

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

«23» июня 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Методы и средства повышения к.п.д. магистральных
насосных агрегатов типа НМ

Руководитель

доцент, канд. техн. наук О. Н. Петров

Выпускник

Е. А. Блинов

Красноярск 2020

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме: «Методы и средства повышения к.п.д. магистральных насосных агрегатов типа НМ»

Консультанты по
разделам:

Экономическая часть

И.В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности

Е.В. Мусяченко

Нормоконтролер

О.Н. Петров

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Методы и средства повышения к.п.д. магистральных насосных агрегатов типа НМ» содержит 78 страниц текстового документа, 34 использованных источников, 6 листов графического материала.

Объект исследования ВКР: Магистральный насосный агрегат типа НМ.

Цель ВКР – Повышение к.п.д. магистрального насосного агрегата типа НМ 10000-210.

В результате выполнения ВКР, были проанализированы методы повышения к.п.д и выбран метод, повышающий к.п.д. Подобран необходимый материал, подлежащий нанесению для данного метода и описана технология нанесения специальных полимерных материалов.

В итоге сделано заключение о выполненной работе и определен метод для повышения к.п.д насосных агрегатов.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	6
Основная часть	7
1 Оборудование нефтеперекачивающей станции.....	7
1.1 Описание объекта исследования	7
1.2 Характеристика насосного силового оборудования перекачивающей станции	13
1.3 Описание магистрального насоса типа 10000-210	15
2 Причины снижения к.п.д. насоса.....	18
3 Методы повышения к.п.д. насосов.....	20
4 Техническое предложение	22
5 Анализ материалов применяемых для покрытия внутренней полости насоса.....	23
5.1 Каучуковое покрытие	23
5.2 Керамическое покрытие	24
5.3 Насосы с эпоксидным покрытием.....	25
5.4 Обоснование выбранного покрытия	25
6 Расчетная часть.....	25
6.1 Определение к.п.д центробежного насоса типа НМ	25
6.2 Потери в насосе и составляющие к.п.д.....	26
6.2.1 Гидравлические потери и гидравлический к.п.д.	27
6.2.2 Объемные потери и объемный к.п.д.	29
6.2.3 Механические потери и механический к.п.д.	30
6.2.4 Расчет полного к.п.д центробежного насоса.....	30
6.2.5 Расчёт полного к.п.д центробежного насоса с нанесенным покрытием.....	31
6.3 Определение площади проточной части насоса НМ 10000-210.....	31
6.4 Перерасчет характеристик насоса с воды на перекачиваемую жидкость...	34
7 Технология нанесения	35
7.1 Подготовка поверхности	35

7.2 Нанесение BELZONA	36
7.2.1 Нанесение кистью или шпателем	36
7.2.2 Нанесение путем распыления	37
7.3 Контроль качества нанесения	37
7.4 Очистка поверхности	38
7.5 Окончательное отверждение	38
7.6 Рекомендации по нанесению эпоксидного покрытия	39
8 Требования к нанесенному эпоксидному покрытию	39
8.1 Адгезия покрытия	39
8.2 Шероховатость поверхности	40
9 Экономическая часть	41
9.1 Затраты на приобретение полимерного материала	41
9.2 Затраты на заработную плату	42
9.3 Транспортные затраты	44
10.4 Экономический эффект	46
10 Безопасность и экологичность	49
10.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ	49
10.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ	51
10.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования	52
10.4 Обеспечение безопасности технологического процесса	59
10.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности	67
10.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях	69
10.7 Экологичность проекта	71
Заключение	73
Список сокращений	74
Список использованных источников	75

ВВЕДЕНИЕ

Эксплуатация магистральных насосов обычно сопряжена со значительными капитальными вложениями, поэтому важно, чтобы насосы служили максимально долго и при этом работали эффективно и надежно. Оборудование, перекачивающее нефть и нефтепродукты, постоянно работает в условиях длительной и интенсивной эксплуатации, запускающие различные процессы, такие как эрозия, коррозия, химическое воздействие, трение и кавитация.

Эти явления приводят к ухудшению рабочих характеристик и износу насосов в следствии чего снижается к.п.д., а также к повышенному энергопотреблению и увеличению суммарных эксплуатационных расходов в расчете на общий срок службы. Изначально, повреждение приведет к образованию на поверхностях неровностей, которые увеличат трение и приведут к падению эффективности системы.

Если эти проблемы вовремя не устранить, то они могут поставить под угрозу целостность компонента и, в конечном счете, привести к отказу оборудования.

Таким образом, особенно актуальным является вопрос повышения к.п.д. магистральных насосных агрегатов, как с технологической, так и с экономической точки зрения.

Целью дипломной работы является повышение к.п.д. магистрального насосного агрегата типа НМ 10000-210.

Основные задачи.

- 1) Проанализировать причины понижения к.п.д.
- 2) Рассмотреть методы повышения к.п.д.
- 3) Подобрать материалы, подлежащие нанесению на поверхности деталей проточной части насоса и выполнить расчет их эффективности.
- 4) Описать технологию нанесения специальных полимерных материалов на поверхности деталей проточной части насоса.

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

1 Оборудование нефтеперекачивающей станции

1.1 Описание объекта исследования

Объект исследования – магистральный насосный агрегат типа НМ 10000-210, относящийся к основному насосно-силовому оборудованию нефтеперекачивающей станции (НПС). Насосный агрегат входит в группу из трех работающих и одного резервного насосов, соединенных последовательно и расположенных в насосном цехе НПС. Помимо электронасосных агрегатов в цехе располагается вспомогательное оборудование, обеспечивающее нормальную работу агрегатов. Кроме цеха магистральной насосной на нефтеперекачивающей станции имеются вспомогательные системы и другое технологическое оборудование.

В состав технологического оборудования НПС входят: резервуарный парк, подпорная насосная, узел подключения станции, магистральная насосная, узел регулирования давления, фильтры-грязеуловители, узлы с предохранительными устройствами, а также технологические трубопроводы. В состав вспомогательного оборудования входят очистные сооружения, устройства электроснабжения, система молниезащиты, система дренажа, система обеспечения пожарной безопасности, системы автоматизации и телемеханизации.

Узел подключения станции

Подключение станции к линейной части магистрального нефтепровода и ее отключение в случае необходимости обеспечивает узел подключения станции (УПС).

Решение по выбору точки подключения НПС к трубопроводу в каждом случае принимается с учетом поддержания безопасных условий работ, а также возможность приема в магистральный нефтепровод требуемых объемов

подкачки нефти и технических условий на подключение. Магистральный трубопровод нуждается в очистке и диагностике его внутренней поверхности, поэтому в состав магистрального нефтепровода или нефтепродуктопровода входят узлы пуска, пропуска и приема средств очистки и диагностики (СОД), которые выполняют следующие функции:

- пуск внутритрубных очистных, диагностических и разделительных устройств;

- прием внутритрубных очистных, диагностических, герметизирующих и разделительных устройств;

- пропуск внутритрубных очистных, диагностических, герметизирующих и разделительных устройств.

Камеры пуска и приема средств очистки и диагностики (КПП СОД) располагаются на узлах подключения станций. Узлы пуска-приема СОД полагается устанавливать на НПС с учетом максимального развития магистрального нефтепровода на расстояние между ними не более 280 км [1]. Помимо камер пуска/приема СОД узел подключения включает несколько задвижек и трубопроводную обвязку, состав и количество которых на разных станциях различно. Но в состав УПС любой перекачивающей станции всегда входят: секущие задвижки, которые обеспечивают подключение НПС к нефтепроводу или отключение НПС от нефтепровода (при необходимости они автоматически закрываются); задвижки, обеспечивающие транзит нефти (пропускают поток нефти через узел подключения станции при закрытых секущих задвижках), при этом в линию транзита монтируется обратный клапан; задвижки, обеспечивающие запасовку и пуск СОД, и задвижки, обеспечивающие прием СОД и его извлечение из трубопровода.

В зависимости от расположения на нефтепроводе КПП СОД должны обеспечивать различные варианты технологических операций: только прием, только пуск либо прием/пуск СОД. В состав узла пуска/приема СОД должны входить:

- камеры пуска/приема средств очистки и диагностики;

- трубопроводы, арматура и соединительные детали;
- сигнализаторы прохождения средств очистки и диагностики;
- приборы контроля давления.
- емкость для дренажа нефти из камер пуска/приема;
- погружной насос откачки нефти из емкости;
- механизм для извлечения, перемещения и запасовки средств очистки и диагностики;

Фильтры-грязеуловители

Горизонтальные и вертикальные фильтры-грязеуловители (ФГУ) предназначены для очистки перекачиваемой среды от механических примесей, посторонних предметов, глины, парафино-смолистых отложений и окалины, образующихся во время ремонта и эксплуатации линейной части магистральных нефтепроводов и технологического оборудования, трубопроводов и резервуаров нефтеперекачивающих станций магистральных нефтепроводов.

Фильтры-грязеуловители горизонтальные предназначены для установки на входе НПС. Фильтры-грязеуловители вертикальные по внутреннему устройству делятся на фильтры-решетки, фильтры сетчатые дренажные и фильтры щелевые дренажные. Фильтры-решетки предназначены для установки перед подпорными насосами; фильтры сетчатые дренажные и фильтры щелевые дренажные – для установки перед оборудованием НПС.

Состояние фильтров при их эксплуатации контролируется с помощью датчика перепада давления. При перепаде давления выше 0,05 МПа необходимо производить чистку фильтра. Для этого фильтр отключают, закрывают задвижки, а нефть дренирует в погружную емкость через дренажный патрубок, и через люк механические скопления удаляют. Если перепад давления составляет менее 0,02 МПа, это указывает на повреждение фильтрующего элемента. После монтажа фильтра и его очистки должен быть зафиксирован перепад давления на чистом ФГУ с указанием вязкости и пропускной способности.

В системе ФГУ необходимо иметь в резерве не менее одного исправного фильтра.

Системы измерений количества и показателей качества нефти (СИКН)

Системы измерений количества и показателей качества нефти (СИКН) устанавливаются на НПС, осуществляющих приемо-сдаточные операции.

СИКН необходима для автоматизированных измерений массы брутто и нетто нефти, измерений показателей качества нефти, а так же для регистрации и отображения результатов измерений в соответствии с действующими нормативными документами при проведении приемо-сдаточных операций.

Измерение массы нефти реализуется с применением динамических методов измерений:

- косвенного метода с использованием измерительных преобразователей объемного расхода, поточных преобразователей плотности, преобразователей температуры и давления;

- прямого метода с использованием массомеров.

В состав СИКН входит:

- блок измерительных линий;
- блок измерений показателей качества нефти – включает преобразователи плотности нефти, преобразователи влагосодержания в нефти, преобразователи вязкости, преобразователь серосодержания, преобразователи температуры и другое оборудование:

- узел регулирования давления;
- пробозаборное устройство используется для отбора нефти в БИК;
- стационарная поверочная установка, например, трубопоршневые поверочные установки (ТПУ);

- эталонная установка на базе мерников – используется для поверки ТПУ;

- система промывки ТПУ;

- технологические трубопроводы;

- резервная система учета нефти – действует на период устранения отказа основной системы учета нефти

Резервуарные парки

Резервуарные парки необходимы для обеспечения равномерности перекачки нефти, для приема нефти при плановых или аварийных остановках перекачки с целью проведения ремонтных работ, для проведения товарно-транспортных операций, включая возможное проведение процесса компаундирования (смешения разных партий нефти).

Применяются резервуары типа РВС (со стационарной крышей без понтона), РВСП (со стационарной крышей и понтоном), РВСПК (с плавающей крышей) объемом по строительному номиналу от 1000 до 50000 м³. Применение понтона значительно снижает выбросы в атмосферу испарений нефти, находящейся в резервуарах.

На резервуаре устанавливают следующее оборудование: клапан дыхательный; клапан предохранительный; огнепреградитель; манометр; прибор для замера уровня; пробоотборник; люк – лаз; кран сифонный; люк световой; пеногенератор; механизм управления хлопушкой с перепуском.

Оборудование резервуаров должно обеспечивать:

- технологические операции по заполнению их нефтью и опорожнению;
- защиту от повышения и понижения давления в газовом пространстве;
- защиту от распространения пожара, тушение пожара.

Предохранительные клапаны

Сбросные пружинные предохранительные клапаны (СППК) предназначены для сброса избыточного давления. Они устанавливаются на линии приёма НПС и на линии между подпорной и магистральной насосной. СППК, установленные на приёмном трубопроводе НПС, предназначены для защиты технологического оборудования резервуарного парка от повышенного давления. При срабатывании предохранительных клапанов параллельно к ним подключенные задвижки, автоматически открываются и происходит сброс избыточного давления в технологический резервуар.

Защиту подпорной насосной от избыточного давления обеспечивают предохранительные клапаны, установленные на трубопроводе между подпорной и магистральной насосной.

Насосный цех подпорных и магистральных насосов

Перекачку нефти осуществляют магистральные насосные агрегаты (МНА) с подачей от 1250 до 12500 м³/ч. Насосный агрегат – агрегат, состоящий из насоса и привода совместно с элементами трансмиссии, опорной плитой и любым другим вспомогательным оборудованием.

Для предотвращения кавитации на входе МНА создается давление подпорными насосными агрегатами (ПНА). На НПС устанавливается несколько МНА и ПНА с учетом обеспечения резерва насосов. Для перехода с насоса на насос предусмотрено АВР (автоматическое включение резерва). Насосы могут быть соединены как последовательно, так и параллельно.

Узел регулирования давления

Для поддержания заданных величин давлений (минимального на входе и максимального на выходе магистрального нефтепровода) предусматривается регулирование давления методом дросселирования или электропривода с регулируемым числом оборотов.

