

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

«20» июня 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

«Модернизация камеры приема-пуска средств очистки и диагностики»

Руководитель

20.06.17
к.т.н., доцент  О.Н. Петров

Выпускник


08.06.17  М.И. Зыков

Красноярск 2017

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме
«Модернизация камеры приема-пуска средств очистки и диагностики».

Консультанты по
разделам:

Экономика

16.06.17 

И.В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности 9.06.17



Д.А. Едимичев

Нормоконтролер

20.06.17



О.Н. Петров

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Модернизация камеры приема-пуска средств очистки и диагностики» содержит 66 страниц текстового документа, 36 использованных источников, 6 листов графического материала.

**КАМЕРА ПРИЕМА-ПУСКА СРЕДСТВ ОЧИСТКИ И ДИАГНОСТИКИ,
КОНЦЕВОЙ ЗАТВОР, ЗАПАСОВОЧНОЕ УСТРОЙСТВО.**

Объект ВКР: Камера приема-пуска средств очистки и диагностики.

Цель ВКР:

- очистка магистрального нефтепровода очистным устройством и его запасовка в камеру приема-пуска средств очистки и диагностики с использованием модифицированного концевого затвора и модифицированного запасовочного устройства.

- изучение принципа очистки магистрального нефтепровода;

- патентный поиск и подбор оптимального оборудования;

- сравнение затрат на проведение мероприятий по запуску средств очистки и диагностики, используя старый и модифицированный затворы.

В выпускной квалификационной работе предложена модернизация камеры приема-пуска средств очистки и диагностики магистрального нефтепровода, включающая в себя замену существующего затвора камеры на концевой затвор камеры запуска и приема внутритрубных устройств магистральных трубопроводов «Миаскит».

В конструкторско-технологической части выпускной квалификационной работы разработана конструкция и произведен расчет модернизированного затвора камеры приема-пуска средств очистки и диагностики.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	6
1 Диагностика и очистка магистральных нефтепроводов	8
1.1 Внутритрубная диагностика нефтепроводов	8
1.2 Внутритрубная очистка нефтепроводов	10
1.3 Варианты исполнений узлов подключения станций.....	12
1.4 Классификация задвижек узлов подключения станций по назначению...	13
2 Организация работ по очистке и диагностике нефтепроводов	13
2.1 Периодичность внутритрубной диагностики.....	13
2.2 Периодичность очистки	14
3 Техническое обслуживание очистных устройств.....	15
4 План организации работ по модернизации	18
4.1 Подготовительный период строительства.....	19
4.2 Демонтажные работы	20
4.3 Огневые работы.....	20
4.4 Монтажные работы.....	21
4.5 Гидравлические испытания на прочность и герметичность.....	22
5 Модернизация камеры приема-пуска средств очистки и диагностики.....	24
5.1 Концевой затвор «Миаскит».....	24
5.2 Запасовочное устройство	26
6 Расчет камеры приема-пуска средств очистки и диагностики.....	27
6.1 Расчет сопротивлений растяжению и сжатию	28
6.2 Расчет толщины стенки камеры	29
6.3 Расчет толщины стенки расширенной части камеры.....	31
6.4 Расчет толщины стенки технологических патрубков	32
6.5 Расчет толщины стенки патрубков газовоздушной линии	33
6.6 Расчет толщины стенки днища камеры	35
7 Экономический расчет затрат на проведение замены затвора.....	36
7.1 Затраты на проведение замены.....	37

7.1.1	Расчет затрат на оплату труда	39
7.1.2	Расчет страховых взносов	41
7.1.3	Амортизационные отчисления	43
7.1.4	Затраты на материалы.....	45
7.1.5	Затраты на модернизацию.....	46
7.2	Расчет экономического эффекта от модернизации затвора	47
7.2.1	Затраты при использовании существующего затвора	47
7.2.2	Затраты при использовании модернизированного затвора	49
8	Безопасность жизнедеятельности.....	50
8.1	Опасные и вредные производственные факторы	51
8.2	Санитарно-гигиенические требования к помещению и размещению используемого оборудования.....	52
8.3	Обеспечение безопасности технологического процесса	53
8.3.1	Искусственное освещение.....	53
8.3.2	Расчет искусственного освещения	54
8.3.3	Пожарная безопасность на объекте	57
8.3.4	Травмобезопасность на объекте	58
	Заключение	61
	Список сокращений	62
	Список используемых источников.....	63

ВВЕДЕНИЕ

Непрерывным технологическим элементом эксплуатации нефтепроводов являются узлы приема-пуска средств очистки и диагностики (далее – СОД) внутренней полости нефтепровода. На головных нефтеперекачивающих станциях (далее – НПС) устанавливают только камеры пуска, на промежуточных – как камеры пуска, так и камеры приема устройств, а также узлы пропуска СОД; на конечных НПС – только камеры приема. Поточные устройства (которые сотрудники НПС часто называют просто «снаряд») движутся внутри трубопровода под действием перепада давлений, возникающего на их торцах в потоке транспортируемой жидкости, и осуществляют те технологические операции, для которых они предназначены [1].

