ближний и удаленный от оси концы лопатки, и радиусом, проведенным через ближний к оси конец хорды, угол β_1 , количественно составляющий $\beta_1=(75...110)^\circ$, при этом образованный лопатками межлопаточный канал в проекции на указанную условную среднюю плоскость, нормальную к оси направляющего аппарата, выполнен расширяющимся к выходу с градиентом диффузорности $G_{к.н.а.}$, равным $G_{к.н.а.}=(1...2)\times 10^{-3} [м^2/м]$,

Неподвижно закрепленный в корпусе насоса направляющий аппарат может быть расположен соосно с валом ротора с охватом, по меньшей мере, выходных концов лопаток рабочего колеса, при этом система криволинейных лопаток размещена на кольцевой платформе, причем кольцевая платформа направляющего аппарата выполнена с внутренним диаметром, превышающим диаметр рабочего колеса на величину не менее достаточной для образования минимального технологического зазора, необходимого для выравнивания давления подпора перекачиваемой жидкости и обеспечения возможности вариабельной технологической заменяемости рабочих колес разных диаметров при универсальном сохранении размеров корпуса и отвода насоса.

В направляющем аппарате угловой створ радиусов, проведенных через ось ротора и соответственно начальную и конечную точки лопатки, в проекции

на условную плоскость направляющего аппарата может составлять $B_2=(15...50)$.

Диаметр рабочего колеса может быть принят менее внутреннего диаметра направляющего аппарата на величину, достаточную для образования минимального технологического зазора, необходимого для выравнивания давления подпора перекачиваемой жидкости и обеспечения возможности переменной технологической заменяемости рабочих колес разных диаметров при универсальном сохранении размеров корпуса насоса.

Технический результат достигается за счет установленного направляющего колеса и найденным в изобретении углом наклона выходных концов лопаток рабочего колеса относительно заходного угла входных кромок лопаток направляющего аппарата, а также выполнения направляющего аппарата с числом лопаток, выполненным с разработанным в изобретении превышением относительно количества лопаток рабочего колеса, что позволяет существенно снизить вибрационные радиальные нагрузки на ось ротора, уменьшив амплитуду волновых импульсных усилий гидродинамического воздействия потока перекачиваемой среды на лопатки и направляющего аппарата, а также позволяет повысить КПД с одновременным увеличением надежности и ресурса насоса в целом [8].

3.4 Техническое предложение

В данной бакалаврской работе, на основании проведенного патентно-информационного и литературного обзоров, предлагается провести следующую модернизацию насосного агрегата, состоящего из насоса НМ 10000-210 и электродвигателя СТД-6300-2УХЛ4.

В процессе эксплуатации данной насосной станции были выявлены слабые стороны, в процессе которой насосный агрегат затрачивал большое количество мощности на преодоление сил вибрации, возникающих в процессе его работы. Из-за чего возникал большой уровень шума в зале электродвигателей и в машинном зале. Так же в процессе работы агрегата из-за повышенной вибрации происходил интенсивный износ соединительной муфты, которая в свою очередь является важным конструктивным элементом.

На основании выше изложенного патентного обзора, предлагается неподвижно закрепить в корпусе насоса направляющий аппарат который будет расположен соосно с валом ротора при этом кольцевая платформа направляющего аппарата выполнена с внутренним диаметром, превышающим диаметр рабочего колеса, на величину не менее достаточной для образования минимального технологического зазора, необходимого для выравнивания давления подпора перекачиваемой жидкости и обеспечения возможности вариабельной технологической заменяемости рабочих колес разных диаметров при универсальном сохранении размеров корпуса и отвода насоса.

Так установка направляющего аппарата позволят создать магистральный электронасосный агрегат с улучшенными технико-экономическими характеристиками, конкретно с пониженными шумом и вибрациями, повышенными надежностью, ресурсом и к.п.д. [16].

4 Расчетная часть

4.1 Расчет шпилечного соединения

При значительных затяжках шпильки воспринимают большие осевые нагрузки, особенно в период, когда оборудование находится под действием скважинного давления.

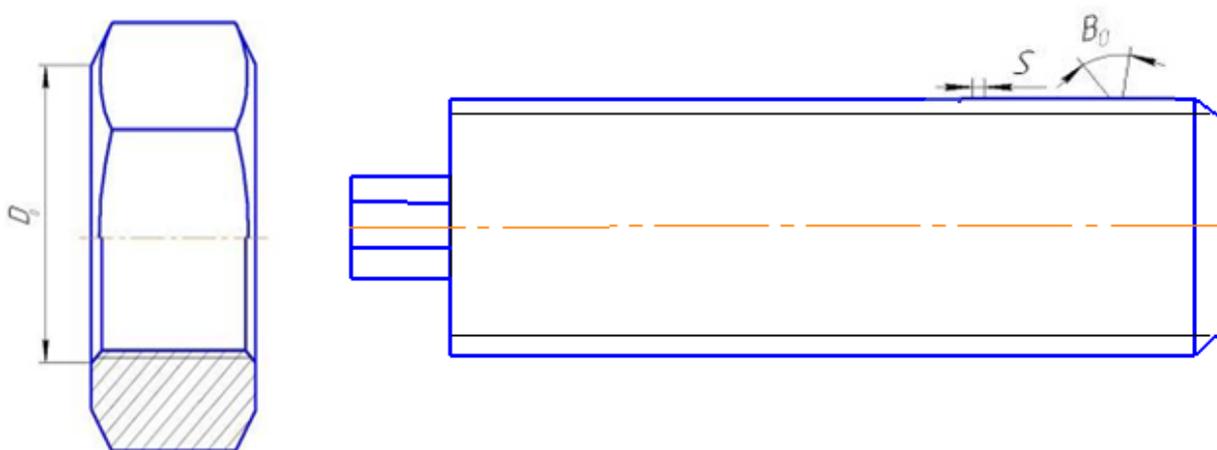


Рисунок 4.1 – Шпилечное соединение

Исходные данные:

Наружный диаметр опорного бурта гайки $D_0=0,038$ м;

Шаг резьбы $p=0,003$ м;

Диаметр шпильки $d_1=0,027$ м;

Внутренний диаметр резьбы $d_2=0,0248$;

$z = 4$ – количество шпилек;

$L = 0,150$ – длина шпильки, м;

$P = 5,94$ – давление на выходе из насоса, МПа;

$\sigma_B = 960$ – предел прочности при растяжении, МПа;

$\sigma_T = 785$ – предел текучести, МПа;

$[\sigma_p] = 200$ – предел кратковременной прочности, МПа;

$[\sigma_{см}] = 300$ – напряжение смятия, МПа;

$K_1 = 0,75$ – коэффициент полноты резьбы;

$K_m = 0,3$ – коэффициент неравномерности нагрузки по виткам резьбы.

Материал Сталь 40ХН

Определяем усилие на одну шпильку $P_{ш}$:

$$P_{ш} = \frac{P \cdot S}{Z}, \quad (4.1)$$

где P – рабочее давление, кПа;

Z – число шпилек.

S – площадь контакта

$$S = S_1 - S_2 \quad (4.2)$$

где S_1 – площадь по внешнему диаметру, m^2 ;

S_2 – площадь по внутреннему диаметру, m^2 .

Тогда:

$$S_x = \pi \cdot R^2. \quad (4.3)$$

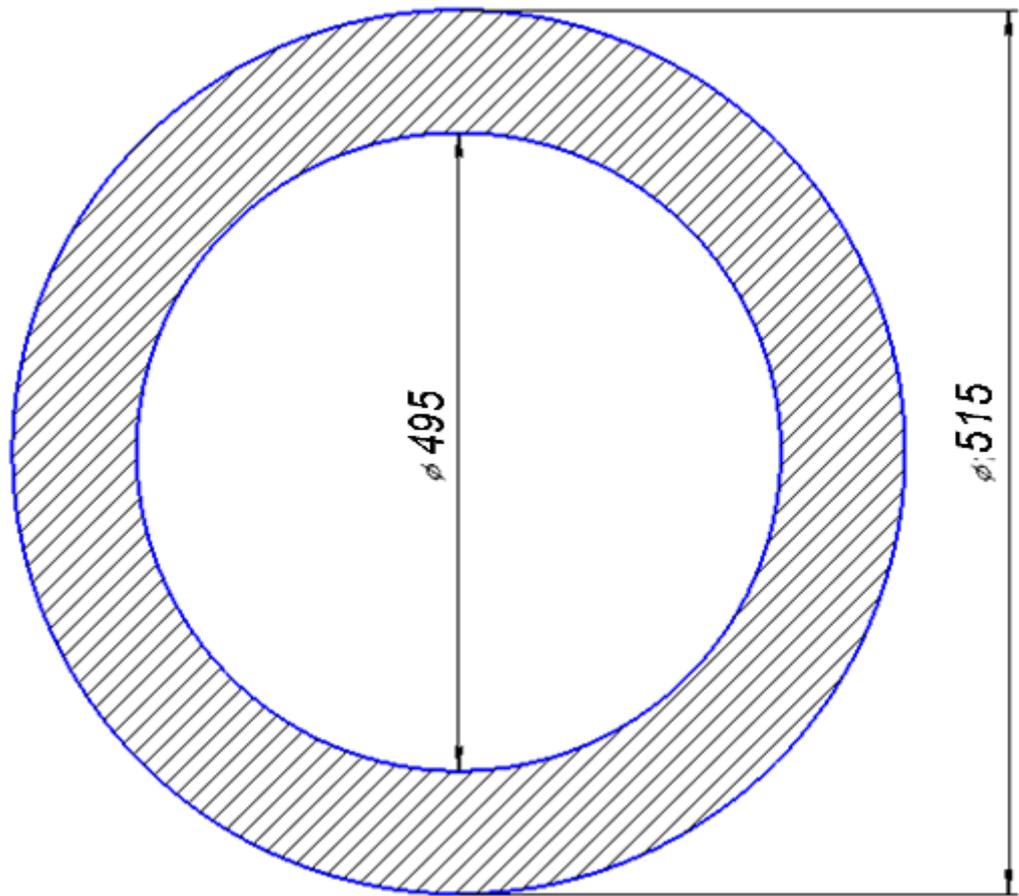


Рисунок 4.2 –Направляющее колесо

$$S_1 = 3,14 \cdot 0,2652 = 0,83273 \text{ м}^2;$$

$$S_2 = 3,14 \cdot 0,2450 = 0,7693 \text{ м}^2;$$

$$S = 0,79285 - 0,77715 = 0,06343 \text{ м}^2;$$

$$P_{\text{ш}} = \frac{5940 \cdot 0,06343}{2} = 188,39 \text{ кН}.$$

Тогда:

Определяем напряжение в шпильке:

$$\sigma_{\text{ш}} = \frac{2 \cdot P_{\text{ш}}}{\pi \cdot d_1^2} \tag{4.4}$$

Тогда:

$$\sigma_{\text{ш}} = \frac{2 \cdot 188,39}{3,14 \cdot 0,027^2} = 164,6 \text{ МПа.}$$

Определяем допускаемое напряжение в материале шпильки $[\sigma]$:

$$[\sigma] = \frac{\sigma_{\tau}}{n_{\text{ш}}}, \quad (4.5)$$

где $n_{\text{ш}}$ – коэффициент запаса прочности, $n_{\text{ш}} = 3$;

σ_{τ} – предел текучести материала шпильки.

Тогда:

$$[\sigma] = \frac{785}{3} = 261 \text{ МПа.}$$

Условие прочности:

$$\sigma_{\text{ш}} \leq [\sigma]$$

$$164,6 < 261 \text{ МПа.}$$

Следовательно, условие прочности выполняется.