Узел регулирования давления (УРД) должен состоять не менее чем из двух регулирующих устройств. УРД обеспечивает равномерное распределение потока и предусматривает прямые участки до и после регулирующих устройств длиной не менее 5 диаметров.

Метод дросселирования является основным методом регулирования давления на НПС. Регулирующая поворотная заслонка монтируется для регулирования давления на выходе из НПС

Технологические трубопроводы

К технологическим трубопроводам относят: внутривысочные трубопроводы между точками врезки в магистральный трубопровод на входе и выходе перекачивающих станций, перевалочных терминалов, приемосдаточных пунктов; трубопроводы дренажа и утечек от насосных агрегатов,

дренажа фильтров-грязеуловителей, регуляторов давления, узлов учета нефти (нефтепродуктов); трубопроводы сброса давления от предохранительных клапанов, системы сглаживания волн давления, обвязки емкостей сброса и гашения ударной волны, откачки из емкостей сбора утечек; трубопроводы сливо-наливных эстакад, опорожнения стендеров морских терминалов, системы улавливания легких фракций.

В состав технологических трубопроводов входит:

- запорная, регулирующая и предохранительная арматура,
- фильтры-грязеуловители,
- система сглаживания волн давления,
- насосы,
- системы измерений количества и показателей качества нефти,
- трубопоршневые поверочные установки,
- колодцы отбора давления и другие устройства

1.2 Характеристика насосного силового оборудования перекачивающей станции

Все НПС на участках магистрального нефтепровода с одной пропускной способностью снабжаются однотипным оборудованием [1]. В качестве основного насосного оборудования на НПС применяют магистральные и подпорные насосы.

Для нормальных условий работы магистрального центробежного насоса необходим напор на его входе, величина которого изменяется в диапазоне от 0,2 до 0,87 МПа [2]. Это вызвано тем, что они не располагают необходимым кавитационным запасом. Для создания такого необходимого давления на входе в основной магистральный насос на головных НПС используются горизонтальные и вертикальные подпорные насосы, если речь идет о промежуточных НПС, то это давление должно быть создано неиспользованным

напором предыдущей станции. При этом основные и подпорные насосы должны иметь одинаковые подачи.

Центробежные насосы данного ряда, изготавливают в горизонтальном исполнении они имеют единую частоту вращения 3000 об/мин, при монтаже не требуется отсоединения входного и выходного патрубков.

Согласно паспорту на насосы типа НМ их можно использовать для перекачки нефти и нефтепродуктов с температурой от -5 до $+80$ °С, кинематической вязкостью до 300 сСт, с содержанием механических примесей по объему не более 0,05 % и размером не более 0,2 мм. Характеристика перекачиваемой нефти представлена в таблице 1 [3].

Таблица 1 – Характеристика перекачиваемой нефти

Наименование показателя	Единицы измерения	Предельные значения	
		Min	Max
Плотность (при 20 °С)	кг/м ³	833,0	840,0
Содержание воды	%	0,03	0,15
Содержание солей	мг/л	5,0	22,0
Содержание механических примесей	%	отсутствует	0,005
Массовая доля серы	%	0,58	0,70
Кинематическая вязкость (при 20 ⁰ С)	сСт	60	300
Содержание парафина	%	1,5	2,7
Упругость паров	кПа	47,0	55,0

Для поддержания необходимого напора на входе магистральных насосов используют центробежные вертикальные подпорные насосы. Они предназначены для установки на открытых площадках и могут работать при температурах от -50 °С до $+45$ °С. Подпорные насосы опускают в колодец, заполненный нефтью. Двигатель расположен вертикально и работает на открытом воздухе. В качестве двигателей используют вертикальные, асинхронные, короткозамкнутые электродвигатели во взрывозащищенном исполнении с частотой вращения вала 1 500 об/мин и напряжением 10 кВт [4].

1.3 Описание магистрального насоса типа 10000-210

Основные насосы, которые используются на нефтеперекачивающих станциях обозначаются комбинацией букв и цифр НМ 10000-210, что понимается как «Насос магистральный имеющий номинальную подачу 10000 м³/ч, образуя напор 210 м.»

В зависимости от подачи центробежные насосы в нефтяной промышленности различаются конструкционно. Например, насосы с подачей до 1250 м³/ч – секционные, многоступенчатые; с подачей более 1250 м³/ч – одноступенчатые, спиральные, двустороннего входа, имеющие от одного до трех сменных роторов на подачи $0.5Q^0$, $0.7Q^0$, $1.25Q^0$, где Q^0 – номинальная подача насоса. На рисунке 1 представлена характеристика насоса НМ 10000-210 со сменным ротором на подачу 7000 м²/ч, испытанного на воде.

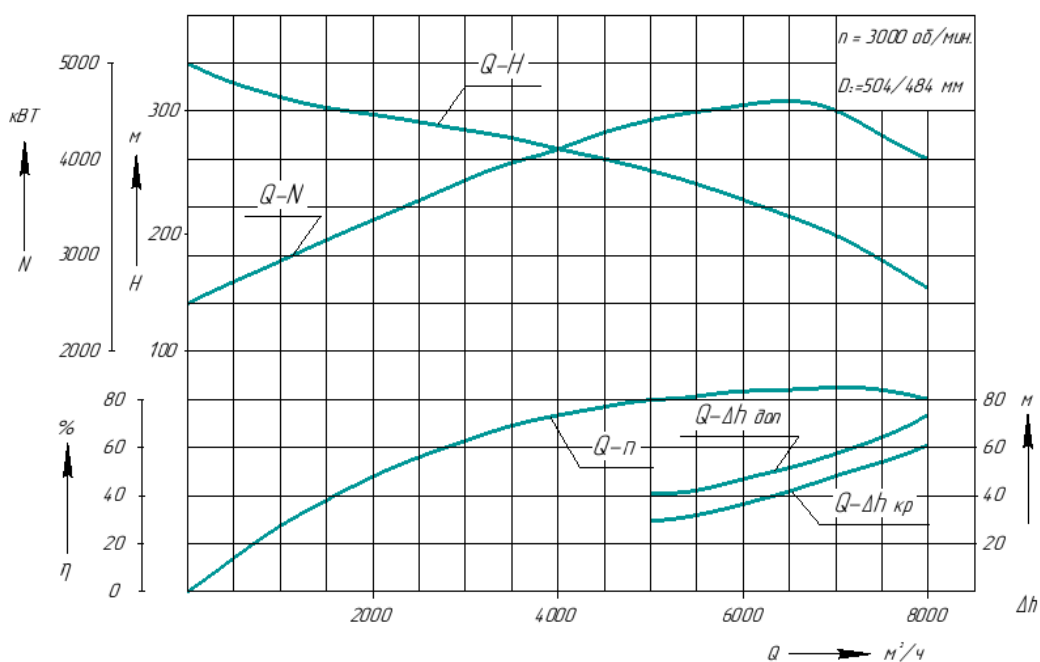


Рисунок 1 – Характеристика насоса типа НМ 10000-210

Максимально возможную частоту вращения насосов, равной 3000 об/мин и работающих на токе с частотой 50 Гц, определяют тем, что, увеличивая

значение частоты вращения вала, происходит увеличение скорости жидкости на входе в насос. Из-за этого увеличения скорости образуется кавитация, которая негативно влияет на насосный агрегат. Из этого следует, что все насосы имеют частоту вращения в 3000 об/мин. На рисунке 2 представлен общий вид насосного агрегата с подачей $Q > 1250 \text{ м}^3 / \text{ч}$.

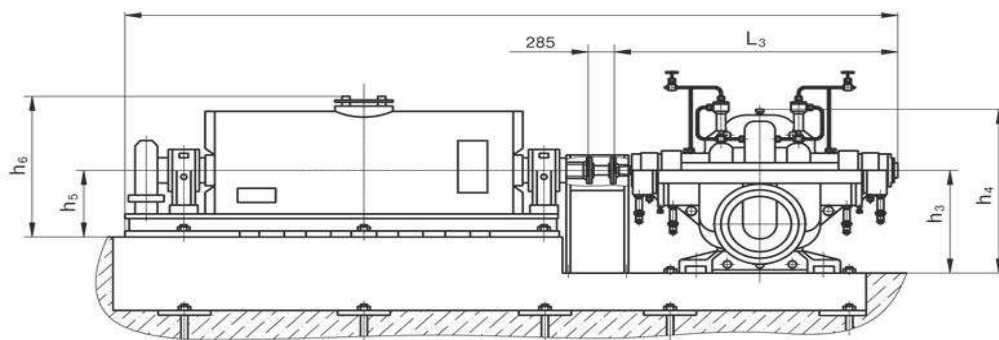


Рисунок 2 – Насосный агрегат серии НМ с подачей $Q > 1250 \text{ м}^3 / \text{ч}$

Основные параметры используемого насосного агрегата типа НМ представлены в таблице 2 [5].

Таблица 2 – Параметры насосного агрегата типа НМ

Типоразмер насоса	Ротор	Подача, $\text{м}^3/\text{ч}$	Напор, м	Диаметр рабочего колеса, мм	Частота вращения, об/мин	Мощность насоса, кВт	КПД насоса (на воде), %
НМ 10000-210	0,7	7000	200	506,486	3000	3815	84

Конструкция основного центробежного насоса (рисунок 3) для магистральных нефтепроводов представляет собой: рабочее колесо (РК) двустороннего входа, закрытого типа которое является основным элементом насоса, надевается на шпонку с последующим креплением к валу.

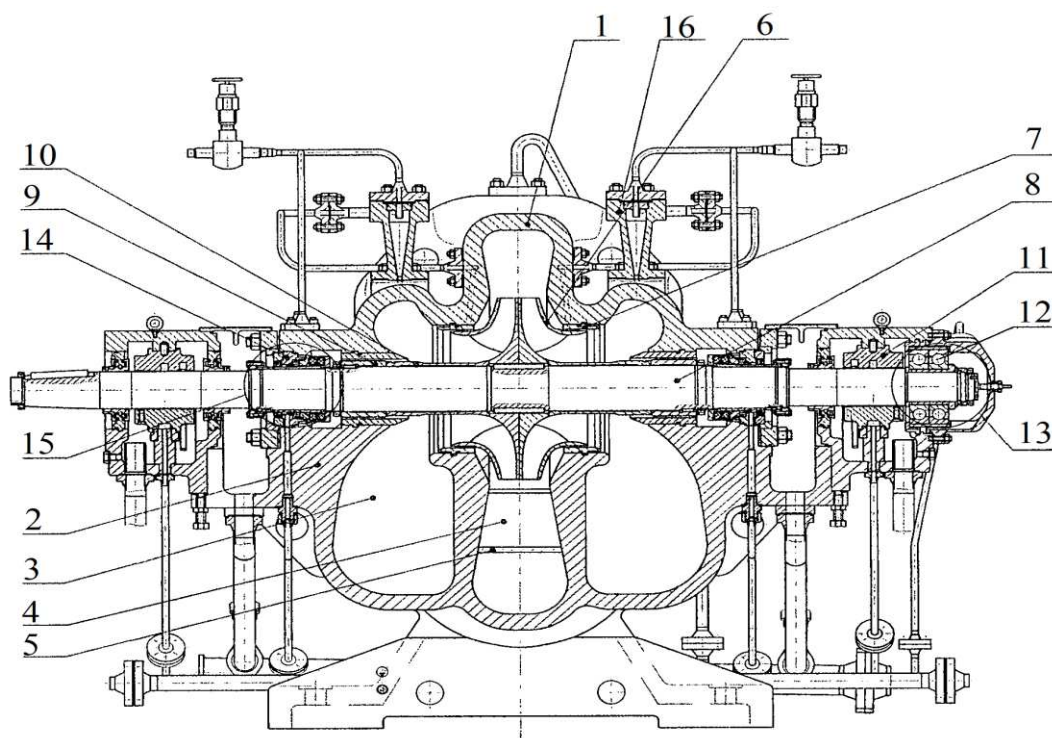


Рисунок 3 – Разрез насоса HM10000-210: 1 – верхняя часть корпуса (крышка); 2 – нижняя часть корпуса; 3 – полуспиральный подвод;
 4 – двухзавитковый спиральный отвод; 5 – приварная перегородка;
 6 – рабочее колесо двустороннего входа; 7 – уплотнение рабочего колеса щелевого типа; 8 – вал; 9, 10 – защитные втулки; 11 – опорные подшипники скольжения; 12 – сдвоенные радиально-упорные шарикоподшипники;
 13 – корпус подшипника; 14 – механические торцовые уплотнения патронного типа; 15 – дополнительное уплотнение со стороны атмосферы;
 16 – устройства гидроциклонной очистки перекачиваемой среды

В корпусе располагаются полуспиральный подвод и двухзавитковый спиральный отвод необходимые для циркуляции жидкости при помощи рабочего колеса и вала. Жидкость, подводимая в корпус насоса, соприкасается с вращающимся рабочим колесом и выталкивается в напорный патрубок под действием центробежной силы. Торцевые уплотнения необходимы для того чтобы не допустить утечки в месте выхода вала из корпуса, а щелевые уплотнения – чтобы разделить область между собой области нагнетания и всасывания.

В качестве основных подшипников применяются подшипники скольжения. Для обеспечения разгрузки ротора от осевых усилий, рабочее колесо исполняют с двухсторонним входом, а для разгрузки остаточных осевых напряжений применяют радиально-упорные подшипники.

В тоже время необходимо разгрузить от излишних нагрузок и торцевые уплотнения. С этой целью применяют трубы, которые соединены с камерами уплотнений, которые, в свою очередь, отделены от входной полости насоса так называемыми разделительными втулками. А с помощью уже других труб отводят утечки из камер сбора этих самых утечек.