Существуют различные конструкции поточных устройств. Так, например, для слежения за состоянием внутренней поверхности трубопровода используют чрезвычайно сложные (и дорогостоящие) конструкции, несущие на себе множество измерительных приборов и записывающих устройств, показания которых позже дешифрируют и анализируют на предмет обнаружения дефектов внутренней поверхности трубопровода.

К более простым СОД, используемым для очистки внутренней полости нефтепровода, относятся различные скребки, жесткие или эластичные поршни (англ. «pig»), а также толстостенные резиновые шары (разделители типа РШ).

Нефтепровод и сами поточные устройства оборудуют, как правило, сигнальными приборами, регистрирующими движение устройства внутри трубопровода. Каждое из очистных устройств имеет свои преимущества и недостатки. Так, например, толстостенные резиновые шары типа РШ обладают повышенной проходимостью внутри трубопровода, способны преодолевать сужения трубы, крутые повороты и даже неполнопроходные задвижки, однако из-за своей эластичности они обладают худшими очистными свойствами по сравнению со скребками, особенно в случае застарелых и твердых отложений.

Для ввода диагностического снаряда достаточно, закрыв одну задвижку, открыть последовательно две другие задвижки. Это изменит направление потока жидкости, и устройство уйдет в трубопровод. На камере установлено несколько вантузов для слива остаточной жидкости, а также удаления газовой пробки.

К недостаткам существующих затворов камеры приема-пуска (далее – КПП) СОД можно отнести:

- крышка затвора в открытом состоянии занимает значительную часть внутреннего объема рабочей зоны затвора, что приводит к необходимости увеличения габаритов затвора при эксплуатации штатных поточных снарядов;
- крышка затвора размещена внутри камеры, что усложняет ее извлечение в случае необходимости ее ремонта или замены;
- неудобство обслуживания, ремонта и эксплуатации камеры и затвора.

Актуальность выпускной квалификационной работы состоит в том, что модернизация камеры приема-пуска средств очистки и диагностики путем установки нового концевого затвора позволит достичь технического эффекта, заключающегося в устранении указанных выше недостатков, снижении металлоемкости, упрощении технологии изготовления, эксплуатации и ремонта.

Целью выпускной квалификационной работы является очистка магистрального нефтепровода очистным устройством и его запасовка в камеру приема-пуска средств очистки и диагностики с использованием модифицированного концевого затвора и модифицированного запасовочного устройства.

Для достижения данной цели необходимо решить следующие задачи:

- изучить принцип очистки магистрального нефтепровода;
- провести патентный поиск и подобрать оптимальное оборудование;
- провести необходимые расчеты;
- сравнить затраты на проведение мероприятий по запуску средств очистки и диагностики, используя старый и модифицированный затворы.

1 Диагностика и очистка магистральных нефтепроводов

1.1 Внутритрубная диагностика нефтепроводов

Техническое состояние линейной части магистрального нефтепровода (далее – ЛЧ МН) характеризуется ее несущей способностью, герметичностью и работоспособностью запорно-регулирующей и предохранительной арматуры. Основными факторами, которые влияют на эксплуатационную надежность, являются:

- наличие недопустимых соединительных деталей;
- наличие дефектов на внутренней и наружной поверхности трубопровода, а также стенке трубопровода и в местах заводских и монтажных сварных стыков.

Для выявления этих дефектов проводится внутритрубная диагностика.

В настоящее время основным способом диагностики трубопроводов, находящихся в эксплуатации, является внутритрубная дефектоскопия, осуществляемая специальными внутритрубными инспекционными приборами (далее – ВИП). Основным принцип такого исследования заключается в том, что прибор перемещается по трубе с потоком перекачиваемой нефти и с помощью ультразвукового или магнитного сканирования запоминает полную картину дефектов трубопровода.

Для контроля за движением ВИП во время пропуска вдоль НП устанавливаются электронные маркеры. Электронные маркеры устанавливаются над осью НП в местах установки километровых или маркерных знаков, и расстояние между местами их установки должно составлять не более 2 км. Для определения местонахождения ВИП на трассе НП все они снабжены специальными приемо-передатчиками, по сигналам которых фиксируется прохождение прибором маркерных отметок.