Определяем необходимый момент крепления шпилек:

$$M_{\text{ш}} = P_{\text{ш}} \cdot \frac{d_1}{2} \cdot \text{tg}(\beta + \rho) + P_{\text{ш}} \cdot \frac{D_0^3 - d_1^3}{D_0^2 - d_1^2}, \quad (4.6)$$

где

ρ – угол трения в резьбе;

β – угол подъема резьбы.

$$\beta = \arctg\left(\frac{p}{\pi \cdot d_1}\right), \quad (4.7)$$

где p – шаг резьбы.

Тогда:

$$\beta = \arctg\left(\frac{0,003}{3,14 \cdot 0,027}\right) = 1,1^\circ;$$

$$\rho = \arctg(f) \quad (4.8)$$

$$\rho = \arctg(0,2) = 11,3^\circ;$$

Тогда:

$$M_{ш} = 93,2 \cdot \frac{0,027}{2} \cdot \operatorname{tg}(12,4) + 93,2 \cdot \frac{0,038^3 - 0,027^3}{0,038^2 - 0,027^2} = 0,095 \text{ кН}\cdot\text{м}$$

Определим силу, действующую на шпильки:

$$F = P \cdot \frac{\pi \cdot D^2}{2} = 5,94 \cdot 10^6 \cdot \frac{3,14 \cdot 0,027^2}{2} = 6,8 \text{ кН}, \quad (4.9)$$

где D – внешний диаметр резьбы шпильки, равный наружному диаметру резьбы шпильки,

P – условное давление.

Площадь поперечного сечения резьбового стержня шпильки:

$$A = \frac{\pi \cdot d_{ш}^2}{2} = \frac{3,14 \cdot 0,027^2}{2} = 0,001145 \text{ м}^2. \quad (4.10)$$

Сила, действующая на шпильку:

$$F_{\text{ш}} = \frac{F}{z \cdot k} = \frac{6,8 \cdot 10^3}{2 \cdot 2} = 1,7 \text{ кН}, \quad (4.11)$$

где k – коэффициент, учитывающий растяжение шпильки.

Напряжение смятия резьбового соединения:

$$\sigma_{\text{см}} = \frac{F_{\text{ш}}}{A \cdot z \cdot K_m} = \frac{1,7 \cdot 10^3}{0,001145 \cdot 2 \cdot 0,3} = 2,4 \text{ МПа}, \quad (4.12)$$

где K_m – коэффициент, учитывающий изменения деформации витков по высоте гайки.

$\sigma_{\text{см}} < [\sigma_{\text{см}}]$, условие выполняется.

Напряжение среза резьбового соединения:

$$\tau_{\text{ср}} = \frac{F_{\text{ш}}}{\pi \cdot d_{\text{ш}} \cdot L \cdot K_1 \cdot K_m} = \frac{1,7 \cdot 10^3}{3,14 \cdot 0,027 \cdot 0,150 \cdot 0,75 \cdot 0,3} = 0,594 \text{ МПа}, \quad (4.13)$$

где K_1 – коэффициент полноты резьбы;

L – длина шпильки.

Определим общую нагрузку на резьбе:

$$F = P \cdot S \quad (4.14)$$

где S – площадь контакта,

P – условное давление.

$$F = 5940 \cdot 0,06343 = 376,8 \text{ кН}.$$

Коэффициент неравномерности нагрузки по виткам резьбы с учетом пластических деформаций:

$$K_m = \frac{5 \cdot p}{d_{ш}} = \frac{5 \cdot 0.003}{0.027} = 0,556 \text{ МПа.} \quad (4.15)$$

Допускаемое напряжение среза определим по следующей формуле:

$$[\tau_{ср}] = 0,3 \cdot \sigma_T = 0,3 \cdot 785 = 235,5 \text{ МПа.} \quad (4.16)$$

Определим расчетный коэффициент запаса прочности:

$$n_{ср} = \frac{[\tau_{ср}]}{\tau_{ср}} = \frac{235,5}{0,167} = 396 \text{ МПа.} \quad (4.17)$$

Сравним расчетный коэффициент запаса прочности с допустимым:

$$n_{ср} \geq [n_{ср}] \text{ или } 396 \geq 1,25 \quad (4.18)$$

Напряжение смятия витков резьбы:

$$\sigma_{см} = \frac{4 \cdot F}{\pi \cdot (d_1^2 - d_2^2) \cdot z \cdot K_m} \leq [\sigma_{см}] \quad (4.19)$$

где Z – число витков на длине свинчивания;

$[\sigma_{см}]$ – допускаемое напряжение смятия.

Число витков на длине свинчивания Z определим по следующей формуле:

$$z = \frac{L}{p} = \frac{0,150}{0.003} = 50 \quad (4.20)$$

По формуле (4.19) определим σ_{CM} :

$$\sigma_{CM} = \frac{2 \cdot 376,8 \cdot 10^3}{3,14 \cdot (0,027^2 - 0,0248^2) \cdot 50 \cdot 0,556} = 75,8 \text{ МПа.}$$

Допускаемое напряжение смятия определим по следующей формуле:

$$[\sigma_{CM}] = 0,8 \cdot \sigma_T = 0,8 \cdot 785 = 628 \text{ МПа.} \quad (4.21)$$

Определим расчетный коэффициент запаса прочности:

$$n_{CM} = \frac{[\sigma_{CM}]}{\sigma_{CM}} = \frac{628}{75,8} = 8,3 \text{ МПа.} \quad (4.22)$$

Сравним расчетный коэффициент запаса прочности с допустимым:

$$n_{CM} \geq [n_{CM}] \text{ или } 8,3 \geq 2,5 \text{ МПа.} \quad (4.23)$$

Условия на срез и смятие соблюдаются, следовательно, цилиндрическая резьба крепления уплотнения удовлетворяет требованию прочности [16]

5 Рекомендации по монтажу

Монтаж направляющего колеса лучше производить бригадой из 2...3 слесарей-ремонтников.