Для передачи крутящего момента от электродвигателя к насосу используется зубчатая муфта. В нижней части корпуса располагаются приемный и напорный патрубки, которые располагаются в горизонтальной плоскости, но их направления противоположны. Приемный и напорный патрубки присоединяются сваркой к магистральным трубопроводам.

Для предотвращения кавитации на входе в насос необходимо обеспечить нужный напор. С этой целью применяют подпорные насосы.

2 Причины снижения к.п.д. насоса

В процессе перекачивания жидкостей оборудование постоянно находится под механическим напряжением, вследствие чего происходит возникновение коррозии, эрозии, трения и кавитации на основных компонентах насоса, таких как лопасти, корпуса и валы. Появляются различные потери энергии, которые влияют на величину к.п.д. насоса. К.п.д. отображает величину потерь энергии на различных режимах работы насоса, а также определяет экономическую целесообразность эксплуатации насоса при изменении остальных его рабочих параметров таких как мощность, напор и подача.

Потери мощности в центробежном насосе возникают в следствии действия множества факторов, которые можно разделить на:

- механические;

- объемные;
- гидравлические.

Рассмотрим детальнее причины возникновения и сущность потерь, для того чтобы оценить их возможные значения и определить пути их понижения.

Механические потери. Часть мощности, переданная двигателем ротору насоса, расходуется на преодоление трения в подшипниках и сальниках и трения жидкости о наружные поверхности рабочего колеса – дискового трения

Потери трения в подшипниках и сальниках насосов принимают равным 1...2 %. Однако для малых насосов эти потери могут достигать более 5 % потребляемой мощности.

Дисковые потери в центробежных насосах являются основным видом механических потерь. Под дисковыми потерями подразумеваются потери энергии на трение рабочей жидкости о наружные поверхности вращающегося колеса.

Объемные потери. Внутри центробежного насоса имеют место две группы объёмных потерь: 1 – часть жидкости, вышедшей из рабочего колеса возвращается вновь к его вход через переднее (щелевое) уплотнение; 2 – еще некоторая часть жидкости составляет протечки через сальниковое уплотнение, циркуляцию жидкости между отдельными ступенями и питание системы уравнивания осевой силы в многоступенчатых насосах. Объемные потери входящие во вторую группу учитываются отдельно.

Гидравлические потери. В проточной части насоса течет реальная вязкая жидкость движение которой сопровождается потерями энергии. К гидравлическим потерям относятся потери энергии, возникающие вследствие трения движущейся жидкости о стенки проточной части и потери вихреобразования.

Потери трения в значительной степени зависят от густоты решетки лопастей и величины шероховатости поверхности уменьшаясь с повышением чистоты её обработки.

Наряду с потерями на трения значительную часть гидравлических потерь составляют потери вихреобразования, отличающиеся условиями возникновения.

Величина гидравлических потерь в насосе так же зависит от неравномерности профиля скоростей на выходе из колеса, порождаемой вихревыми следами, образующимися за лопастями колеса. Толщина следов зависит от толщины выходных кромок лопастей, толщины пограничного слоя на лопастях и связанных с ним отрывных зон на тыльной стороне лопастей.

3 Методы повышения к.п.д. насосов

Экономичность работы насосного оборудования определяется значением к.п.д. в процессе эксплуатации. Поэтому при эксплуатации необходимо осуществлять анализ фактических напорных и энергетических характеристик насосов и разрабатывать мероприятия по их улучшению.

Для повышения к.п.д. насоса в большинстве случаев используются сменные рабочие колеса, рассчитанные на меньшие подачи ($0,5 Q_{ном}$, $0,7 Q_{ном}$), что позволяет вести перекачку на более экономичном режиме, тем не менее и при этом не удастся достичь к.п.д., соответствующего работе насоса при номинальной подаче с основным ротором. Основопологающей причиной этого является несоответствие параметров потока геометрии спирального отвода насоса, рассчитанного на номинальную подачу $Q_{ном}$, что приводит к росту гидравлических потерь в отводе.

Рассмотрим следующие методы повышения к.п.д.

1) Работа одной половинкой рабочего колеса с компенсацией осевых пульсаций, нагрузок на ротор, подшипниковые узлы и торцевые уплотнения. Должен быть обеспечен минимум дисковых потерь за счет изменения конструкции «ступени».

2) Применение и оптимизация характеристик сменных рабочих колес с некоторым изменением геометрии лопастей и дисков рабочих колес, применением обточки (подрезки).

3) Использование лопаточных диффузоров (направляющих аппаратов) или специальных сопел в проточную часть насоса (в спиральный канал диффузора – улитку, на входе в колесо) с возможным одновременным растачиванием кромок горловины диффузора, подпиливанием нерабочей стороны лопаток колеса и пр.

4) Оптимизация зазора между наружным диаметром рабочего колеса и языком спирального отвода с возможной запиловкой выходных кромок лопастей. Доработка языка насоса.

5) Разработка осецентрированных рабочих колес с двух- или трехъярусным расположением лопаток.

6) Управление пограничным слоем движущегося в межлопаточном пространстве потока за счет выходящей из рабочего колеса жидкости или перераспределением давления на поверхностях лопаток путем сверления отверстий или фрезерования щелей.

7) Применение плавающих или торцевых уплотнений рабочего колеса вместо существующей конструкции щелевого уплотнения.

8) Использование более совершенной технологии сборки, монтажа и ремонта насосов, обеспечивающих симметричное расположение рабочих колес относительно улитки, равномерный зазор в щелевом уплотнении, плавное сопряжение отдельных деталей насоса, скругление входных кромок лопаток и языка, снижение шероховатости элементов проточной части насосов.

9) Оптимальное сочетание подрезки рабочих колес на недогрузочных режимах с целью снижения вибрации и изменения (снижения) к.п.д. [6].

10) Нанесение полимерного покрытия на внутреннюю полость насоса. Полимерный материал после полимеризации имеет гидрофобную, твердую, износостойкую поверхность, с максимальным поверхностным натяжением. Покрытие образует «сверхгладкую» поверхность, которая уменьшает толщину

пограничного слоя перекачиваемой жидкости и снижает внутреннюю турбулентность, в следствии чего увеличивается гидравлический к.п.д. насосного агрегата.

4 Техническое предложение

Техническое предложение подразумевает нанесение на поверхности деталей проточной части двухкомпонентного эпоксидного композита фирмы «BELZONA». Материал на основе эпоксидной смолы наносится на обработанные поверхности методом пескоструйной. После длительной эксплуатации насосный агрегат испытывает разного рода повреждения, использование таких материалов позволяет устранить дефекты. Нанесенное покрытие обрабатывают для получения необходимых параметров поверхности и геометрии улиты, рабочего колеса и т.д.

Эпоксидный материал имеет хорошую адгезию с конструкционными, углеродными и нержавеющей стали, высокую абразивную устойчивость, в сухих и влажных условиях, а также стойкость к кавитации. Рабочие характеристики покрытия сохраняются при температуре до 1800 °С. Композит имеет отличную износостойкость в воде, водных растворах различных солей, органических средах и щелочных растворах.

Belzona 1341 – полимерное покрытие используемое для повышения к.п.д. После полимеризации данное покрытие имеет гладкую, гидрофобную, поверхность с наполнителями, повышающими сопротивление абразивному износу. Оно образует «сверхгладкую» поверхность, которая уменьшает толщину пограничного слоя перекачиваемой жидкости и снижает внутреннюю турбулентность, что приводит к увеличению гидравлического к.п.д. [7].

5 Анализ материалов применяемых для покрытия внутренней полости насоса

Зачастую причины разрушения насосов из сталей и металлов связаны как с химическим воздействием, так и с абразивным (механическим) разрушением. Чем выше скорость жидкости в улитке насоса, тем выше скорость разрушения проточной части насоса. Особенно это заметно на такой детали насоса как импеллер (рабочее колесо насоса). При расчетах затрат приходится искать баланс между ценой насоса и сроком службы насосов.

Классически, в промышленности СССР, применялись насосы из нержавеющей сталей и сплавов, что было достаточно дорого и не всегда применимо.

Появление новых комбинированных материалов позволяет сократить расходы, повышать надежность и экономить деньги на дальнейшем ремонте насосов.

5.1 Каучуковое покрытие

Срок службы насосов может быть значительно продлен если внутреннюю часть корпуса подвергнуть гуммированию, поскольку резина отлично сопротивляется абразивному износу. Корпуса центробежных насосов поддаются обычному гуммированию сырой листовой резиной.

Листовая резиновая смесь представляет собой смесь каучука с серой или другими вулканизирующими веществами.

Процесс гуммирования – это нанесение на поверхность защищаемых износостойких покрытий, состоящих из синтетических и натуральных каучуков. Гуммирование один из наиболее используемых способов защиты оборудования от коррозионного и эрозийного износа, кавитации и других видов воздействий, которые приводят к разрушению проточной части насоса.

Гуммировочные резиновые смеси перерабатывают на каландрах в резиновое полотно толщиной до 1,5 мм и применяют для гуммирования изделий методом листовой обкладки. Резиновые смеси на основе жидких каучуковых составов используют для гуммирования небольших узлов и изделий сложной конфигурации в виде жидких гуммировочных растворов. Иногда гуммировочные растворы наносят на изделие с листовой гуммировочной обкладкой.

Резиновая смесь на основе натурального каучука характеризуется хорошими технологическими свойствами, а ее вулканизаты – высокой эластичностью, низким теплообразованием при многократных деформациях, хорошими когезионными и адгезионными свойствами, кислотостойкостью и щелочестойкостью.

Натуральный каучук импортируется из зарубежных стран что делает его дорогим материалом, а также вулканизаты неустойчивы к органическим растворителям, минеральным маслам и окислителям [8].

5.2 Керамическое покрытие

Период эксплуатации насоса возможно продлить при использовании керамических покрытий. Керамическое покрытие наносят на металлические поверхности с целью их защиты от термических и механических нагрузок, коррозии и износа. Керамические покрытия обладают низким коэффициентом теплопроводности и высокой температурой плавления. Кроме этого, они выдерживают воздействие высоких и очень высоких нагрузок, не разрушаются под воздействием топлива, смазочных материалов и других химикатов, защищают от коррозии и износа.

Для нанесения керамического покрытия на металлические поверхности чаще всего используется газотермическое напыление.

При использовании газотермического напыления (ГТН) покрытие формируется из направленного потока дисперсных частиц со средним размером

10...200 мкм. Структура материала покрытия формируется при ударе, деформации и затвердевании нагретых частиц на поверхности основы (подложки) или предыдущих остывших частиц. При этом образуется слоистый материал, состоящий из деформированных частиц (сплэтов), соединенных контактными участками.

Керамика является хрупкой и дорогой в производстве [9].

5.3 Насосы с эпоксидным покрытием

Поскольку нанесение эпоксидного покрытия в настоящей работе определено, как техническое предложение, то описание материалов и технологии нанесения представлено в п. 4 настоящей работы.

5.4 Обоснование выбранного покрытия

Эпоксидное покрытие имеет ряд преимуществ перед вышеописанными покрытиями:

- дешевле в производстве;
- более долговечно и устойчиво к агрессивной среде перекачиваемой жидкости;
- повышает к.п.д насосного агрегата (более энергоэффективно);
- простота нанесения покрытия.

6 Расчетная часть

6.1 Определение к.п.д центробежного насоса типа НМ

К.п.д насоса вычисляется по формуле (1):

$$\eta = \frac{N_{II}}{N_2} \cdot 100, \quad (1)$$

где N_{II} – полезная мощность насоса, кВт;

N_2 – мощность, передаваемая от электродвигателя к насосу (потребляемая насосом), кВт.

Полезная мощность насоса N_{II} , кВт, определяется по формуле (2):

$$N_{II} = \rho \cdot g \cdot \left(\frac{Q}{3600} \right) \cdot H, \quad (2)$$

где H – напор насоса, м;

Q – подача насоса, м³/ч;

ρ – плотность нефти/нефтепродуктов, кг м³.

$$N_{II} = 840 \cdot 9,81 \cdot \left(\frac{7000}{3600} \right) \cdot 200 \cdot 10^{-3} = 3204,6 \text{ кВт}.$$

Подставим значения и посчитаем по формуле (1) к.п.д. насоса:

$$\eta = \frac{3204,6}{3815} \cdot 100 = 84 \text{ \%}.$$

Значение к.п.д. 84 % это полный кпд учитывающий потери в насосе.

6.2 Потери в насосе и составляющие к.п.д.

В насосе, как и в любой другой энергетической машине, в процессе преобразования энергии в ее рабочих каналах происходят потери энергии и мощности.

Различают три вида потерь энергии в насосе: гидравлические, объемные и механические [10].

6.2.1 Гидравлические потери и гидравлический к.п.д.

Гидравлические потери. В проточной части насоса течет реальная вязкая жидкость, движение которой сопровождается потерями энергии. К гидравлическим потерям относятся потери энергии, возникающие вследствие трения движущейся жидкости о стенки проточной части и потери вихреобразования.

Потери трения в значительной степени зависят от густоты решетки лопастей и величины шероховатости поверхности, уменьшаясь с повышением чистоты её обработки.

Наряду с потерями трения значительную часть гидравлических потерь составляют потери вихреобразования, отличающиеся условиями возникновения [10].

Отношение полезного напора к теоретическому называется гидравлическим к.п.д.

$$\eta_z = \frac{H}{H_T}, \quad (3)$$

где H – полезный напор, м;

H_T – теоретический напор – удельная энергия, получаемая жидкостью от колеса, м;

Под приращением механической энергии жидкости через насос, подразумевают такую величину, как напор H .