Проведение диагностики способствует раннему обнаружению дефектов, их своевременному устранению и предупреждению аварийных ситуаций, сокращению трудозатрат и времени необходимых ремонтных работ.

Все работы, связанные с подготовкой и эксплуатацией ВИП, проводятся под контролем специалистов ОАО ЦТД «Диаскан».

Для проведения внутритрубной диагностики МН существует две группы устройств внутритрубной инспекции:

- калибровочные устройства и профилемеры;
- ультразвуковые и магнитные дефектоскопы.

Устройства первой группы используют для проверки внутренней геометрии нефтепроводов. Они позволяют с большой точностью обнаруживать и измерять вмятины, овальности и другие аномалии геометрии трубопровода. К данным устройствам относят следующие типы ВИП:

- профилемер – предназначен для измерения внутреннего проходного сечения НП, выявления отводов и определения их местоположения;
- шаблон профилемера – является габаритно-весовым аналогом профилемера и оснащен механическим измерительным блоком;
- скребок-калибр – предназначен для оценки минимальной величины проходного сечения трубопровода;
- скребок-калибратор – предназначен для выявления недопустимых сужений НП (менее 85 % номинального наружного диаметра) и оценки возможности пропуска очистных устройств и ВИП по магистральным трубопроводам диаметром 159 и 219 мм;
- устройство контроля качества очистки – для проведения контроля качества очистки внутренней полости и стенок НП.

Устройства второй группы используют для обнаружения и высокоточного измерения точечной и сплошной коррозии, расслоения, царапин, инородных включений и т.п. К данным устройствам относят следующие типы ВИП:

- ультразвуковой дефектоскоп WM – предназначен для определения дефектов стенок методом ультразвуковой толщинометрии;
- магнитный дефектоскоп MFL – предназначен для оценки состояния стенок трубопровода и дефектов кольцевых сварных стыков;
- ультразвуковой дефектоскоп «Ультраскан CD» – предназначен для обнаружения трещин на стенках трубопровода и сварных швах импульсным эхо-методом.

1.2 Внутритрубная очистка нефтепроводов

В процессе эксплуатации происходит постепенное уменьшение пропускной способности НП, приводящее к снижению эффективности работы, существенному увеличению затрат на прокачку нефти и ухудшению ее качества из-за загрязнения механическими примесями.

Главными причинами, вызывающими уменьшение пропускной способности НП, являются:

- накопление отложений парафина;
- повышение шероховатости стенок труб в результате их внутренней коррозии;
- накопление продуктов коррозии и механических примесей;
- скопление в низких местах трубопроводов воды, а в верхних точках трубопроводов воздушных пробок.

Очистка внутренней полости МН проводится с целью поддержания их пропускной способности и предупреждения скапливания воды и внутренних отложений.

Процесс пропуска очистных устройств по сути аналогичен пропуску ВИП при диагностике, но предназначен для решения задачи очистки НП. Очистные устройства, называемые также скребками, во время движения механическим способом удаляют с внутренних стенок НП продукты, присутствие которых вызывает уменьшение пропускной способности.

Для получения качественной информации при проведении внутритрубной диагностики необходимо обеспечить максимальную площадь контакта датчиков ВИП со стенками НП. С этой целью перед проведением внутритрубной диагностики проводится преддиагностическая очистка МН.

Внутритрубная очистка МН выполняется разрешенными к применению очистными устройствами, имеющими полный комплект разрешительной и эксплуатационной документации:

- разрешение Ростехнадзора России на применение;
- заключение о взрывобезопасности;
- паспорт;
- формуляр;
- руководство по эксплуатации;
- инструкция по монтажу;
- ведомость ЗИП;
- ведомость эксплуатационных документов.

В ОАО «АК «Транснефть» эксплуатируются очистные устройства следующих типов:

- СКР 1;
- поршнеразделители ПРВ 1-01 с чистящими дисками;
- СКР 1-1 с чистящими и щеточными дисками;
- СКР 2 двухсекционные с чистящими и щеточными дисками и подпружиненными щетками;
- СКР 3 магнитного типа с чистящими дисками и магнитными щетками, предназначенными для сбора металлических предметов из полости трубы;
- СКР 4 с подпружиненными чистящими и щеточными пластинами.

Все очистные устройства оснащаются передатчиками во взрывозащищенном исполнении, которые совместно с низкочастотными локаторами позволяют контролировать прохождение очистного устройства по НП.

1.3 Варианты исполнений узлов подключения станций

МН состоит из технологических участков, протяженность которых – от 400 до 600 км. В начале каждого участка находится НПС с резервуарным парком. На протяжении каждого участка для поддержания необходимого процесса перекачки нефти располагаются несколько промежуточных НПС. Подключение НПС к ЛЧ НП осуществляется через специальные технологические площадки – узлы подключения станций (далее – УПС).