Направляющее колесо устанавливается соосно с валом рабочего колеса и неподвижно крепится на двух шпильках к корпусу насоса. Для этого в корпусе нужно высверлить два технологических отверстия под шпильки и нарезать в них резьбу.

Допуск между рабочим колесом и направляющим должен быть минимальным и при этом не мешать его работе.

Для соблюдения допуска между рабочим колесом насоса и направляющим, рекомендуется закрепить направляющий на нижнюю шпильку и проверить работу колеса. Что бы исключить точки соприкосновения.

6 Безопасность жизнедеятельности

На работников цехов по обслуживанию и ремонту НКТ в процессе их трудовой деятельности могут воздействовать опасные (вызывающие травмы) и вредные (вызывающие заболевания) производственные факторы.

В насосном цеху при обслуживании насосных агрегатов присутствуют следующие опасные и вредные производственные факторы:

- физические;
- химические.

В процессе эксплуатации насосных агрегатов на рабочих воздействуют следующие опасные и вредные производственные физические факторы:

- повышенный уровень шума на рабочем месте. Он устраняется посредством выдачи рабочему персоналу специальных наушников (бируши), которые способны понизить воздействие шумовых нагрузок на слуховой аппарат. Так же повышенный уровень шума устраняется посредством внедрения в строительную конфигурацию насосного цеха элементов звукопоглощения;

- повышенный уровень вибрации. Вибрация, создаваемая в процессе работы насосного агрегата, устраняется посредством внедрения технического предложения, представленного в данной бакалаврской работе. Предлагается установить насос и электродвигатель на общей фундаментной раме. Электродвигатель закрепит на подвижные подводимые опоры. Установить между ними упругую пластичную муфту, состоящую из двух полумуфт и стального диска;

- условия микроклимата. Для рабочего персонала создаются благоприятные условия работы. В летний период активизируется система вентиляции и кондиционирования, а в зимний период производится отопление насосного цеха.

В случае аварии насоса рабочий персонал подвергается следующим опасным и вредным производственным химическим факторам:

- токсические;
- канцерогенные;
- раздражающие.

Данные виды воздействий устраняются посредством создания в насосном зале системы сбора утечек нефтепродукта, системой сбора газа и выдачей персоналу противогазов [11].

В соответствии с Федеральным законом № 116 «О промышленной безопасности производственных объектов» к опасным производственным объектам относятся участки:

- транспортирующие;
- горючие вещества – жидкости, газы, пыли, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления;
- взрывчатые вещества-вещества, которые при определенных видах внешнего воздействия способны на очень быстрое самораспространяющееся химическое превращение с выделением тепла и образованием газов;
- использующие оборудование, работающее под давлением более 0,07 МПа или при температуре нагрева воды более 115 °С.

По указанным признакам насосный цех относится к опасному производственному объекту.

К наиболее опасным участкам площадки нефтеперекачивающей станции относятся:

- насосный цех;
- два нефтепровода (диаметром 1020 мм).

Насосный цех относится к взрывоопасной зоне класса 1, по пожарной опасности – к категории А по НПБ 105 – 03. Факторы производственных опасностей на этих участках приведены в таблице 9.1 [12].

Таблица 6.1 – Факторы производственных опасностей

№п/п	Наименование установки	Производственные опасности и вредности
1	Насосный зал	Наличие вещества 2 класса опасности – нефти. Действие высоких концентраций паров нефти вызывает нарколегическое и, отчасти, судорожное действие. При многократном воздействии низких концентраций происходит изменение в крови и кроветворных органах. Относятся к зоне класса 2 по ГОСТ 51330.9-99 и В-1г по ПУЭ. Загазованность помещения насосной, открытых насосных. Относится по пожарной опасности - к категории Ан по НПБ 105-03.
2	Зал Электродвигателей	Высокий уровень шума вызывает некоторые профессиональные заболевания органов слуха. Опасность получения термических ожогов в результате соприкосновения с горячими неизолированными поверхностями.
3	Сварочный участок	При сварочных работах в невентилируемых местах скапливается в воздухе аэрозоль, который может вызвать отравления. Опасность получения повреждения глаз ярким свечением дуги.
4	Электрощитовая	Есть вероятность поражения электрическим током
5	Слесарно-механический участок	Есть вероятность травмироваться об острые кромки, заусенцы. Опасность получения механических травм, определяемая наличием вращающихся и движущихся механизмов.

6.1 Расчет избыточного давления нефтепродуктов

Проведем расчет избыточного давления взрыва для паров легко воспламеняющихся и горючих жидкостей по формуле

$$\square P = \frac{m \cdot H_T \cdot P_O \cdot Z}{V_{CB} \cdot \rho_B \cdot C_P \cdot T_O} \cdot \frac{1}{K_H}, \quad (6.1)$$

где H_T – теплота сгорания, (45000 кДж / кг);

ρ_B – плотность воздуха до взрыва при начальной температуре T_O , (1,205 кг/м³);

C_P – теплоемкость воздуха, Дж/кг·К (допускается принимать равной 1,01·10³ Дж/кг·К);

T_O – начальная температура воздуха, (120 с);

Z – коэффициент участия горючего во взрыве, который может быть рассчитан на основе характера распределения газов и паров в объеме помещения согласно приложению (допускается принимать значение Z равное 0,3);

V_{CB} – свободный объем помещения, (134 м³);

K_H – коэффициент, учитывающий негерметичность помещения и неадиабатичность процесса горения. Допускается принимать K_H равным 3;

P_O – начальное давление, кПа (допускается принимать равным 101 кПа);

m – масса горючего газа (ГГ) или паров легковоспламеняющихся (ЛВЖ) и горючих жидкостей (ГЖ), вышедших в результате расчетной аварии в помещение.