Напор насоса H , м, вычисляется по формуле (4):

$$H = \frac{P_{\text{вых}} - P_{\text{вх}}}{\rho \cdot g}, \quad (4)$$

где $P_{\text{вых}}$ – давление в нагнетательном патрубке, Па;

$P_{\text{вх}}$ – давление в всасывающем патрубке, Па;

ρ – плотность нефти/нефтепродуктов, кг/м³;

g – ускорение свободного падения, м/с²;

Давление на входе в насос $P_{\text{вх}}$, кгс/см², и на выходе из насоса $P_{\text{вых}}$, кгс/см², необходимо пересчитать в Па по соотношению 1 кгс/см² = 98068,5 Па.

Подставим значения и посчитаем по формуле (4) напор насоса:

$$H = \frac{2451662,5 - 490332,5}{860 \cdot 9,81} = 232,48 \text{ м.}$$

Формула для определения теоретического напора H_T :

$$H_T = \frac{u_2 \cdot v_n}{g}, \quad (5)$$

где u_2 – скорость жидкости на линии всасывания, м/с;

v_n – скорость жидкости на линии нагнетания, м/с;

g – ускорение свободного падения, м/с²;

Подставим значения и посчитаем по формуле (5) теоретический напор:

$$H_T = \frac{23,84 \cdot 103,98}{9,81} = 252,69 \text{ м.}$$

Гидравлический к.п.д. насосов находится в пределах 0,90 – 0,95 ед.

Подставим значения и посчитаем по формуле (3) гидравлический к.п.д.:

$$\eta_z = \frac{232,48}{252,69} = 0,92 \text{ ед.}$$

Гидравлический к.п.д. насоса составил 92 %.

6.2.2 Объемные потери и объемный к.п.д.

Объемные потери составляют потери при утечках через щелевые уплотнения рабочего колеса между областью нагнетания и областью всасывания насоса, а также перетоками нефти из нагнетательной области во всасывающую при охлаждении торцовых уплотнений.

Объемные потери составляют объемный к.п.д:

$$\eta_o = \frac{Q}{Q_T}, \quad (6)$$

где Q – подача насоса, м³/ч;

Q_T – теоретическая подача рабочего колеса, м³/ч.

$$Q_T = k \cdot Q_{ном}, \quad (7)$$

где k – коэффициент Г.Ф. Проскуры ($k = 1,042$).

Q – номинальная подача насоса; м³/ч

Подставим значения и посчитаем по формуле (7) теоретическую подачу рабочего колеса и найдем объёмный к.п.д. по формуле (6):

$$Q_T = 1,042 \cdot 0,7 \cdot 10000 = 7291,7.$$

$$\eta_o = \frac{7000}{7291,7} = 0,96 \text{ ед.}$$

Объемный к.п.д. насоса составил 96 %.

6.2.3 Механические потери и механический к.п.д.

Механические потери связаны с потерями на трение в подшипниках скольжения и качения, а также в торцовых уплотнениях и дисковых потерь.

Степень влияния механических потерь на мощность привода насоса оценивают величиной механического к.п.д.:

$$\eta_{\text{мех}} = \frac{N_T}{N}, \quad (8)$$

В среднем механический к.п.д. насосов составляет 0,95 ед.

6.2.4 Расчет полного к.п.д центробежного насоса

Полный к.п.д. насоса характеризует совершенство конструкции и экономичность эксплуатации насосного агрегата. Полный к.п.д. насоса η равен произведению механического, объемного и гидравлического к.п.д.:

$$\eta = \eta_{\text{мех}} \cdot \eta_o \cdot \eta_{\Gamma}, \quad (9)$$

Подставим значения и посчитаем по формуле (9) полный к.п.д. центробежного насоса.

$$\eta = 0,95 \cdot 0,96 \cdot 0,92 = 0,84 \text{ ед.}$$

Полный к.п.д. центробежного насоса составил 84 %.

6.2.5 Расчёт полного к.п.д центробежного насоса с нанесенным покрытием

После нанесения на поверхности деталей проточной части насоса полимерных материалов, потери на гидравлическое торможение сократятся до минимальных значений, таким образом $\eta_r = 0,99$ ед.

$$\eta_n = \eta_{\text{мех}} \cdot \eta_o \cdot \eta_r \quad (10)$$

$$\eta_n = 0,95 \cdot 0,96 \cdot 0,99 = 0,90 \text{ ед.}$$

После нанесения полимерных материалов полный к.п.д. центробежного насоса составил 90 %.

6.3 Определение площади проточной части насоса НМ 10000-210

Корпус насоса НМ 10000-210 представлен на рисунке 4. На рисунке 4 изображены основные параметры, которые необходимы для вычисления площади проточной части насоса.

Площадь входного патрубка S_1 вычисляется по формуле (11):

$$S_1 = l_1 \cdot L_1 = 2\pi r_1 \cdot L_1, \quad (11)$$

где l_1 – длина окружности входного патрубка, м;

L_1 – расстояние от входного патрубка до оси вала насоса м;

$$S_1 = 2 \cdot 3,14 \cdot 0,4 \cdot 1,3 = 3,2 \text{ м}^2.$$

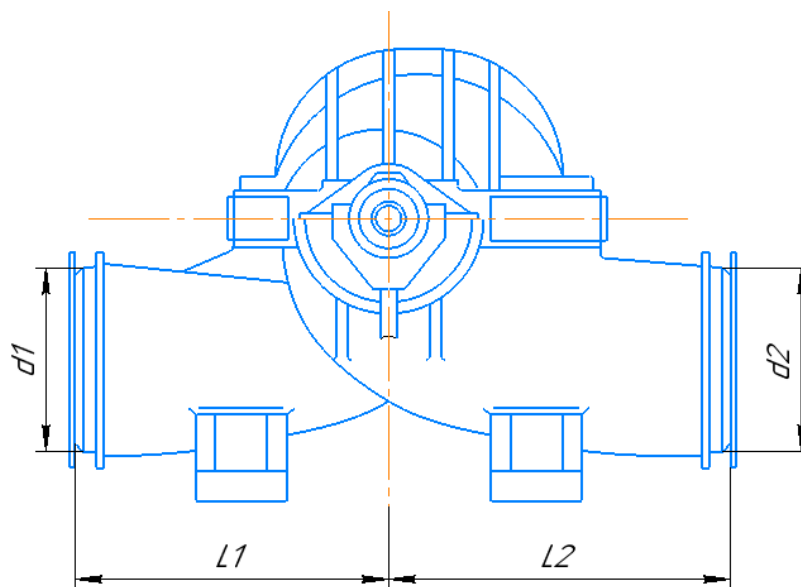


Рисунок 4 – Профиль насоса

Площадь напорного патрубка S_2 определяется по формуле (12):

$$S_2 = l_2 \cdot L_2 = 2\pi r_2 \cdot L_2, \quad (12)$$

где l_2 – длина окружности напорного патрубка м;

L_2 – расстояние от напорного патрубка до оси вала насоса м;

$$S_2 = 2 \cdot 3,14 \cdot 0,4 \cdot 1,445 = 3,6 \text{ м}^2.$$

Окружная скорость вращения рабочего колеса v рассчитывается по формуле (13):

$$v = \frac{\pi \cdot n \cdot r_{\text{р.к}}}{30 \cdot 60}, \quad (13)$$

где n – число оборотов ротора насоса, м;

$r_{\text{р.к}}$ – радиус рабочего колеса $D_{\text{р.к}} = 506 \text{ мм} \rightarrow r_{\text{р.к}} = 0,25 \text{ м}$;

$$v = \frac{3,14 \cdot 3000 \cdot 0,25}{30 \cdot 60} = 1,3 \text{ м/с}.$$

Площадь рабочего колеса $S_{\text{р.к}}$ вычисляется по формуле (14):

$$S_{\text{р.к}} = \frac{Q_P}{v}, \quad (14)$$

где Q_P – производительность (подача) насоса, м³/ч;

v – скорость рабочего колеса, м/с;

$$S_{\text{р.к}} = \frac{7000}{1,3 \cdot 3600} = 1,5 \text{ м}^2.$$

Суммарная площадь поверхности проточной части насоса S_{Σ} определяется по формуле (15):

$$S_{\Sigma} = S_{\text{р.к}} + S_1 + S_2, \quad (15)$$

где $S_{\text{р.к}}$ – площадь рабочего колеса, м²;

S_1 – входного патрубка, м²;

S_2 – напорного патрубка, м²;

Подставим значения и посчитаем по формуле (15) суммарную площадь поверхности проточной части насоса

$$S_{\Sigma} = 1,5 + 3,2 + 3,6 = 8,5 \text{ м}^2 .$$

6.4 Перерасчет характеристик насоса с воды на перекачиваемую жидкость

Число Рейнольдса перекачиваемой жидкости рассчитывается по формуле (16):

$$Re_n = \frac{n \cdot D_{p.k}^2}{\nu_n}, \quad (16)$$

где n – число оборотов ротора насоса

$D_{p.k}$ – диаметр рабочего колеса насоса

ν_n – кинематическая вязкость нефти

Подставим значения и посчитаем по формуле (16) число Рейнольдса

$$Re_n = \frac{3000 \cdot 0,506^2}{60 \cdot 0,000007} = 1828828,57 .$$

Перерасчет характеристики с воды на вязкую нефть необходим в том случае, когда Re_n не превышает величину переходного числа Рейнольдса Re_{II} и величину граничного числа Рейнольдса Re_{gp} .

Переходное число Рейнольдса Re_n посчитаем по формуле (17):

$$\text{Re}_{II} = 3,16 \cdot 10^5 \cdot n_s^{-0,305}, \quad (17)$$

где n_s – коэффициент быстроходности насоса [4], $n_s = 234$ ед.

$$\text{Re}_{II} = 3,16 \cdot 10^5 \cdot 234^{-0,305} \approx 59851,66.$$

Граничное число Рейнольдса высчитывается по формуле (18):

$$\text{Re}_{ep} \approx 0,224 \cdot 10^5 \cdot n_s^{0,384}, \quad (18)$$

Подставим значения в формулу (18) и посчитаем:

$$\text{Re}_{ep} \approx 0,224 \cdot 10^5 \cdot 234^{0,384} \approx 181981,36.$$

То есть $\text{Re}_n > \text{Re}_{II}$ ($1828828,57 > 59851,66$) и $\text{Re}_n > \text{Re}_{ep}$ ($16871114,29 > 181981,36$) в этом случае перерасчет характеристик не требуется.

7 Технология нанесения

7.1 Подготовка поверхности

Подготовка поверхности осуществляется согласно технологической операционной карте, представленной в инструкции по нанесению покрытия BELZONA 1341 [11].

Подготовительные работы происходят в несколько этапов.

Первый этап. Очистка поверхности осуществляется с помощью щетки, следует смести все неплотно прилегающие загрязнения.

Далее ветошью, смоченной в эффективном очищающем средстве, (очищающее/обезжиривающее средство) не оставляющем налета, например, метилэтилкетон (МЭК), удалить остатки грязи, масла, смазки и т.п.

Второй этап. Выбирается абразив, необходимый для обеспечения требуемого стандарта чистоты и минимальной глубины профиля в 75 мкм. Использовать только остроугольный абразив.

Очистка металлической поверхности осуществляется абразивоструйным методом, поверхность должна соответствовать следующему стандарту чистоты:

- ISO 8501-1 Sa 2^{1/2} – Американский стандарт. (очень тщательная абразивоструйная очистка)

- SSPC SP 10 Sa 2^{1/2} – SIS 05 5900 – Шведский стандарт.

На металлические поверхности, после абразивоструйной очистки, покрытие следует наносить до того, как начнется окисление поверхности.

7.2 Нанесение BELZONA

7.2.1 Нанесение кистью или шпателем

Нанесение покрытия на поверхности деталей проточной части насоса происходит в 2 слоя.

1) Первый слой. Композитный материал следует наносить непосредственно на подготовленную поверхность жесткощетинной кистью или пластиковым шпателем до достижения рекомендуемой кроющей способности.

2) Второй слой. При температуре 20 °С время нанесения последующего слоя составит 4...6 часов. Время нанесения второго слоя не должно превышать 24 часа независимо от температуры. В противном случае поверхность следует обработать абразивной обдувкой или металлической щеткой перед нанесением второго слоя покрытия.

7.2.2 Нанесение путем распыления

Композитный материал может наноситься методом безвоздушного распыления с подогревом на подходящие участки. Типовая технология состава 63:1 для аппарата безвоздушного распыления со встроенным подогревателем, либо с внешним подогревом подающих шлангов, способных повышать температуру материала до минимум 50 °С.

В таблице 3 представлена рекомендуемая характеристика для нанесения покрытия.

Таблица 3 – Рекомендуемая характеристика для нанесения покрытия

Характеристика	Параметры
Рекомендуемое количество слоев	2
Планируемая толщина 1-го слоя	250 микрон
Планируемая толщина 2-го слоя	250 микрон
Общая минимальная толщина сухой пленки	400 микрон
Общая максимальная толщина сухой пленки	Ограничена только устойчивостью к образованию потеков
Теоретическая кроющая способность на 1-ый слой	2,82 м ² /кг
Теоретическая кроющая способность на 2-ой слой	2,82 м ² /кг
Теоретическая кроющая способность для достижения минимальной рекомендуемой толщины системы	1,76 м ² /кг

7.3 Контроль качества нанесения

После нанесения каждого слоя следует визуально проверить на наличие пропусков и точечных дефектов. Места, где обнаружены дефекты, должны быть немедленно заполнены с помощью кисти.

По завершении нанесения и отверждения материала, следует вторично провести визуальную проверку, чтобы убедиться в отсутствии пропусков и точечных дефектов, и возможных механических повреждений.

Сплошность покрытия можно проверить при помощи электроискрового дефектоскопа в соответствии со стандартом NACE SP0188.

Рекомендуется использовать напряжение 2,5 кВ, чтобы убедиться в достижении минимальной толщины покрытия в 400 микрон.