Для проведения работ по очистке и диагностике в зависимости от местоположения НПС вдоль ЛЧ МН в состав УПС могут входить:

- узел пуска – производственная площадка с комплексом взаимосвязанного оборудования для проведения операций по запасовке средств очистки и диагностики в камеру пуска и запуску их в НП;

- узел пуска-приема – производственная площадка с комплексом взаимосвязанного оборудования для проведения операций по запасовке и запуску СОД в НП, а также для их приема и извлечения из НП;

- узел пропуска – производственная площадка с расположенной на ней технологической обвязкой трубопроводов, обеспечивающая пропуск СОД по схеме с остановленной или работающей НПС;

- узел приема – производственная площадка с комплексом взаимосвязанного оборудования для проведения операций по приему и извлечению СОД в камеру приема из НП.

Узлы запуска и приема также могут располагаться на резервных нитках и лупингах нефтепровода, в местах перехода через горные и водные преграды.

В зависимости от состава существуют следующие варианты исполнения УПС:

- с узлом пуска СОД (обычно на головных НПС в начальных пунктах МН);

- с узлом пуска-приема СОД (на головных НПС эксплуатационных участков)

- а) с соосным расположением камер пуска-приема;
- б) с параллельным расположением камер пуска-приема;
- с узлом пропуска СОД (на промежуточных НПС);
- с узлом приема СОД (в конечных пунктах МН).

1.4 Классификация задвижек узлов подключения станций по назначению

Все задвижки УПС по назначению можно разбить на четыре группы:

- секущие задвижки – обеспечивают подключение НПС к НП или отключение НПС от НП;

а) приемные задвижки НПС;

б) выкидные задвижки НПС;

- задвижки, обеспечивающие транзит нефти – эти задвижки пропускают поток нефти через УПС при закрытых секущих задвижках. В линию транзита монтируется обратный клапан для обеспечения транзита нефти при отключении НПС от НП и предотвращения перетока нефти с выкида НПС на прием;

- задвижки, обеспечивающие запасовку и пуск СОД;

- задвижки, обеспечивающие прием СОД и их извлечение из НП.

2 Организация работ по очистке и диагностике нефтепроводов

2.1 Периодичность внутритрубной диагностики

Внутритрубная диагностика осуществляется по утвержденному в ОАО МН плану диагностического обследования МН, который разрабатывается на год на основе плана диагностического обследования НП ОАО «АК «Транснефть». Контроль за выполнением плана графика осуществляет отдел

эксплуатации районного нефтепроводного управления или управления МН ОАО МН.

План диагностического обследования НП ОАО «АК «Транснефть» формируется на основании следующих положений:

- первичное обследование профилемерами должно выполняться:

а) после завершения строительно-монтажных работ на переходах через водные преграды вне зависимости от их протяженности;

б) после завершения строительно-монтажных работ на участках ЛЧ протяженностью 1 км и более до и после засыпки НП;

- первичное обследование дефектоскопами WM, MFL, CD – проводится в срок не более 3 лет со дня ввода в эксплуатацию МН и подводных переходов;

- периодическое обследование МН дефектоскопами проводится:

а) в сроки, указанные в свидетельстве аттестации МН, которое утверждается в соответствии с «Методикой оценки работоспособности и проведения аттестации магистральных нефтепроводов»

б) с периодичностью 6 лет на НП, аттестация которых не проводилась.

Кроме того, при каждом обследовании участков МН дефектоскопом WM производится обязательное обследование профилемерами.

2.2 Периодичность очистки

Регламент по очистке МН устанавливает следующие виды очистки:

- плановая – выполняется согласно утвержденному плану при текущей эксплуатации с целью удаления парафиновых отложений, скоплений воды и предупреждения развития внутренней коррозии трубопроводов. Такая очистка предназначена для обеспечения плановых показателей пропускной способности НП и энергозатрат на перекачку нефти;

- преддиагностическая – выполняется перед проведением внутритрубной диагностики для обеспечения необходимой степени очистки внутренней полости НП;

- внеплановая – выполняется при увеличении по сравнению с плановыми энергозатрат (на 3,5 %), уменьшении пропускной способности (на 2 %) и эффективного диаметра НП (на 1 %);

- целевая – проводится для удаления остатков герметизаторов после проведения ремонтных работ на ЛЧ.

Формирование годового плана очистки НП и на его основе поквартальных и месячных планов производится с учетом:

- регламентных требований периодичности очистки;
- годового плана диагностического обследования МН;
- графика проведения ремонтных работ на ЛЧ.