Определим массу по формуле

$$m = W \cdot F_u \cdot T, \quad (6.2)$$

где W – интенсивность испарения, кг/с м²;

F_u – площадь испарения, м². Площадь испарения при разливе на пол определяется (при отсутствии справочных данных) исходя из расчета, что 1 л смесей и растворов, содержащих 70 % и менее (по массе) растворителей,

разливается на площади $0,5 \text{ м}^2$, а остальных жидкостей – на 1 м^2 пола помещения;

T – время отключения трубопроводов, с.

В свою очередь интенсивность испарения определяется

$$W = 10^{-6} \cdot \eta \cdot \sqrt{M} \cdot P_H, \quad (6.3)$$

Подставив числовые значения в формулу (9.3) получим

$$W = 10^{-6} \cdot 1 \cdot \sqrt{121} \cdot 1.64 \cdot 10^4 = 0,18 \text{ кг} / \text{м}^2 \cdot \text{с}.$$

Определяем по формуле (6.2) массу паров жидкости

$$m = 0,18 \cdot 42 \cdot 120 = 907 \text{ кг}.$$

Определим избыточное давление взрыва по формуле (6.1)

$$\square P = \frac{907 \cdot 45000 \cdot 101 \cdot 10^3 \cdot 0,3}{134 \cdot 1,205 \cdot 1,01 \cdot 10^3 \cdot 303} \cdot \frac{1}{3} = 7,5 \cdot 10^3 \text{ Па}.$$

Вывод: так как максимальное давление взрыва $7,5$ превышает допустимую по НПБ 105 – 95, т.е. 5 кПа , то данное помещение относится к категории А [13].

6.2 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Согласно ГОСТ 12.0.003 «ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы» при модернизации магистрального насоса возможны следующие физические, химические и психофизиологические опасные и вредные производственные факторы:

- повышенная загазованность рабочей зоны;
- повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;
- повышенный уровень шума;
- повышенный уровень вибрации;
- физические перегрузки.

Согласно СНиП 2.09.04 – 87 по санитарной характеристике технологический процесс относится к группе Пд – работа на открытом воздухе во все времена года и при неблагоприятных метеорологических условиях; производственные процессы осуществляются при контакте работающих с водой, глинистым и цементным раствором, сырой нефтью, водой, химическими реагентами.

Климатический регион – Ia, климатический пояс – особый.

В зависимости от группы технологического процесса по санитарной характеристике, климатического региона (пояса) для персонала предусматриваем санитарно-бытовые помещения и выдачу машинисту насоса следующих средств индивидуальной защиты (СИЗ), спецобуви, спецодежды в соответствии с Типовыми нормами, утвержденными Постановлением Минздравсоцразвития России от 7 апреля 2004 г. № 43:

- костюм хлопчатобумажный для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий с маслостойкой пропиткой или костюм для защиты от нефти и нефтепродуктов из смешанных тканей или из огнестойких тканей на основе смеси мета- и параамидных волокон – 2 на 2 года;
- фартук из полимерных материалов с нагрудником – 1;
- ботинки кожаные с жестким подноском или сапоги кожаные с жестким подноском – 1 пара;
- сапоги резиновые с жестким подноском – 1 пара;
- перчатки для защиты от растворов кислот и щелочей – 12 пар;
- каска защитная – 1 на 2 года;
- подшлемник под каску;

- очки защитные – до износа;
- респиратор – до износа.

На наружных работах зимой дополнительно выдаются:

- костюм хлопчатобумажный для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий с маслостойкой пропиткой на утепляющей прокладке или костюм для защиты от нефти и нефтепродуктов из смешанных тканей на утепляющей прокладке или из огнестойких тканей на основе смеси мета- и параамидных волокон на утепляющей прокладке;
- сапоги кожаные утепленные с жестким подноском;
- рукавицы меховые;
- перчатки шерстяные;
- перчатки с полимерным покрытием, нефтеморозостойкие;
- валенки с резиновым низом.

При выполнении работ на территории природных очагов клещевого энцефалита, персонал обеспечивается костюмами для защиты от гнуса и клещей, состоящий из комплекта трикотажного защитного технического назначения (ТУ 17-53-10-435 – 82) – нательная и верхняя сетчатые рубашки и наголовная накидка) и костюма мужского летнего, защитного от насекомых (ТУ-17-06-76-94 – 81), брюки и куртка. Можно использовать защитную одежду, изготовленную из ткани «Нефтяник» (ТУ 17-62-55 – 73) [15].

7 Экономическая часть

Модернизация заключается в установке направляющего колеса что позволит увеличить срок службы насоса, а также увеличения КПД

В результате проведенного мероприятия ожидается экономический эффект за счет уменьшения затрат на проведение ремонтных работ, т.к. они будут проводиться в 2 раза реже, так же за счет увеличения КПД.

Для определения экономического эффекта, необходимо сравнить затраты на плановый ремонт за шесть лет, до модернизации и после.

7.1 Расчет капитальных вложений

Затраты на изготовление оборудования включают в себя затраты на приобретение деталей и материалов, энергетические затраты, затраты на заработную плату рабочих, затраты на транспортировку оборудования.

Величину капитальных вложений определим по формуле, руб.:

$$K_6 = Z_0 + Z_3 + Z_n + Z_{mp} \quad (7.1)$$

где Z_0 – затраты на детали и материалы, руб.;

Z_3 – затраты на электроэнергию, руб.;

Z_n – затраты на заработную плату, руб.;

Z_{mp} – затраты на транспортировку деталей, руб.;

7.2 Затраты на приобретение деталей и материалов

Для проведения модернизации насоса необходима паковка стальная

Таблица 7.1 – Стоимость поковки стальной

Наименование	Количество	Цена, руб.	Всего, руб.
Паковка стальная	1	1100	1100

Затраты на приобретение деталей и материалов составят, руб.:

$$Z_0 = 1100$$

Затраты на расходные материалы 5% от стоимости покупных изделий.

$$Z_{pm} = Z_0 \cdot 0,05 \quad (7.2)$$

$$Z_{pm} = 1100 \cdot 0,05 = 55$$

Транспортно-заготовительные расходы 15% от общей стоимости материалов, покупных изделий, оборудования, руб.:

$$Z_m = Z_o \cdot 0,15 \tag{7.3}$$

$$Z_m = 1100 \cdot 0,15 = 165$$

Затраты с учетом транспортно-заготовительных расходов и расходов на расходные материалы, руб.:

$$Z_o = 1100 + 165 + 55 = 1320$$

7.3 Энергетические затраты

Энергетические затраты включают в себя затраты на электроэнергию, используемую при изготовлении деталей, необходимых для модернизации.