7.4 Очистка поверхности

После использования инструменты для смешивания следует немедленно очистить с помощью растворителя, например, метилэтилкетона. Кисти, шприцы для инъектирования, оборудование для распыления и другие инструменты для нанесения состава необходимо также очистить подходящим растворителем, таким как, метилэтилкетон, ацетон или растворитель целлюлозы.

7.5 Окончательное отверждение

В тех случаях, когда время является определяющим фактором, и необходим более скорый ввод оборудования в эксплуатацию, следует установить нагреватели с принудительной подачей воздуха на ремонтируемый объект.

В этом случае, время окончательного отверждения может составить 24 часа. Не следует использовать подогрев, пока покрытие не затвердело до консистенции геля (обычно 4 часа при температуре 20 °С), а температура самого материала не должна быть выше 50 °С.

Необходимо предусмотреть время на «подогрев».

7.6 Рекомендации по нанесению эпоксидного покрытия

Не стоит наносить материал при следующих условиях:

- при температуре ниже 10 °С или относительной влажности выше 90 %.
- дождь, снег, туман или повышенная влажность.
- на металлической поверхности имеется влага или существует вероятность ее появления вследствие конденсации.
- существует вероятность загрязнения рабочей среды маслами или смазкой от находящегося рядом оборудования или дымом от керосиновых обогревателей и курения табака.

8 Требования к нанесенному эпоксидному покрытию

Основными требованиями к нанесенному покрытию являются следующие параметры такие как адгезия покрытия и шероховатость поверхности.

8.1 Адгезия покрытия

Под адгезией понимается прочность сцепления покрытия с поверхностью. Это одна из важнейших характеристик покрытий для любых целей. Современные методы производства позволяют получать покрытия с высокими характеристиками, устойчивые к коррозии, температуре и т.д. Если не предоставить требование к адгезии, то покрытие не найдет практического применения.

Общим правилом получения высокой адгезии, т.е. сцепления покрытия с основной поверхностью, является физический контакт между покрытием и подложкой, а также химическое взаимодействие на границе двух контактирующих фаз. От того как обеспечены эти два условия зависит величина адгезии [12].

8.2 Шероховатость поверхности

Основополагающим фактором для увеличения к.п.д насоса является шероховатость поверхности.

Под шероховатостью понимают совокупность микронеровностей с относительно малым шагом образующие рельеф поверхности и рассматриваемы в пределах одного участка, длина которого равна некоторой базовой длине l . Требования к шероховатости поверхности устанавливаются без учета изъянов

При любом способе изготовления деталей их поверхности не могут быть абсолютно гладкими. Всегда имеются более или менее выраженные неровности различной формы и высоты.

Влияние шероховатости на эксплуатационные свойства деталей является значительным показателем. Чем меньше неровности, тем меньше деталь подвержена истиранию и коррозии.

На практике шероховатость поверхности оценивается по профилю, поверхности который получают при помощи профилографа. Для оценки параметров профиля проводят среднюю линию и линии выступов и впадин, эквидистантно средней линии.

Основными параметрами для количественной оценки и нормирования шероховатости поверхности являются:

R_a – среднее арифметическое отклонение профиля;

R_z – высота неровностей профиля по десяти точкам.

Предпочтительным считается и чаще используется параметр R_a , который наиболее информативен и обеспечен надежными средствами измерений.

Параметр R_z применяют при нормировании небольших неровностей и на малых по размерам поверхностях, где практически невозможно применить ощупывающие приборы, а также при нормировании требований к грубым поверхностным неровностям. Для перехода от одного параметра к другому часто

пользуются соотношениями: $R_a \approx 0,25 \cdot R_z$.

Остальные параметры на практике применяются редко, при особых эксплуатационных требованиях к поверхности [13].

9 Экономическая часть

Данная часть предполагает внедрение метода повышения к.п.д насоса который заключается в нанесении на поверхности деталей проточной части насоса специальных полимерных материалов фирмы «BELZONA».

В результате проведенного мероприятия ожидается экономический эффект за счет уменьшения затрат на электроэнергию нефтеперекачивающей станции.

Для начала необходимо посчитать все капитальные затраты, которые складываются из следующих пунктов:

- затраты на приобретение полимерного материала;
- оплату монтажных и покрасочных работ (слесаря и рабочего по эмалированию);
- транспортировку и вспомогательные материалы.

9.1 Затраты на приобретение полимерного материала

Для нанесения покрытия в полость насоса необходим двухкомпонентный эпоксидный композит Belzona 1341.

Расход материала вычислим по формуле (19):

$$P = \frac{S_{\Sigma}}{\varphi}, \quad (19)$$

где S_{Σ} – суммарная площадь поверхности проточной части насоса, м²;

φ – теоретическая кроющая способность материала ($\varphi = 2,82$) м²/кг;

$$P = \frac{8,5}{2,82} = 3,01 \text{ кг.}$$

Покрытие наноситься в два слоя. Расход материала для первого слоя составляет 3 кг. Второй слой покрытия имеет такую же кроющую способность тогда расход будет равен $3,01 \cdot 2 = 6 \text{ кг}$.

Компания Belzona поставляет эпоксидный материал в упаковках 0,5 и 5 кг. Исходя из этого стоимость двухкомпонентного эпоксидного композита приведена в таблице 4 [14].

Таблица 4 – Стоимость двухкомпонентного эпоксидного композита

Наименование	Количество	Масса	Цена за единицу продукции, руб.
Композит Belzona 1341	1	5 кг	90818,06
Композит Belzona 1341	2	0,5 кг	14598,35
Итого	3	6 кг	120014,76

9.2 Затраты на заработную плату

Далее необходимо посчитать затраты на выполнение монтажных и покрасочных работ (таблица 5). Для этого необходимо знать:

- объем работ;
- рабочих, требуемых для их выполнения;
- цену их рабочего времени.

Таблица 5 – Время на выполнение мероприятий по проведению монтажных и покрасочных работ

Наименование работы	Необходимый работник	
	Слесарь 5 разряда	Рабочий по эмалированию
	Время работ, ч	
Пескоструйная обработка	1	
Обеспыливание	0,5	
Обезжиривание		0,5
Нанесение покрытия		3
Итого	1,5	3,5

Зная время выполнения работ, рассчитаем стоимость работ (таблица 6).

Таблица 6 – Стоимость работ

Должность	Время выполнения работ, ч	Цена за час работ, руб	Источник	Стоимость работ
Слесарь	1,5	160	[15]	240
Рабочий по эмалированию	3,5	180	[16]	630

Рассчитаем фонд оплаты труда (таблица 7), применив необходимые коэффициенты. Для Красноярского края районный коэффициент и северная надбавка составляют 30 % от оклада.

После подсчёта фонда оплаты труда вычислим страховые взносы и взносы на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний:

$$C_{\text{стр}} = C_{\text{фот}} \cdot 30\% = 1392 \cdot 30\% = 417,6 \text{ руб.};$$

$$C_{\text{внс}} = C_{\text{фот}} \cdot 0,4\% = 1392 \cdot 0,4\% = 5,57 \text{ руб.}$$

Таблица 7 – Фонд оплаты труда

Должность	Оклад, руб.	Районный коэффициент от оклада, руб.	Северная надбавка от оклада, руб.	Итого за работу, руб.
Слесарь	240	72	72	384
Рабочий по эмалированию	630	189	189	1008
Общий итог за работу, руб.				1392

В таблице 8 приведены общие затраты на персонал.

Таблица 8 – Общие затраты на персонал, руб

Фонд оплаты труда	1392
Страховые взносы	417,6
Взносы на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, тыс. руб.	5,57
Итого	1815,2

9.3 Транспортные затраты

Дистрибьютор, поставляющий покрытие, находится в г. Красноярск. Очевидно, что самым малозатратным способом доставки грузов на Рыбинскую ЛПДС, 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 затрат по нанесению покрытия в полость насоса приведена в таблице 9, результаты представлены в виде диаграммы на рисунке 4.

Таблица 9 – Затраты по нанесению покрытия в полость насоса

Статьи затрат	Стоимость, руб.
1. Затраты на материалы	120014,76
2. Транспортно-заготовительные расходы (15 % от п.1)	18002,21
3. Основная заработная плата	1815,2
4. Затраты на содержание инструмента (не менее 20 % от п.3)	363,0
5. Затраты на содержание оборудования (не менее 25 % от п.3)	453,8
6. Накладные цеховые расходы (20% от п. 3)	363,0
7. Накладные общепроизводственные расходы (20% от п. 3)	363,0
8. Итого пп. 1-8	141375,0

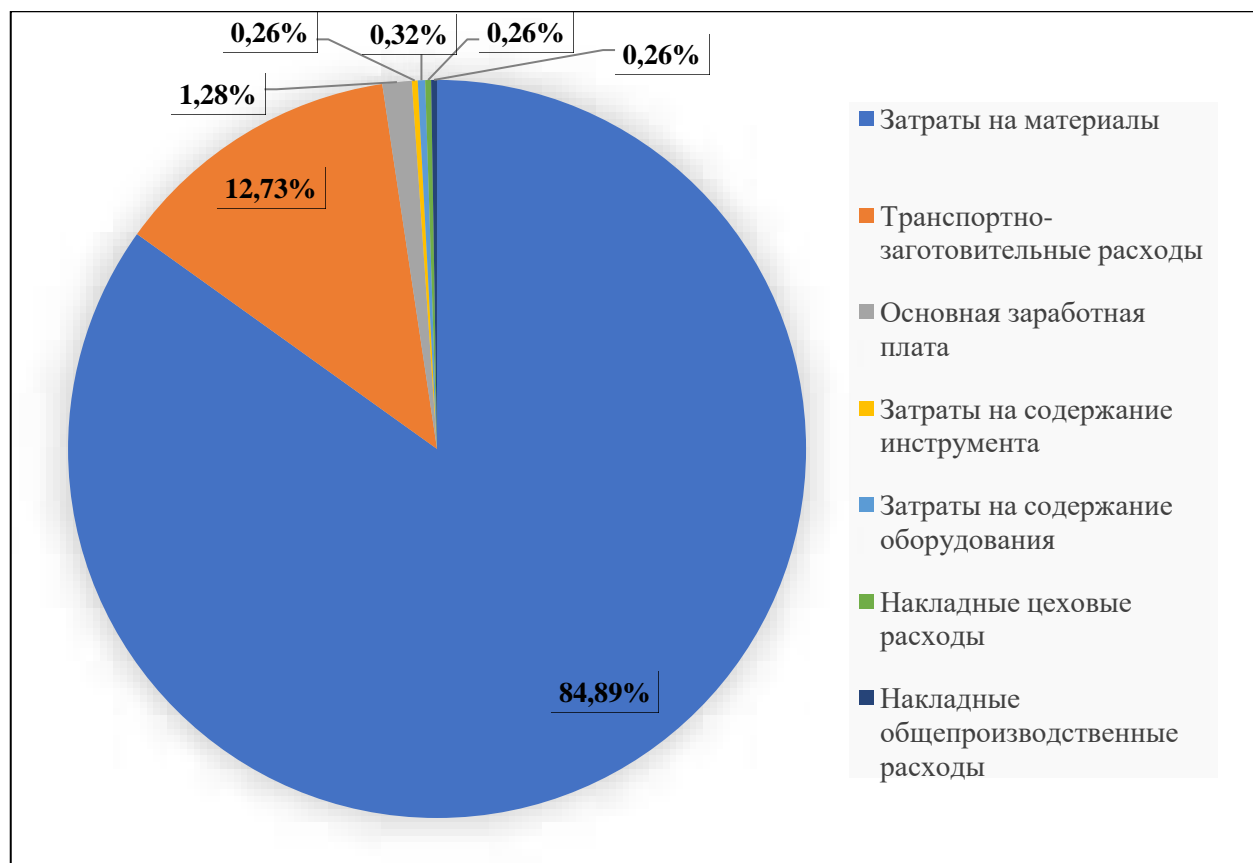


Рисунок 4 – Структура затрат по нанесению покрытия в полость насоса

10.4 Экономический эффект

Определим экономический эффект после внедрения метода, повышающего к.п.д. насоса. Для этого сравним затраты на электроэнергию за год эксплуатации насоса до нанесения покрытия и после.

Для ремонта нам необходимо доставить эпоксидное покрытие на Рыбинскую ЛПДС и произвести монтаж насосного оборудования.

Определение расхода электроэнергии до нанесения покрытия

Согласно РД-75.180.00-КТН-198 – 09 [17] расход электроэнергии за расчетный период на перекачку нефти или нефтепродуктов определяется по формуле (20):

$$N_{\Gamma} = \frac{G \cdot H \cdot 1,03}{367 \cdot \eta_n \cdot \eta_{\text{эд}}}, \quad (20)$$

где G – расчетный объем перекачки за расчетный период ($G = 22,8 \cdot 10^6$); млн.т/год

H – расчетный напор насоса ($H = 200$), м;

1,03 – коэффициент, учитывающий возможное изменение состояния нефтепровода (уменьшение эффективного диаметра) и неравномерность перекачки;

η_n – значение КПД насоса ($\eta_n = 0,84$);

$\eta_{\text{эд}}$ – значение КПД электродвигателей основных насосов ($\eta_{\text{эд}} = 0,95$);

Таким образом, расход электроэнергии за расчетный период на перекачку нефти для заданных величин посчитаем по формуле (20):

$$N_{\Gamma} = \frac{22,8 \cdot 10^6 \cdot 200 \cdot 1,03}{367 \cdot 0,84 \cdot 0,95} = 16037368,6 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}.$$

Тариф на электроэнергию взят согласно приказу тарифной политики Красноярского края «Об установлении тарифов на электрическую энергию, отпускаемую публичным акционерным обществом «Красноярскэнергосбыт» г. Красноярск, от 19.12.2018 № 323-п. Тарифная ставка составляет 4,14руб./кВт·ч [18].