Таблица 1 – Периодичность очистки нефтепроводов

Группа нефтепровода	Периодичность очистки
1	Не менее 1 раза в 90 суток
2	
3	Не менее 1 раза в 60 суток
4	
5	Не менее 1 раза в 45 суток
6	
7	Не менее 1 раза в 30 суток

3 Техническое обслуживание очистных устройств

Техническое обслуживание очистных устройств проводится после каждого их пропуска в соответствии с требованиями руководства по эксплуатации на конкретное устройство. При выполнении технического обслуживания используют следующие инструменты:

- рулетка – для измерения размеров составных деталей;

- штангенциркуль – для определения величины износа полиуретановых дисков;

- динамометрические ключи – для проверки усилий затяжки болтов креплений;

- наборы гаечных ключей, накидные ключи и накидные головки – для работы с крепежными деталями.

Необходимо соблюдать сроки проведения проверки средств измерения во избежание искажений результатов измерений.

При закреплении резьбовых соединений запрещается:

- класть прокладки между губками ключей;
- использовать в качестве рычагов трубы и другие предметы;
- использовать гайки и болты с поврежденными гранями.

Техническое обслуживание очистных устройств заключается в контроле состояния изнашиваемых элементов скребка и их замене в случае износа. К изнашиваемым элементам относятся:

- полиуретановые чистящие диски;
- ведущие диски;
- щеточные диски;
- манжеты;
- пластины заземления.

У чистящих дисков оценке износа подлежит та сторона, которая будет осуществлять очистку трубопровода. При помощи рулетки определяется процент износа диска, который указывает, какая часть толщины на кромке диска утрачена. За 100 % принимается толщина нового диска. При износе кромки диска менее 25 % допускается повторное использование чистящего диска. При износе кромки диска от 25 % до 50 % допускается повторное использование диска, установив его обратной, ранее не использованной стороной вперед. Однако при протяженной длине участка и значительном предполагаемом износе не рекомендуется использовать перевернутый диск и диск с износом кромки более 25 %. Не допускается повторное использование

чистящих дисков при износе кромки более 50 % или по причине механических повреждений.

У ведущих дисков оценке износа подлежит наружный диаметр диска. Диск считается изношенным на 100 %, если значение диаметра меньше номинального на 20 мм.

Для манжет степень износа определяется остаточной толщиной изнашиваемой цилиндрической части, которая не должна быть менее 10 мм.

У щеточных дисков номинальный диаметр приблизительно равен наружному диаметру чистящего диска. За 100 % износа принимается значение, отличное от номинального на 15 мм.

Для пластин заземления величина износа определяется толщины, величина которой не должна быть менее 2 мм.

В общем случае при выполнении технического обслуживания скребка выполняются следующие операции:

- очистка;
- контроль состояния:
 - а) визуальный контроль;
 - б) проверка состояния крепежных деталей;
 - в) оценка состояния изнашиваемых элементов;
- разборка, замена изнашиваемых элементов и сборка;
- контроль моментов затяжки крепежных деталей.

Очистка от парафина и парафино-асфальтных отложений выполняется после извлечения скребка из приемной камеры и должна быть проведена в течение 1 суток после извлечения. Очистку очистного устройства производят при помощи пара под высоким давлением или иным способом. При этом особое внимание следует уделить на очистку внутренней полости корпуса для исключения забивания парафинсодержащими отложениями байпасных отверстий.

Визуальный контроль не допускает механических повреждений корпусных деталей, фланцев и бамперов, влияющих на эксплуатационные

характеристики очистного устройства. Особое внимание необходимо уделить на состояние сварных швов. Трещины в сварных швах не допускаются.

При контроле состояния крепежных деталей не допускается смятие резьбовых поверхностей, их износ и вытягивание, искривление шпилек и болтов, смятие шестигранников.

Разборка и сборка очистного устройства выполняется при необходимости замены изнашиваемых элементов согласно последовательности, приведенной в инструкции по эксплуатации конкретного очистного устройства.

Контроль моментов затяжки крепежных деталей производится после контроля состояния крепежных деталей или после сборки скребка, если выполнялась замена изнашиваемых деталей. При этом выборочно по средству динамометрического ключа измеряются моменты затяжки крепежных деталей. Они должны соответствовать указанным в таблице руководства по эксплуатации.

4 План организации работ по модернизации

Проектные решения предусматривают:

- замену существующего хомутового затвора на концевой затвор «Миаскит»;
- замену существующего запасовочного устройства на модернизированное.

Последовательность работ по модернизации включает в себя:

- демонтаж существующего затвора КПП СОД;
- демонтаж существующего запасовочного устройства;
- модернизацию узла камеры приема-запуска СОД путем монтажа концевого затвора и нового запасовочного устройства;
- очистку и гидроиспытание модернизированного узла камеры приема-пуска СОД.