Для осуществления модернизации фрезерный станок, время работы – 0,25 час, токарно-винторезный станок, время работы – 1,5 час, внутришлифовальный станок, время работы – 0,5 час.

Затраты на электроэнергию определяются по формуле, руб.:

$$Z_i = \frac{M \cdot T_{эф} \cdot K_m \cdot K_g \cdot t_э}{K_{нд}}, \quad (7.4)$$

где M – установленная мощность, кВт;

$K_m = 0,6 \dots 0,7$ – коэффициент использования электродвигателя;

$K_g = 0,6 \dots 0,8$ – коэффициент использования электродвигателей по времени;

$K_{нд} = 0,85 \dots 0,95$ – коэффициент полезного действия электродвигателя;

$t_э$ – стоимость 1 кВт · ч электроэнергии, руб.,

$T_{эф}$ – эффективный фонд времени работы оборудования на проведение модернизации.

Затраты на электроэнергию фрезерным станком, руб.:

$$Z_{фр} = \frac{3 \cdot 0,25 \cdot 0,6 \cdot 0,6 \cdot 3,6}{0,85} = 1,144$$

Затраты на электроэнергию токарно-винторезным станком, руб.:

$$Z_{св} = \frac{11 \cdot 1,5 \cdot 0,7 \cdot 0,8 \cdot 3,6}{0,85} = 39,134$$

Затраты на электроэнергию внутришлифовальным станком, руб.:

$$Z_{нл} = \frac{9 \cdot 0,5 \cdot 0,7 \cdot 0,8 \cdot 3,6}{0,85} = 10,67$$

Суммарные затраты на электроэнергию, руб.:

$$Z_э = Z_{фр} + Z_{св} + Z_{нл} + Z_{фр}, \quad (7.5)$$

$$Z_э = 1,144 + 39,134 + 10,67 = 50,948$$

Энергозатраты на оборудование приведены в таблице 8.

Таблица 7.2 – Энергозатраты на оборудование

Вид оборудования	Тариф, руб./кВтч	Количество, ч	Мощность кВт	Сумма, руб.
Фрезерный станок	3,6	0,25	3	1,144
Токарно-винторезный станок		1,5	11	39,134
Внутришлифовальный станок		0,5	9	10,67
Итого				50,948

Тариф на электроэнергию взят согласно приказу Региональной энергетической комиссии Красноярского края от 18.12.2015 № 636-п.

7.4 Затраты на заработную плату

Эта статья расходов включает в себя затраты на выплату заработной платы работникам, задействованным при изготовлении модернизированных деталей. Нормирование трудозатрат выполнено в соответствии с нормами ЕНиР. В модернизации будет задействован слесарь-ремонтник.[9]

Основная заработная плата производственных рабочих определяется по формуле, руб.:

$$Z_i = Z_q + T_{эф} + r, \quad (7.6)$$

где Z_q – средняя часовая зарплата одного рабочего за отчетный год (по данным предприятия), руб.;

$T_{эф}$ – эффективный фонд времени работы оборудования в течение года, ч;

r – работников.

Заработная плата фрезеровщика, руб.:

$$Z_{фр} = 166 \cdot 0,25 \cdot 1 = 41,5$$

Заработная плата токаря, руб.:

$$Z_{ток} = 166 \cdot 1,5 \cdot 1 = 249$$

Заработная плата шлифовальщик, руб.:

$$Z_{шлиф} = 114 \cdot 0,5 \cdot 1 = 57$$

Основная заработная плата производственных рабочих задействованных при монтаже определяется по формуле, руб.:

$$Z_n = Z_{\text{ч}} T_{\text{эф}} r Z_{\text{дон}}, \quad (7.7)$$

где Z_n – затраты на заработную плату производственных рабочих, руб.;

$Z_{\text{ч}}$ – средняя часовая зарплата одного рабочего за отчетный год (по данным предприятия), руб.;

$T_{\text{эф}}$ – эффективный фонд времени работы оборудования в течение года, ч;

r – Районный коэффициент.

$Z_{\text{дон}}$ – дополнительная зарплата.

Заработная плата слесаря-ремонтника оборудования, который будет производить монтаж/демонтаж оборудования, руб.:

$$Z = 175 \cdot 8 \cdot 1,6 \cdot 1,25 = 2800$$

Суммарные затраты на заработную плату рабочих, руб.:

Таблица 7.3 – Фонд заработной платы производственных рабочих задействованных при монтаже.

Профес- сия	Кол. часов	Зар. плата, руб./час	Районный коэффициент и северная надбавка	Доп. Заработ- ная плата	Страх. взносы	Фонд заработной платы,руб
Слесарь- ремонтник	8	175	0,6	0,25	0,3	3640
Итого						3640

Суммарные затраты на заработную плату рабочих, руб.:

$$Z_n = Z_{cp} + Z_{фр} + Z_{ток} + Z_{шиф}, \quad (7.8)$$

$$Z_n = 41,5 + 249 + 57 + 3640 = 3987,5$$

7.5 Транспортные затраты

Очевидно, что самым малозатратным способом доставки грузов Рыбинскую ЛПДС блок месторождений является доставка автомобильным транспортом. Расстояние по дороге от Красноярска — до Рыбинской ЛДПС составляет 140 км.