Затраты на электроэнергию за расчетный период найдем по формуле (21):

$$Z_{эл} = N_{Г} \cdot T \quad (21)$$

где $N_{Г}$ – расход электроэнергии за расчетный период, кВт·ч/год;

T – тарифная ставка ($T = 4,14$), руб./кВт·ч;

Таким образом, затраты на электроэнергию за расчетный период посчитаем по формуле (21):

$$Z_{эл} = 16037368,6 \cdot 4,14 = 66394706 \text{ руб.}$$

Затраты на электроэнергию составили 66394706 руб.

Определение расхода электроэнергии после нанесения покрытия

После нанесения покрытия, к.п.д. насоса увеличится на 6 %. По формуле (20) определим расход электроэнергии при $\eta_{н} = 0,9$.

$$N_{Г} = \frac{22,8 \cdot 10^6 \cdot 200 \cdot 1,03}{367 \cdot 0,9 \cdot 0,95} = 14968210,71 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год.}$$

Затраты на электроэнергию после нанесения покрытия за расчетный период найдем по формуле (21):

$$Z_{эл} = N_{Г} \cdot T,$$

Таким образом, затраты на электроэнергию за расчетный период после нанесения покрытия посчитаем по формуле (21):

$$Z_{эл} = 14968210,71 \cdot 4,14 = 61968392,3 \text{ руб.}$$

Затраты на электроэнергию составили 61968392,3 руб. Результаты представлены в таблице 10 и на рисунке 5.

Таблица 10 – Энергетические и денежные затраты до и после внедрения метода, повышающего к.п.д. насоса

Показатели	До нанесения полимерных материалов фирмы «BELZONA» (существующий вариант)	После нанесения полимерных материалов фирмы «BELZONA» (предлагаемый вариант)
Расход электроэнергии в год, тыс. кВт·ч/год	16037368,6	14968210,7
Затраты на электроэнергию, тыс. руб.	66394,706	61968,3923



Рисунок 5 – График затрат на электроэнергию за расчетный период

Определим экономический эффект по формуле (22), руб.

$$\mathcal{E} = Z_0 - Z_n, \quad (22)$$

где Z_0 – затраты на электроэнергию до нанесения полимерных материалов
 Z_n – затраты на электроэнергию после нанесения полимерных материалов
Таким образом, экономический эффект посчитаем по формуле (22):

$$\mathcal{E} = 66394706 - 61968392,3 = 4426313,71$$

Экономический эффект составил 4426413,71 руб.

Из таблицы 10 и графика затрат на электроэнергию за расчетный период видно, что данный метод повышения к.п.д. выгоден так как с каждым годом экономия средств будет стабильна.

10 Безопасность и экологичность

Нефтегазодобывающее производство занимает одно из первых мест среди отраслей, которые и обладают токсичными свойствами, что требует строгого соблюдения правил, норм и инструкций по безопасному ведению технологического процесса. В связи с этим возникает необходимость в создании безопасных условий для трудовой деятельности персонала предприятия.

10.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

Эксплуатация насосного оборудования на объектах ПАО «Транснефть» связана с риском для здоровья персонала предприятия.

В процессе трудовой деятельности на рабочий персонал могут воздействовать опасные (вызывающие травмы) и вредные (вызывающие заболевания) производственные факторы.

Рабочим местом слесаря по ремонту технологических установок является насосный ремонт насосов, задвижек и кранов; демонтаж и установка контрольно-измерительных приборов, а также другие виды работ.

Основные производственные факторы при проведении ремонтных работ представлены в таблице 11 [19, 20].

Таблица 11 – Основные производственные факторы при проведении ремонтных работ

Природа действий	Опасные и вредные производственные факторы
Физические	<ul style="list-style-type: none"> - повышенный уровень шума и вибрации - повышенная или пониженная влажность воздуха - повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны - повышенной запыленности и загазованности воздуха рабочей зоны - повышенный уровень статического электричества; - действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение твердых, сыпучих, жидких объектов на работающего - недостаточная освещенность рабочей зоны
Химические	<ul style="list-style-type: none"> - возможное внезапное выделение паров нефти и газа выше предельно допустимых концентраций непосредственно в рабочую зону; - воздействие вредных веществ в ЛКМ и других рабочих составах, действующих на работников через дыхательные пути, пищеварительную систему, кожный покров и слизистые оболочки органов зрения и обоняния

Окончание таблицы 11

Природа действий	Опасные и вредные производственные факторы
Биологические	- острые заболевания, приводящие к летальному исходу, инвалидности; - производственно-обусловленные и профессиональные заболевания
Психофизиологические	- статические перегрузки, связанные с рабочей позой; - динамические нагрузки, связанные с повторением стереотипных рабочих движений; - нервно-психические перегрузки

По основному виду экономической деятельности установлен I класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по обязательному социальному страхованию. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,2 % к начисленной оплате труда [21].

Основными опасностями при эксплуатации насосного оборудования является возможность разгерметизация корпуса насоса или мест соединения с трубопроводами, по причине коррозионного износа или не правильного ремонта и эксплуатации может привести к разливу нефтепродукта, возгоранию, при наличии источника воспламенения, потере продукта.

В процессе эксплуатации, монтажа и ремонта насоса из-за нарушения схемы строповки может произойти обрыв насоса с крюка крана, вследствие чего могут пострадать рабочие.

10.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Эксплуатация технологического насосного оборудования происходит в производственном помещении. Работы выполняются в магистральной насосной

круглый год в дневное время суток, независимо от температурного режима и осадков.

Энергетические затраты при эксплуатации складываются из затрат на снабжение электроэнергией технологического оборудования и систем, обеспечивающих комфортные условия труда.

Объект расположен в Рыбинском районе Красноярского края на расстоянии 3 км севернее села Рыбное со средней температурой воздуха зимних месяцев – 18 °С и средней скоростью ветра 3,6 м/с. Климат континентальный характеризуется продолжительной малоснежной зимой и коротким теплым летом с небольшим количеством осадков. Среднегодовая температура составляет +1,2 °С; среднегодовое количество осадков – 465 мм; влажность воздуха 58 % Климатический регион – II, климатический пояс – III [21].

Для обогрева работников в магистральной насосной установлены приборы отопления и калориферная установка в системе приточной вентиляции. Отопительные приборы следует предусматривать с гладкой поверхностью, допускающей легкую очистку.

В летнее время для проветривания, помещение магистральной насосной оснащено дефлектором с управляемой механической заслонкой [22].

10.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования

Высота помещения магистральной насосной 5 м, площадью 400 м². Техническим обслуживанием насосного оборудования занимаются не более девяти человек. В соответствии с гигиеническими требованиями на 1 работника объем производственных помещений должен составлять не менее 25 м³ (категории энергозатрат IIа-IIб). Таким образом, геометрические параметры помещения СИКН соответствуют гигиеническим требованиям [23].

Порядок передвижения по территории объекта работников и всех видов транспорта соблюдается по инструкции, утвержденной главным инженером структурного подразделения, предусмотрены пути эвакуации транспортных средств при аварийных ситуациях.

Микроклимат производственных помещений должен соответствовать нормативным параметрам: температура в холодный период года от +13 до 24 °С; температура в теплый период года от +15 до 29 °С; относительная влажность воздуха не более 75 % в холодный период года, не более 70 – в теплый; скорость движения воздушных масс не более 0,4 м/с в холодный период года, не более 0,5 м/с – в теплый [24].

В производственных зданиях устанавливается приточно-вытяжная вентиляция, так как в воздухе находятся пары нефти.

Уровень освещенности в производственном здании составляет 200 лк, исходя из разряда зрительной работы [25].

Нормированные значения санитарно-гигиенических условий труда представлены в таблице 12.

Воздухообмен характеризует сменяемость воздуха в помещении, и, как следствие, эффективность работы приточных и вытяжных систем. В магистральной насосной максимальное количество рабочих составляет 9 человек [22].

Произведем расчет необходимого воздухообмена по формуле (23):

$$L = n \cdot L^*, \quad (23)$$

где n – число людей, находящихся в помещении, чел.

L^* – расход воздуха на 1 человека в зависимости от объема помещения, м³/ч (при V менее 20 м³ на одного человека $L^* = 30$ м³/ч; при V более 20 м³ на одного человека $L^* = 20$ м³/ч).

$$L = 9 \cdot 20 = 180 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Таблица 12 – Нормированные значения санитарно-гигиенических условий труда

Наименование производственного фактора, единица измерения	ПДК, ПДУ, допустимый уровень	Дата проведённого измерения	Фактический уровень производственного фактора	Класс условий труда, степень вредности и опасности
Тяжесть трудового процесса		14.05.20		3,1
Напряженность трудового процесса		14.05.20		2
Шум, дБА	90	14.05.20	65	3,2
Температура, С°	20	14.05.20	18	2
Вибрация, м/с	0,025	14.05.20	0,015	
Влажность, %	35	14.05.20	30	2
Скорость движения воздуха, м/с	0,1	14.05.20	0,1	2
Освещенность, лк	200	14.05.20	180	2
КЕО, %	0,6	14.05.20	1,3	2
ТНС, С	21	14.05.20	17,8	2
Тепловое излучение, Вт/см ²	140	14.05.20	320	3,1
Вредные химические вещества в воздухе рабочей зоны, мг/м ³ Стирол	2	14.05.20	0,1	2

Особенностями производственного помещения является магистральной насосной является большое тепловое выделение от электрического

оборудования и рабочих, наличие в воздухе паров нефти, масла, эмульсий, пыли.

Вентиляция в таких цехах устанавливается смешанного типа. Местные отсосы располагаются непосредственно над станками и рабочими зонами, а элементы общеобменной системы обеспечивают приток свежего воздуха сверху.

Расчет системы освещения цеха должен соответствовать санитарным нормам [26].

При расчете искусственного освещения в производственных помещениях применяются разные методы. Наиболее распространенным и простым является метод светового потока.

Согласно СП 52.13330.2011 уровень освещения должен соответствовать нормам: 300...500 лк. Для расчета используем средний уровень освещения $E_n = 400$ лк.

В помещении цеха установлено 3 светильника типа НСП. Диаметр 91 мм, высота 228 мм. Тип ламп ДРЛ 250, мощностью 250 Вт и напряжением 130 В.

Световой поток, Φ который должна излучать каждая электрическая или газоразрядная лампа (при заданном количестве ламп), рассматривают по формуле (24)

$$\Phi = \frac{E_n \cdot S \cdot K_z \cdot Z}{N \cdot \eta}, \quad (24)$$

где E_n – нормируемая минимальная освещённость, лк;

S – площадь освещаемого помещения, м²;

K_z – коэффициент запаса, учитывающий загрязнение светильника (по СНИП 23–05–95 «Естественное и искусственное освещение» ($K_z = 1,4$);

Z – коэффициент минимальной освещенности ($Z = 1,1$);

N – число ламп в помещении;

η – коэффициент использования светового потока.

Световой поток Φ выбранной лампы (ДРЛ 250) равен (13500 лм).

Отсюда количество ламп в помещении равно:

$$N = \frac{E_n \cdot S \cdot K_z \cdot Z}{\Phi \cdot \eta}, \quad (25)$$

Количество ламп с цоколем типа (E40) в помещении цеха равно 1.

Коэффициент использования светового потока η выбирают по следующим данным:

- коэффициент отражения побеленного потолка $\rho_n = 70 \%$;
- коэффициент отражения от стен, окрашенных в светлую краску $\rho_c = 50 \%$;
- коэффициент отражения от пола, покрытого линолеумом темного цвета $\rho_p = 10 \%$;

Индекс помещения находим по формуле (26):

$$I = \frac{S}{h \cdot (a \cdot b)} = \frac{400}{4 \cdot 40} = 2,5. \quad (26)$$

где S – площадь помещения, м²;

h – высота подвеса светильника м;

a – длина помещения, м;

b – ширина помещения, м.

Коэффициенты отражения ограждающих поверхностей определяются согласно СНИП II-Л.4-62.

Высоту подвеса светильника рассчитываем по формуле (27):

$$h_n = H - (h_{кр} - h_p) = 5 - 1 = 4 \text{ м.} \quad (27)$$

где H – высота помещения, м;

$h_{кр}$ – расстояние от потолка до нижней кромки светильника, м;

h_p – высота рабочей поверхности от пола, м.

Определяем количество ламп в помещении:

$$N = \frac{E_n \cdot S \cdot K_3 \cdot Z}{\Phi \cdot \eta} = \frac{400 \cdot 400 \cdot 1,4 \cdot 1,1}{13500 \cdot 0,62} = 2,94. \quad (28)$$

Исходя из расчетов, делаем вывод, количество ламп, установленных в помещении цеха, удовлетворяет расчетным данным. Следовательно, данное помещение соответствует установленным требованиям искусственного освещения.

В нерабочее время вентиляция взрывоопасных помещений осуществляется естественным путем, вытяжными шахтами дефлекторами, фрамугами, окнами. Естественная вентиляция должна обеспечивать трехкратный воздухообмен. Для обеспечения безопасной эксплуатации, насосные цеха оборудуются приточно-вытяжной и аварийной механической вентиляцией [27].

Для снижения воздействия производственных опасностей на рабочих и достижения оптимальных санитарно-гигиенических условий труда реализуются следующие мероприятия:

- герметизация системы транспорта нефти;
- применение взрывозащищенного оборудования;
- применение пыле- влагозащищённого оборудования;
- применение защит от вращающихся частей оборудования;
- применение систем коллективной защиты (системы приточной и вытяжной вентиляции)

- применение систем защиты от грозových разрядов и статического электричества (молниеприемники, заземление оборудования)

- применение средств индивидуальной защиты органов дыхания, зрения, кожи (наушники, беруши, защитные очки, защитные маски, перчатки, фартуки, нарукавники, специальная одежда и обувь);

- применение средств защиты от проявления статического электричества (диэлектрические коврики, перчатки, боты);

- разработка технологических регламентов, технологических карт, инструкций по безопасной эксплуатации оборудования;

- организация своевременного проведения планово-предупредительных ремонтов оборудования, осмотров, испытаний, экспертизы промышленной безопасности.