4.1 Подготовительный период строительства

Все работы производятся в строгом соответствии с требованиями рабочего проекта, проекта производства работ и нормативно-технической документацией.

За 10 дней до начала работ строительная организация должна направить в РНУ следующие документы:

- ППР, разработанный на все виды выполняемых работ;
- ППРК на производство кранами и вышками с прохождением экспертизы промбезопасности;
- приказ о назначении ответственных лиц за организацию и безопасное производство работ;
- список лиц, участвующих в производстве работ;
- документы, подтверждающие квалификацию ИТР и рабочих;
- материалы, подтверждающие готовность подрядчика к выполнению работ повышенной опасности;
- документы, подтверждающие исправность применяемых при работе машин и механизмов, а также наличие их технического освидетельствования.

Совместно с руководителем работ РНУ оформляет акт-допуск на проведение работ на территории действующего предприятия. В акте-допуске должны быть указаны мероприятия по охране труда, промышленной и пожарной безопасности.

Ответственность за соблюдение мероприятий, предусмотренных актом-допуском, несут руководители, выполняющие работы, и РНУ.

Демонтажные и строительные-монтажные работы попадают под перечень работ повышенной опасности, на проведение которых кроме вышеперечисленных разрешительных документов РНУ обязано оформить наряд-допуск на проведение огневых, газоопасных и других работ повышенной опасности.

После подготовки всех вышеперечисленных документов руководитель работ в присутствии представителя РНУ и технического надзора может приступать к работам.

Перечень работ подготовительного периода:

- регистрация начала работ в территориальном органе Ростехнадзора;
- комплектация оборудованием и материалами согласно проекту;
- обеспечение персонала рабочей оснасткой, инструментом, вспомогательными материалами согласно проекту производства работ;
- обеспечение зоны производства работ первичными средствами пожаротушения.

4.2 Демонтажные работы

Порядок выполнения демонтажных работ:

- герметизация внутренней полости КПП СОД;
- принудительная вентиляция КПП СОД;
- демонтаж существующего затвора КПП СОД;
- демонтаж запасочного оборудования КПП СОД.

Демонтаж затвора выполнять машиной безогневой резки. Конец камеры приема-пуска заглушить.

4.3 Огневые работы

Огневые работы на территории действующего предприятия с взрывопожароопасными технологическими установками или сооружениями разрешается производить при условии, что будут выполнены следующие мероприятия:

- строительные машины должны быть оборудованы искрогасителями;
- поверхности трубопроводов, сливные желоба и сточные лотки промышленно-ливневой канализации полностью очищены от замазученности и

случайно разлитых нефтепродуктов в радиусе 20 м от места проведения огневых работ, замазученный грунт вывезен на предприятие по утилизации;

- камеры задвижек, смотровые колодцы, гидравлические затворы промышленно-ливневой канализации, расположенные на расстоянии до 20 м от места проведения работ, проверены, плотно закрыты крышками и сверху засыпаны песком слоем не менее 10 см;

- переносные лотки и резиновые шланги, пропитанные нефтепродуктами, убраны с участка, где проводят огневые работы, на расстояние не менее 20 м;

- в зоне производства сварочных работ устанавливается переносной защитный несгораемый экран размером 1х2 м для предупреждения разлетания искр и появления окалины, зазор между экраном и землей недопустим;

- во время проведения огневых работ должен осуществляться непрерывный контроль над состоянием загазованности воздушной среды, в случае повышения содержания горючих веществ огневые работы должны быть немедленно прекращены.

4.4 Монтажные работы

Перед сборкой и сваркой камеры приема-пуска СОД следует произвести визуальный контроль поверхностей камеры и затвора, запорной и распределительной арматуры на отсутствие повреждений, а также очистку полостей и подготовку к сборке. Сборка затвора под сварку должна производиться на внутренних центраторах.

Контроль сварных соединений КПП СОД, монтаж, сварка выполняются в соответствии с действующими нормативными документами.

Все стыковые соединения камеры приема-пуска СОД, в том числе гарантийные сварные швы, швы приварки арматуры подвергаются контролю качества неразрушающими методами в объеме:

- визуальный и измерительный контроль в объеме 100 %;
- радиографический контроль в объеме 100 %;

- ультразвуковой контроль в объеме 100 %.

4.5 Гидравлические испытания на прочность и герметичность

Трубопроводная обвязка с подключенным технологическим оборудованием узлов КПП СОД подвергается испытанию на прочность и проверке на герметичность.