Перевозку будет осуществлять отдел снабжения «Транснефть». Так как грузовой автомобиль ездит в Красноярск за запасными частями ежедневно, то мы не учитываем транспортные затраты.

Калькуляция на изготовление направляющего колеса приведена в таблице 7.4.

Таблица 7.4 - Затраты на изготовление направляющего колеса

Статьи затрат	Стоимость, руб.
1. Затраты на материалы	1100
2. Транспортно-заготовительные расходы (15 % от п.1)	165
3. Основная заработная плата	3987,5
4. Затраты на содержание инструмента (не менее 20 % от п.3)	629,5
5. Затраты на содержание оборудования (не менее 25 % от п.3)	786,875
6. Накладные цеховые расходы (20 % от п. 3)	629,5
7. Накладные общепроизводственные расходы (20 % от п. 3)	629,5
8. Итого пп. 1-8	8720,162
9. Рентабельность (25 % от п 9)	2180,0405
10. Итого	10900,2
11. НДС	1962
12. Итого	13702,236

На рисунке 7.1 показан объем капиталовложений на внедрение модернизации



Рисунок 7.1 – Затраты на изготовление направляющего колеса

7.6 Смета сводных затрат

Объем капиталовложений на внедрение модернизации составит, руб:

$$K_g = 50,948 + 2 \cdot 13702,236 = 27455,4$$

7.7 Экономическая эффективность

Определим экономическую эффективность сравнив затраты на плановый ремонт за шесть лет до модернизации и после

Для планового ремонта нам нужно доставить ротор насоса на ремонтный завод в город Омск

Заработная плата слесаря-ремонтника оборудования, который будет производить монтаж/демонтаж оборудования по формуле 7.7.:

$$Z = 175 \cdot 160 \cdot 1,6 \cdot 1,25 \cdot 1,3 = 72800 \text{ руб.}$$

Таблица 7.5 – Фонд заработной платы производственных рабочих задействованных при плановом ремонте.

Профессия	Чел./ час	Зар. плата, руб./час	Районный и северный коэффициент	Доп. Заработная плата	Страхов. взносы	Фонд заработной платы, руб
Слесарь-ремонтник	160	175	0,6	0,25	0,3	72800
Итого						72800

Затраты на доставку составили 49540 рублей.

Затраты на ремонт насоса составляют 298000 рублей

Суммарные затраты на плановый ремонт рассчитывается по формуле, руб.:

$$Z_c = Z_{zn} + Z_{doc} + Z_{рем}, \quad (7.9)$$

Z_{doc} – затраты на доставку.руб,

Z_{zn} – затраты на заработную плату.руб.

$Z_{рем}$ – затраты на запчасти.руб.

$$Z_c = 49540 + 72800 + 298000 = 420340 \text{ руб.}$$

Затраты на плановый ремонт составили 420340 руб.

Сравним затраты на плановый ремонт за шесть лет до модернизации и после

Затраты до модернизации руб.

$$Z_o = Z_c \cdot t, \quad (7.10)$$

Z_c – суммарные затраты на плановый ремонт,

t – количество ремонтов за шесть лет.

$$Z_o = 420340 \cdot 3 = 1261020$$

Затраты после модернизации руб.

$$Z_o = Z_c \cdot t, \quad (7.11)$$

$$Z_n = 420340 \cdot 2 = 840680$$

Сведем затраты по эксплуатации насоса до и после модернизации в таблицу

Таблица 7.6 – Затраты на обслуживание насоса в течении 6 лет

Показатель	До модернизации	После модернизации
Количество ремонтов, шт.	3	2
Фонд заработной платы,руб.	168000	112000

Окончание таблицы 7.6

Страховые взносы, руб.	50400	33600
Затраты на доставку до завода, на котором производится ремонт, руб.	148620	99080
Затраты на материалы для ремонта, руб.	894000	596000
Итого затрат:	1261020	840680
Экономический эффект от модернизации, руб.	420340	

Определим экономический эффект, руб.

$$\mathcal{E} = Z_o - Z_n, \quad (7.12)$$

Z_o, Z_n – то же что и в формуле 7.11

$$\mathcal{E} = 1261020 - 840680 = 420340$$

Экономический эффект составил 420340 руб. [16].