Санитарно-бытовое помещение расположено в административно-бытовом корпусе. Для рабочих предусмотрено помещение гардеробной, домашней и спецодежды. Также предусмотрено помещение кладовой спецодежды, уборных, помещение для дежурного персонала с местом для уборочного инвентаря, места для чистки обуви, бритья, сушки волос.

Подача питьевой воды осуществляется централизованно, через существующие системы водоснабжения хозяйственно-бытового обеспечения. Качество воды контролируется Роспотребнадзором [28].

Для защиты от опасных и вредных производственных факторов в соответствии с нормами бесплатной выдачи и коллективным договором АО «Транснефть-Западная сибирь» слесарь КИПиА должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты, соответствующей требованиям ОТТ, ГОСТов и размеру работника, согласно профессии:

- костюм из огнестойких тканей (или огнестойкой пропиткой);
- белье нательное;
- ботинки кожаные с жестким подноском;
- перчатки с полимерным покрытием;
- перчатки трикотажные с точечным покрытием;

- каска защитная;
- наушники противошумные (вкладыши противошумные);
- очки защитные;
- костюм из огнестойких тканей (или огнестойкой пропиткой) на утепляющей подкладке;
- сапоги кожаные утепленные с жестким подноском;
- перчатки с полимерным покрытием, нефтеморозостойкие;

Также работник должен быть обеспечен дополнительными (дежурными) СИЗ для проведения дополнительных работ [19].

10.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

Опасными веществами, обращающимися на объекте, являются нефть, дизельное топливо, бензин и масло турбинное [22].

Возможным источником попадания нефти в окружающую среду является негерметичность насоса и фланцевых соединений трубопровода. Источником выделения дизельного топлива может стать негерметичная топливная система автомобиля. Источником попадания масла на почву может быть негерметичная гидросистема насоса.

Предельно допустимые концентрации вредных веществ в рабочей зоне слесаря указаны в таблице 13 [22].

Общим методом, обладающим высокой чувствительностью и линейностью, но не обладающим селективностью, является метод фотоионизации. С его помощью возможно измерение массовой концентрации паров только одного вещества. С помощью анализатора-течеискателя АНТ-3М производится измерение массовой концентрации паров вредных веществ в воздухе рабочей зоны органических и неорганических веществ и соединений.

Электробезопасность на участке транспортировки горюче-смазочных материалов обеспечивается в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.030 – 81 ССБТ.

Таблица 13 – Характеристика применяемых вредных веществ

Вещество	ПДК, мг/м ³	Состав, %	Влияние на организм человека	Класс опасности
Нефть	300	Смесь углеводородов Углерод 82-87 % Водород 11,5-14,5 % Азот до 0,31 %	Пары наркотического действия, острые отравления парами нефти вызывают повышенную возбудимость нервной системы, снижение кровяного давления и обоняния. Контакт с нефтью вызывает сухость кожи, пигментацию или стойкую эритему, приводит к образованию угрей, бородавок При воспламенении – ожоги. При взрыве паровоздушных смесей – поражение ударной волной	3
Дизельное топливо	300	Смесь парафиновых (45%), ароматических (13%) углеводородов, олефинов.	Насыщенные пары дизельного топлива вызывают в течение 1-5 минут тошноту, рвоту, продолжительную (несколько часов) головную боль, общее возбуждение. При попадании на кожу вызывает раздражение. Основная опасность для окружающей среды связана с загрязнением почвы и водных ресурсов, а также загрязнением воздуха при пожарах.	4

Окончание таблицы 13

Вещество	ПДК, мг/м ³	Состав, %	Влияние на организм человека	Класс опасности
Масло турбинное	300	Получают из парафинистой малосернистой нефтей. Масло содержит антиокислительную (фосфор, сера, цинк, барий, кальций) и антикоррозийные присадки	Главные опасности связаны с возможной утечкой и воспламенением масла с последующим развитием пожара и воздействием тепловой радиации на людей и ОПС	4

При устройстве, эксплуатации и ремонте временных электрических установок и сетей на строительных площадках соблюдаются требования безопасности, предусмотренные ПОТ РМ-016 – 2001 и РД 153-34.0-03.150 – 00 «Правила безопасности при эксплуатации электроустановок»

Электрооборудование в обязательном порядке имеет заземление и обозначение различными предупредительными знаками, поскольку рабочая зона взрывоопасна.

Освещение при выполнении ремонтных работ внутри насоса обеспечивают светильниками напряжением 12 В, с питанием от разделительных трансформаторов. Все металлические клеммы, электрооборудование и механизмы, которые могут оказаться под напряжением, надежно заземлены.

При проведении ремонтных работ с электрооборудованием и токоведущими частями применяют сухую и чистую спецодежду, диэлектрические перчатки, резиновые боты или коврики, инструменты с изолированными ручками. При ремонте электрооборудование обесточивают и на выключатель нагрузки укрепляют знак «Не включать! Работают люди» [29].

Для защиты от поражения электрическим током применяются следующие технические средства и способы:

- компенсация токов в замыкании на земле при передаче измерительных сигналов, нейтраль заземлена через дугогасящие катушки для компенсации этих токов;

- ограждается рабочее место и находящиеся под напряжением токоведущие части

Металлических части электроустановок соединяются с заземляющим устройством для обеспечения защиты от опасного воздействия электрического тока [30].

Заземляющее устройство применено для защиты:

- от поражения электрического тока,
- от поражения статического электричества,
- от поражения разряда молнии и ее вторичных проявлений.

Заземляющее устройство выполнено из материала (сталь), обладающего хорошей электрической проводимостью. Все электродвигатели привода оборудования заземлены. Электрическое сопротивление заземляющего контура выбрано таким, что оно меньше электрического сопротивления человеческого тела. В этом случае при пробое на корпус ток идет по линии наименьшего сопротивления и не поражает человека, прикоснувшегося к оборудованию. Ремонт электрооборудования осуществляется в условиях повышенной опасности (сырость, высокая температура), то уровень напряжения в этих условиях составляет: $U_{\phi} = 10V; U_{н} = 12V$.

Для снятия электростатических зарядов все оборудование заземлено. Для защиты персонала от опасного воздействия электрического тока при случайном контакте с токоведущими частями при повреждении изоляции применяется одна из следующих защитных мер [30]:

- защитное заземление корпусов электрооборудования;
- зануление не токоведущих частей оборудования (корпус насоса);

- защитное отключение обеспечивает автоматическое отключение электроустановки при возникновении в ней опасности поражения током;

- понижение напряжения до безопасного для жизни человека (12 В).

Используются искусственные вертикальные заземлители. Диаметр заземлителей – 0,08 м.

Расстояние между заземлителями – 3 м,

Заземляющее устройство – контурное.

Расчет сопротивления заземляющих устройств для здания насосной.

Грунт-глина, удельное сопротивление – $0,4 \cdot 10^4$;

Расстояние от поверхности грунта до заземлителя – $h = 0,8$ м;

Длина заземлителя – $l_T = 3,0$ м;

Допустимое сопротивление вертикальных заземлителей $R_{доп} = 4$ Ом;

Диаметр заземлителя – $d = 0,08$ м.

Расчетное удельное сопротивление грунта:

$$p_{расч} = p_m \cdot k, \quad (29)$$

где $p_{расч}$ – приближенное значение удельного сопротивления грунта, Ом · см;

k – климатический коэффициент.

$$p_{расч} = 400 \cdot 1,8 = 720 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Расстояние от поверхности земли до середины длины вертикального заземлителя:

$$t = h + \frac{l_T}{2}, \quad (30)$$

где h – расстояние от поверхности земли до середины заземлителя, м;

$$t = 0,8 + \frac{3}{2} = 2,3 \text{ м.}$$

Определение сопротивления электрическому току одиночного заземлителя:

$$R_T = 0,366 \cdot \frac{\rho_{\text{изм}}}{l_T} \left(\lg \frac{2l_T}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t + l_T}{4t - l_T} \right), \quad (31)$$

$$R_T = 0,366 \cdot \frac{720}{3} \left(\lg \frac{2 \cdot 3}{0,08} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 2,3 + 3}{4 \cdot 2,3 - 3} \right) = 177,5 \text{ Ом.}$$

Определение предварительного числа заземлителей:

$$n_{\text{ЭГ}} = \frac{R_T}{R_0}, \quad (32)$$

где R_T – сопротивления электрическому току одиночного заземлителя, Ом;

R_0 – допустимое сопротивление вертикальных заземлителей, Ом;

$$n_{\text{ЭГ}} = \frac{177,5}{4} = 44,3 = 44 \text{ штук.}$$

Число вертикальных заземлителей с учетом коэффициентов экранирования:

$$n = \frac{R_T}{R_\partial \cdot n_{ЭКР}}, \quad (33)$$

где $n_{ЭКР}$ – коэффициент экранирования ($n_{ЭКР} = 0,41$)

$$n = \frac{177,5}{4 \cdot 0,41} = 108,2 = 108.$$

Расчетное сопротивление вертикальных заземлителей с учетом коэффициента экранирования:

$$R_{РАСЧ} = \frac{R_T}{n \cdot n_{ЭТ}}, \quad (34)$$

Таким образом, расчетное сопротивление вертикальных заземлителей с учетом коэффициента экранирования посчитаем по формуле (34):

$$R_{РАСЧ} = \frac{177,5}{108 \cdot 44} = 4,01 \text{ Ом.}$$

Длина соединительной полосы определяется по формуле (35):

$$L_{СП} = 1,05 \cdot L \cdot (n - 1), \quad (35)$$

$$L_{СП} = 1,05 \cdot 3 \cdot (108 - 1) = 337 \text{ м.}$$

Сопротивление растеканию электрического тока соединительной полосы рассчитывается по формуле (36):

$$R_T = 0,366 \cdot \frac{P_{РАСЧ}}{L_{СП}} \lg \frac{L_{СП}^2}{h \cdot b}, \quad (36)$$

$$R_T = 0,366 \cdot \frac{720}{337} \lg \frac{2 \cdot 337^2}{0,8 \cdot 0,08} = 5,4 \text{ Ом.}$$

Расчетное сопротивление соединительной полосы с учетом коэффициента экранирования:

$$R_{РАСЧ.СП} = \frac{R_{СП}}{n_{СП} \cdot n_{Э.СП}}, \quad (37)$$

Подставим значения и посчитаем по формуле (37) расчетное сопротивление соединительной полосы с учетом коэффициента экранирования.

$$R_{РАСЧ.СП} = \frac{5,4}{0,22 \cdot 1} = 23,3 \text{ Ом.}$$

Общее сопротивление заземляющего устройства определяется по формуле (38):

$$R_{ОБЩ} = \frac{1}{\frac{1}{R_{РАСЧ.Т}} + \frac{1}{R_{РАСЧ.СП}}}, \quad (38)$$

$$R_{ОБЩ} = \frac{1}{\frac{1}{4,01} + \frac{1}{23,3}} = 3,57 \text{ Ом.}$$

Расчетное сопротивление $R_{РАСЧ} = 3,57 \text{ Ом}$ не превышает допустимое $R_{ДОП} = 4 \text{ Ом}$, с числом вертикальных заземлителей $n = 108$, обеспечивает

защиту рабочего персонала аппаратного цеха от электрического тока. Заземляющее устройство – контурное.

10.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

Магистральная насосная относится к категории А пожаровзрывоопасная, так как в ней установлены насосы, перекачивающие легковоспламеняющаяся жидкость с температурой вспышки от +18 до + 40 °С.

Взрывопожарная и пожарная опасность, санитарная характеристика производственных помещений представлены в таблице 13.

Таблица 14 – Взрывопожарная и пожарная опасность, санитарная характеристика производственных помещений

Насосные станции по перекачке нефти:	Категории помещений и наружных установок по взрывопожарной опасности	Класс взрывопожароопасных зон	Категория и группа взрывопожароопасной смеси	Группа производственных процессов по санитарной характеристике
Закрытое исполнение	А	В-Іа	ІА-ТЗ	1б, 3б
Открытое исполнение	Ан	В-Іг	ІА-ТЗ	1б, 3б

Электрооборудование магистральной насосной является особо взрывобезопасным, уровень взрывозащиты в маркировке обозначается цифрой 0. Группы взрывозащищенного электрооборудования по области его применения соответствуют II. Знак подгруппы ІА, так как оборудование работает в зоне взрывоопасной смеси. Температура нагрева обмотки электродвигателя не должна превышать 70 °С, знак температурного класса Тб. Для подключения электродвигателя должна быть искробезопасная

электрическая цепь, поэтому применяется вид взрывозащиты *i*. Степень взрывозащиты электрооборудования 0ExiPAT6. [31].

Оборудование магистральной насосной оснащено автоматической установкой пожаротушения, которая приводит в действие пеногенераторы ГПС – 2000. Пеногенераторы предназначены для получения из водного раствора пенообразователя воздушно-механической пены и подачи её к месту возгорания во время пожаротушения [32].

Пожары горючих жидкостей относятся к классу пожара В, поэтому магистральная насосная должна быть оснащена 2 передвижным огнетушителем ОП – 50, вместимостью 50 л [33].

Пожары в насосном цехе являются, как правило, следствием аварий, которые могут произойти по различным причинам, таким как коррозионные повреждения, дефекты труб и сварных швов, нарушение правил эксплуатации, внешние воздействия и др.