Испытание трубопроводной обвязки узлов КПП СОД производится гидравлическим способом на прочность и герметичность в два этапа.

На 1 этапе трубопроводы подвергают гидравлическому испытанию совместно с камерой давлением в верхней точке $1,25P_{\text{раб}}$, в любой точке – не более наименьшего из $P_{\text{раб}}$ на трубу, арматуру, детали и оборудование в течение 24 часов.

На 2 этапе происходит испытание трубопроводов и оборудования дренажной и газовой воздушной линий.

Отключение участков трубопроводной обвязки должно выполняться следующими способами:

- при проведении 1 этапа испытаний следует использовать заглушки эллиптические по ГОСТ 17379-2001 или днища штампованные;

- при проведении 2 этапа испытаний следует использовать запорную арматуру.

До проведения гидравлического испытания камеры пирема-пуска, до установки заглушек внутренняя полость трубопроводов должна быть продута воздухом для очистки трубопроводов от окалина, а также случайно попавших при строительстве внутрь трубопроводов грунта и различных предметов.

При очистке на 1 этапе выполняются следующие работы:

- установка днищ (заглушек) приварных на торец трубопровода;

- подключение компрессора через временный воздуховод диаметром не менее 100 мм к трубопроводу;

- поочередная продувка трубопроводов узла КПП СОД, при этом для направления потока воздуха в продуваемую линию трубопроводов следует использовать запорную арматуру. Открытие запорной арматуры выполняется на 100 % от полного проходного сечения.

Продувка выполняется компрессором. Производительность продувки определяется таким образом, чтобы скорость движения воздуха в трубопроводе была не менее 1,5 км/ч. Очистка внутренней полости трубопровода считается законченной, если воздух из продуваемого участка трубопровода выходит без примесей грунта.

После окончания продувки клиновые задвижки закрываются на 15 % от полного проходного сечения с продувкой в течение 15 минут для обеспечения продувки и зачистки посадочных пазов затворов клиновых задвижек от механических примесей.

Испытание на прочность: заполнение трубопроводов водой, подъем давления до величины, равной в верхней точке не менее $1,25P_{\text{раб}}$, в нижней точке равным $P_{\text{зав}}$ и выдержка в течение 24 часов.

Испытание на герметичность: снижение давления до $P_{\text{раб}}$ и выдержка на время, достаточное для осмотра, но не менее 12 часов.

В случае выявления дефектов и после их устранения гидравлические испытания проводятся повторно в полном объеме.

Результаты испытаний на прочность и герметичность признаются удовлетворительными, если во время испытания не произошло разрывов, видимых деформаций, падения давления, а в основном металле, сварных швах, разъёмных соединениях и во всех врезках не обнаружено течи и запотевания.

Закачка воды в трубопровод для испытания осуществляется через фильтры, исключающие попадание в полость трубопровода песка, ила, торфа или посторонних предметов из источников водоснабжения. Вода, предназначенная для испытания, должна соответствовать 6 классу чистоты по

ГОСТ 17216 – 2001, содержать не более 200 мг/л взвешенных веществ при размере механических примесей не более 1 мм.

После проведения гидроиспытаний днища, заглушки и патрубки опрессовочных агрегатов должны быть демонтированы. Вновь построенный и гидроиспытанный узел КПП СОД подключается к существующим нефтепроводам путем врезки предварительно гидроиспытанных окатушенных отводов гарантийными монтажными стыками с применением составных, предварительно гидроиспытанных катушек. Гарантийные монтажные стыки должны пройти 100 % визуально-измерительный контроль, 100 % контроль рентгенографическим методом с дублированием 100 % ультразвуковым методом.

5 Модернизация камеры приема-пуска средств очистки и диагностики

В поисках решений для модернизации КПП СОД был произведен патентный поиск, по результатам которого было выбрано следующее оборудование:

- концевой затвор (патент № 2009113071/06) [19];
- запасовочное устройство (патент № 2014141929/05) [20].

5.1 Концевой затвор «Миаскит»