На рисунке 7.2 показаны затраты на ремонт до и после модернизации

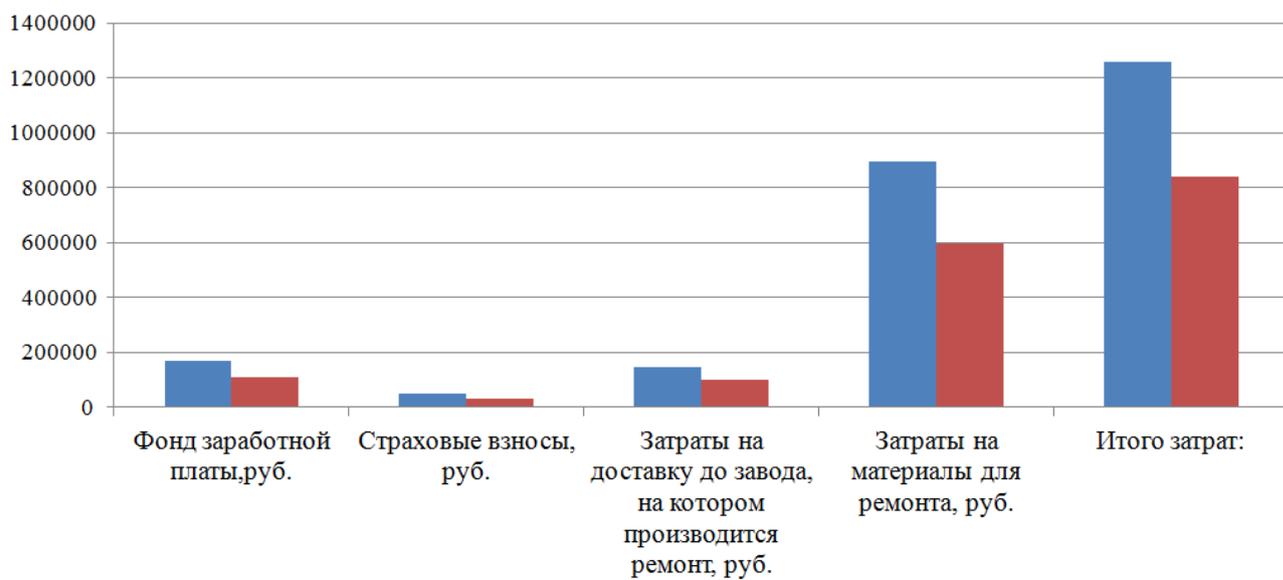


Рисунок 7.2 – График экономического эффекта

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В БР рассмотрена модернизация насосного агрегата НМ, а именно установка направляющего колеса. Так как насос НМ 10000-210 использует для перекачки нефти на магистральных нефтепроводах, то не обходимо надежная работа, данного насосного агрегата. В процессе эксплуатации выявлено слабое место данной насосной станции, при работе насос создает повышенные значения шума и вибрации.

Данная модернизация позволяет улучшить технико-экономические характеристики насоса, конкретно понизить шум и вибрацию, повысить надежность, ресурс и к.п.д. посредством ряда объединенных единым изобретательским замыслом конструктивных и технологических усовершенствований а именно установкой направляющего колеса.

Данная модернизация является актуальной и повышает надежность насоса НМ 1000-210, экономическая эффективность модернизации составляет 79 765рублей.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- АЗС – автозаправочная станция;
- АО – акционерное общество;
- БР – бакалаврская работа;
- ВЛ ЭХЗ – вдольтрассовая электрохимическая защита;
- КПД – коэффициент полезного действия;
- КППСОД – камера приема/пуска систем очистки и диагностики;
- КРНУ – красноярское районное управление;
- ЛПДС – линейная производственно-диспетчерская станция;
- МН – магистральный нефтепровод;
- МНА – магистральный насосный агрегат;
- НМ – насос магистральный;
- НПВ – насос подпорный вертикальный;
- НПС – нефтеперекачивающая станция;
- ОАО – открытое акционерное общество;
- ПК – предохранительный клапан;
- ПНА – подпорный насосный агрегат;
- РВС – резервуар вертикальный стальной;
- СА и ТМ – система автоматики и телемеханики;
- СТД – синхронный трехфазный двигатель;
- УХЛ – умеренный и холодный климат.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Технологический регламент Рыбинской ЛПДС.: 2014 – 240 с.
- 2 Черкасский, В. М. Насосы, вентиляторы, компрессоры: учебник для вузов. – М.: Энергия, 1977 – 421с.
- 3 Айзенштейн, М. Д. Центробежные насосы для нефтяной промышленности – М.: Красный печатник, 1987. – 34 с.
- 4 Диагностирование технического состояния насосного агрегата: Методическое указание / Под редакцией С. Ю. Вагапов, В. У. Ямалиев, К. Р. Уразаков, А. С. Галеев – УГНТУ.: Ротапринт, 1997. – 3 с.
- 5 Официальный сайт «Федеральное агентство по науки и инновациям» [Электронный ресурс]: методика патентного поиска. – Красноярск, 2015. – Режим доступа: <http://www.fasi.gov.ru>
- 6 Пат. 103584 Российская Федерация, МПК F 04 D29/00 (2006.01). Рама вибродемпфирующая фундаментная насосного агрегата / Э. К. Гусейнов; патентообладатель ООО «НКМЗ». – № 2010154449/03; заявл. 30.12.10; опубл. 20.04.11.
- 7 Пат. 95043 Российская Федерация, МПК F 04 D1/00 (2006.01), F 16 D3/50 (2006.01). Центробежный электронасосный агрегат / Н. И. Тупалов, М. С. Касымов; патентообладатель ЗАО «НПО «Гидроаппарат». – № 2009123918/22; заявл. 24.06.09; опубл. 10.06.10.
- 8 Пат. 2537205 Российская Федерация, МПК F04D1/00 (2006/01), F04D29/22 (2006/01), F04D29/44 (2006.01). Магистральный нефтяной насос и рабочее колесо магистрального нефтяного насоса / О. А. Ряховский, Ю. С. Обозный, С. Г. Валюхов, С. В. Житенёв; патентообладатель ОАО «Турбонасос». – № 2011148969/06; заявл. 18.12.13; опубл. 27.12.14.
- 9 Костоунова Е.В. Дипломное проектирование (выполнение экономической части). Методические указания. Красноярск: СФУ, 2013. – 37 с.

10 Официальный сайт «Студопедия» [Электронный ресурс]: техническое обслуживание центробежных насосов. – Красноярск, 2015. – Режим доступа: <http://studopedia.org>.

11 ГОСТ 12.0.003 – 74 Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. – Введ. 01.01.1976. – Измен. 01.09.1999. – Москва: Стандартинформ, 2012. – 2 с.

12 Промышленная безопасность производственных объектов: федер. закон от 21.07.1997. № 116-ФЗ. – Москва: Российская газета, 1997. – 3588 с.

13 ВНТП 4 – 00 Ведомственные нормы технологического проектирования «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок объектов трубопроводного транспорта нефтепродуктов по взрывопожарной и пожарной опасности». – Введ. 14.06.2000. – Москва: ОАО «АК «Транснефтепродукт».

14 СТО СФУ 4.2 – 07 – 2014. Общие требования к оформлению текстовых и графических студенческих работ. Текстовые материалы и иллюстрации. – Красноярск: СФУ, 2014.

15 Горбунова Л.Н. Безопасность и экологичность проекта: метод. указания / Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2006. – 28 с.

16 <http://5fan.ru/wievjob.php?id=385>