Так же причинами пожаров могут быть несоблюдение правил пожарной безопасности, курение в неполюженном месте.

Характеристики горючих веществ используемых в магистральной насосной представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Характеристики горючих веществ

Вещество	ПДК, мг/м ³	Класс опасности	Температура вспышки, °С	Температура самовоспламенения, °С	Горючесть
Нефть	300	III	18 – 40	Более 250	ЛВЖ
Масло турбинное	300	IV	186	Более 840	ГЖ

Производственные помещения обязательно должны быть обеспечены системами охранно-пожарной сигнализации.

В случае возникновения очага горения необходимо организовать его локализацию и тушение с использованием первичных средств пожаротушения.

В магистральной насосной должны находиться 2 ящика с песком укомплектованные ведром, совковой лопатой, ломом, а также 2 противопожарными полотнами.

10.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

На нефтеперекачивающей станции случаются аварийные и чрезвычайные ситуации такие как отказы оборудования, ошибочные действия персонала, а также внешние воздействия природного и техногенного характера.

В таблице 15 представлены возможные аварийные ситуации и решения по их устранению.

Таблица 15 – Возможные аварийные ситуации и решения по их устранению

Группы аварийных ситуаций	Решения по устранению аварийных ситуаций
Отказы (неполадки) оборудования	– выполнение плана технического обслуживания технологического оборудования; - бесперебойное снабжение энергоресурсами (электроэнергия, топливо и т.д).
Ошибочные действия персонала	Повывшие квалификации персонала.
Внешние воздействия природного и техногенного характера	- круглосуточная охрана объекта; - установка системы молниезащиты и заземления; - поддержание территории в соответствии с корпоративным стандартом (уборка снега, кошение травы, уборка территории).

К основным поражающим факторам относятся аварии в трубопроводной системе объекта. При аварии в трубопроводной системе происходит пролив нефти, в следствии чего работники могут получить острые и хронические отравления, а также поражения кожных покровов. Пожар может привести к ожогам различных степеней или летальному исходу. При возникновении

пожара в атмосферу выбрасывается большое количество продуктов горения, что негативно сказывается на экологии.

При эксплуатации магистрального насосного агрегата могут произойти следующие чрезвычайные ситуации: пожар, взрыв, разгерметизация по соединению крышка – корпус, утечка по торцевым уплотнениям с аварийным выбросом вредных веществ в магистральную насосную.

Насосный цех относится ко второй категории объектов по гражданской обороне [34].

Перекачивание нефти по МН является непрерывным технологическим процессом. Средняя численность смены составляет 50 человек, наибольшая численность смены составляет 100 человек. Персонал станции полностью обеспечен индивидуальными и медицинскими средствами защиты.

На территории имеется противорадиационное укрытие (ПРУ) оснащенная системой жизнеобеспечения и средствами индивидуальной защиты. Противорадиационные укрытия предназначены для защиты людей от внешнего ионизирующего излучения при радиоактивном заражении (загрязнении) местности и попадания радиоактивной пыли в органы дыхания, на кожу и одежду, а также от светового излучения. Кроме того, при соответствующей прочности конструкций ПРУ могут частично защищать людей от воздействия ударной волны, стекол, обломков разрушающихся зданий, а также от попадания на кожу и одежду капель отравляющих веществ и аэрозолей бактериальных средств.

Все здания выполнены в одноэтажном исполнении, панельной быстровозводимой конструкции из стального листа и полиуретановым утеплителем с толщиной 150 мм, выдерживающей действие пламени на протяжении 45 минут (степень огнестойкости III).

Территория ЛПДС имеет резервуары для хранения взрывоопасных и пожароопасных веществ, которые могут вызвать взрыв (первичный поражающий фактор), приводящий к образованию пожара (вторичный поражающий фактор).

Нефтеперекачивающая насосная должна быть оборудована телефонной связью, световой и звуковой сигнализацией. Телефонные аппараты выполнены во взрывозащищенном исполнении.

Для повышения устойчивости объекта и защиты работников при возможных ЧС рекомендуется установить автономный электрогенератор, вышки для обеспечения сотовой связи, емкость для чистой воды, тепловой котел.

10.7 Экологичность проекта

Рост промышленности, энергетики, автотранспорта, увеличение численности населения, химизация сельскохозяйственного производства – все это оказывает значительное воздействие на окружающую среду и, в частности, на состояние атмосферы, водоемов, почв.

Выбросы в атмосферу газообразных веществ при перекачке нефти выше гигиенического норматива ПДК выбрасываются с дополнительной очисткой в соответствии с разрешением Минприроды РФ.

Все бытовые отходы предварительно собираются в специально отведённых местах, на территории участка, далее по составленному расписанию вывозятся на свалку.

Виды твердых отходов:

- мусор от бытовых помещений, мусор от уборки территории предприятия;
- лом черных металлов, отходы бумаги и картона упаковочного незагрязненные.

На предприятии установлены места временного накопления отходов:

- контейнер для сбора макулатуры;
- контейнер для стружки черных металлов.

Для озеленения площадок участка используют местные виды растений и древесных-насаждений с применением санитарно-защитных, декоративных свойств и устойчивости к вредным веществам, выделяемым предприятием [26].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения дипломной работы были проанализированы основные причины снижения к.п.д, рассмотрены методы повышения к.п.д. насосного агрегата и выбран метод, повышающий к.п.д. Подобран необходимый материал, подлежащий нанесению для данного метода и описана технология нанесения специальных полимерных материалов.

Поставленная цель работы была выполнена, а именно были взяты основные параметры насосного агрегата НМ 10000-210, на их основе произведен расчет к.п.д. центробежного насоса, основных потерь и площади проточной части.

Проведена оценка экономической эффективности проекта и его безопасности жизнедеятельности.

С помощью экономических расчетов было доказано, что данный метод повышения к.п.д магистрального насоса увеличивает энергоэффективность агрегата в следствии чего выгоден, так как с каждым годом экономия средств будет стабильна.

В результате оценки безопасности жизнедеятельности было установлено, что магистральная насосная относится к категории А пожаровзрывоопасная. Электрооборудование магистральной насосной является особо взрывобезопасным. Степень взрывозащиты электрооборудования обозначается 0ExiIIAT6.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- КПД – Коэффициент полезного действия;
- НПС – Нефтеперекачивающая станция;
- НМ – Нефтяной магистральный;
- УПС – Узел подключения станции;
- КПП СОД – Камеры пуска и приема средств очистки и диагностики;
- ФГУ – Фильтры-грязеуловители;
- СИКН – Системы измерений количества и показателей качества нефти;
- ТПУ – Трубопоршневые поверочные установки;
- СППК – Сбросные пружинные предохранительные клапаны;
- МНА – Магистральные насосные агрегаты;
- ПНА – Подпорные насосные агрегаты;
- НПВ – Нефтяной подпорный вертикальный;
- РВС – Резервуар вертикальный стальной;
- РВСПК – Резервуар вертикальный стальной с плавающей крышей;
- РВСП – Резервуар вертикальный стальной с понтоном;
- АВР – Автоматическое включение резерва;
- УРД – Узел регулирования давления;
- ЛПДС – Линейная производственно-диспетчерская станция;
- ПРУ – противорадиационное укрытие;
- ПДК – Предельно допустимая концентрация;
- МЭК – Метилэтилкетон;

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 РД 153-39.4-113 – 01 Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов
- 2 ГОСТ Р 53675 – 2009 Насосы нефтяные для магистральных трубопроводов. Общие требования. Введен впервые. Дата введения 01.01.10. – М.: Стандартиформ, 2010. – 20 с.
- 3 Технологический регламент по эксплуатации опасного производственного объекта РЛПДС 2019.
- 4 Сооружение и эксплуатация насосных и компрессорных станций: учеб. пособие для студентов, обучающихся по направлению подготовки – 23.03.03 «Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов» / О.Н. Петров, А.Н. Сокольников, Д.В. Агровиченко, В.И. Верещагин. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2018. – 243 с.
- 5 Н12.165.000.00 ПС-Р. Насос нефтяной магистральный типа "НМ" и агрегат электронасосный на его основе: Паспорт / ОАО "Сумский завод «Насосэнергомаш»: 2008.– 74 с.
- 6 Разработка нового метода повышения КПД магистральных насосов марки НМ: учеб. пособие / Туктабаев А. М., Петряков В. А., Подорожников С. Ю., Александров М. А. . – Тюмень: ТГНУ.
- 7 Повышение КПД центробежных насосов путем использования при проведении ремонтных работ специальных полимерных покрытий [Электронный ресурс] / Belzona Режим доступа: <https://www.belzona.com/ru/applications/pumps.aspx>
- 8 Коррозия и защита материалов / А.С. Неверов, Д.А. Родченко, М.И. Цырлин. – М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2013. – 224 с.
- 9 Металлические и керамические покрытия: Получение, свойства и применение / Хокинг М., Васантасри В., Сидки П. : Мир, 2000. - 516 с.
- 10 Центробежные насосы средней быстроходности: учеб. пособие / В. Г. Иванов. – Красноярск: КГТУ, 1999. – 208 с.

11 Технологическая операционная карта [Электронный ресурс] / Belzona 1341 FN10139 (SUPERMETALGLIDE). Режим доступа: <https://www.belzona.com/ru/products/1000/1341.aspx/>.

12 Современные технологии поверхностного упрочнения и нанесения покрытий: учеб. пособие / Зенин Б. С. Слосман А. И. – Томск Томск: Изд. ТПУ, 2002. – 118 с.

13 Маркова, Т. В. Шероховатость поверхностей [Электронный ресурс]: методические указания / Т. В. Маркова, И. М. Крыжановская; Санкт-Петербургский государственный политехнический университет.

14 Электронный ресурс. – Режим доступа: <https://www.polis-llc.ru/>

15 Электронный ресурс. – Режим доступа: http://omsk.jobinmoscow.ru/linkvac.php?link=1149556293&utm_source=jooble&utm_medium=cpc&utm_campaign=partner&utm_referrer=ru.jooble.org

16 Электронный ресурс. – Режим доступа: https://krs.zarplata.ru/vacancy/card/132198731/malyar-metallokonstruktsij?utm_source=jooble.ru&utm_medium=cpc&utm_campaign=krasnoyarsk

17 РД-75.180.00-КТН-198 – 09 Унифицированные технологические расчеты объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов.

18 Официальный сайт «интернет – портал правовой информации» [Электронный ресурс]: Красноярск, 2020. Источник: <http://www.zakon.krskstate.ru/0/doc/54261>

19 ИОТП–82–2017. Инструкция по охране труда для слесаря по ремонту технологических установок.

20 ИОТВ-453-2018. Инструкция по охране труда при проведении окрасочных работ.

21 Безопасность жизнедеятельности : учеб.-метод. пособие для выполнения раздела «Безопасность и экологичность» выпускной квалификационной работы [Электронный ресурс] / сост. : Е. В. Мусияченко, А. Н. Минкин. – Электрон. дан. - Красноярск :Сиб. федер. ун-т, 2016.

22 Паспорт безопасности опасного объекта РЛПДС КРНУ – Омск : АО «Транснефть», 2017.

23 СП 2.2.1.1312 – 03 Гигиенические требования к проектированию вновь строящихся и реконструируемых промышленных предприятий.

24 ГОСТ 12.1.005 – 88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

25 СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение».

26 СанПиН 2.2.1/2.1.1.2361 – 08 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов».

27 СНиП 41-01 – 2003 Отопление, вентиляция и кондиционирование.

28 СП 31.13330.2012 Водоснабжение. Наружные сети и сооружения. Актуализированная редакция СНиП 2.04.02 – 84 ПП РФ от 29 декабря 2011 №635/14.

29 ГОСТ 12.4.026 – 2015 ССБТ Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики

30 ГОСТ Р 50571.10 – 96 (МЭК 364-5-54-80). Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление. – Введ. 01-07-82. – М.: Госстандарт России: Изд-во стандартов, 2001. – С. 3 – 8.

31 ГОСТ 12.2.020 – 76 ССБТ. Электрооборудование взрывозащищенное. Термины и определения. Классификация. Маркировка. – Введ. 01.01.1980 – Москва: ИПК Издательство стандартов, 1980 – 6 с.

32 НПБ 110 – 03 Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией. – Взамен НПБ 110-99; введ. 30.06.2003. – Москва: ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2003. – 13с.

33 ППБ 01 – 03 Правила пожарной безопасности в Российской Федерации – Введ. 18.06.2003 – Москва: ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2003. – 64с.

34 Постановление Правительства РФ от 3 октября 1998 г. N 1149 "О порядке отнесения территорий к группам по гражданской обороне".


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


«23» июня 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Методы и средства повышения к.п.д. магистральных
насосных агрегатов типа НМ

Руководитель  19.06.20 доцент, канд. техн. наук О. Н. Петров

Выпускник  18.06.20 Е. А. Блинов

Красноярск 2020

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме: «Методы и средства повышения к.п.д. магистральных насосных агрегатов типа НМ»

Консультанты по
разделам:

Экономическая часть



И.В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности



Е.В. Мусияченко

Нормоконтролер



О.Н. Петров

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Методы и средства повышения к.п.д. магистральных насосных агрегатов типа НМ» содержит 78 страниц текстового документа, 34 использованных источников, 6 листов графического материала.

Объект исследования ВКР: Магистральный насосный агрегат типа НМ.

Цель ВКР – Повышение к.п.д. магистрального насосного агрегата типа НМ 10000-210.

В результате выполнения ВКР, были проанализированы методы повышения к.п.д и выбран метод, повышающий к.п.д. Подобран необходимый материал, подлежащий нанесению для данного метода и описана технология нанесения специальных полимерных материалов.

В итоге сделано заключение о выполненной работе и определен метод для повышения к.п.д насосных агрегатов.