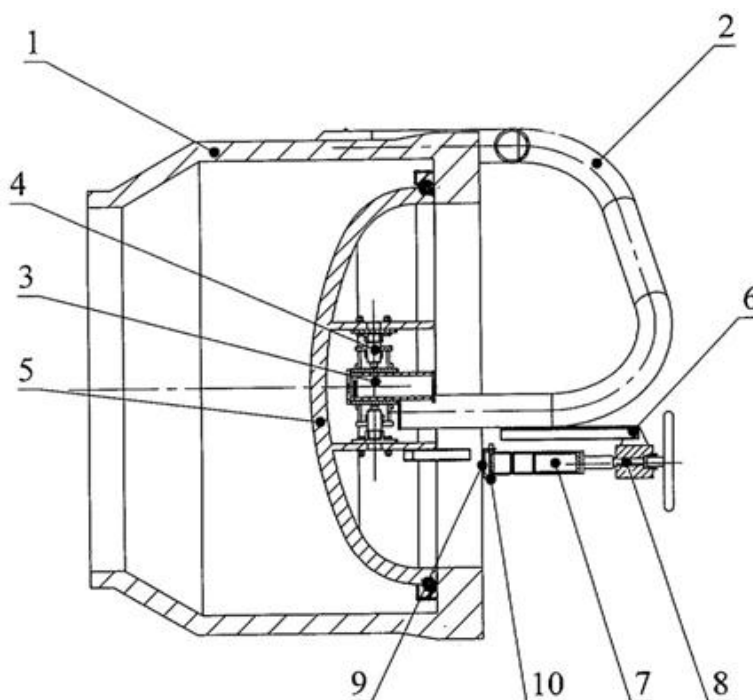
На газо- и нефтепроводах через 30 ... 300 км установлены шлюзовые камеры запуска и приёма устройств для очистки и диагностики трубопроводов. Камеры закрываются крышками – их в нефтегазовой отрасли называют концевыми затворами. Ежегодно происходят десятки мелких и крупных аварий, в том числе и с человеческими жертвами, связанными с ненадежностью и недостаточной безопасностью конструкции применяемых затворов.

В результате проведенных работ АО «ГРЦ Макеева» разработан концевой затвор «Миаскит» для камер запуска и приема внутритрубных устройств, отличающийся исключительной безопасностью и простотой конструкции.

В отличие от хомутовых, секторных и байонетных типов затворов, конструкция затвора «Миаскит» самоуплотняющегося типа, т.е. при воздействии давления жидкости герметизация стыка крышки с корпусом возрастает за счёт поддавливания стыка рабочей жидкостью, вследствие этого конструкция исключает разгерметизацию, травматизм и аварийные последствия при любых ошибочных действиях обслуживающего персонала.

Затвор «Миаскит» существенно безопаснее, надёжнее по герметичности, значительно конструктивно проще и дешевле по стоимости.

Общий вид концевой затвора представлен на рисунке 1.



1 – корпус, 2 – пространственная ферма, 3 – осевой шарнир, 4 – радиальный шарнир, 5 – крышка, 6 – шарнир, прикрепленный к ферме, 7 – узел фиксации, 8 – ходовой винт, 9 – кронштейн, 10 – шкворень

Рисунок 1 – Общий вид концевой затвора «Миаскит»

5.2 Запасовочное устройство

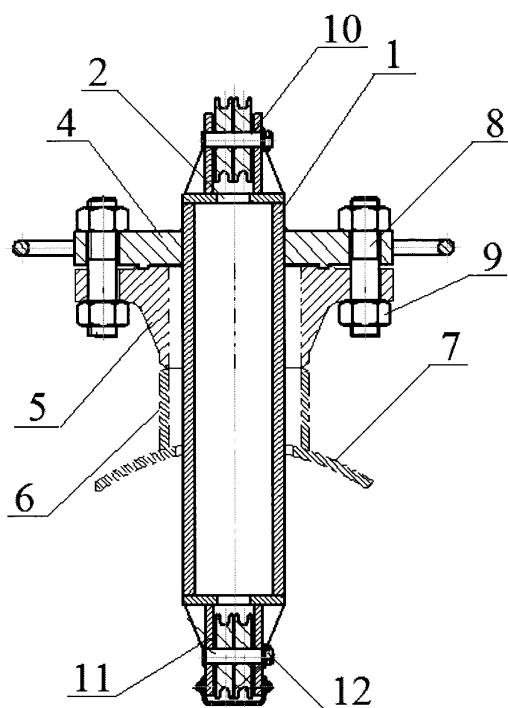
Запасовочное устройство содержит корпус с двумя отверстиями для протягивания гибкого тягового органа и направляющие ролики, жестко прикрепленные к корпусу со стороны отверстий симметрично. Корпус снабжен фланцем, выполненным с возможностью крепления к кронштейну патрубка камеры запуска так, что часть корпуса с одним отверстием располагается внутри патрубка камеры запуска. В отличие от прототипа, направляющие ролики жестко прикреплены к наружной части корпуса.

Закрепление направляющих роликов снаружи корпуса позволяет увеличить возможный диапазон диаметров направляющих роликов, которые могут быть использованы в запасовочном устройстве, что расширяет диапазон возможных нагрузок, на которые рассчитано запасовочное устройство, и его функциональные возможности. Кроме того, расположение направляющих роликов снаружи корпуса упрощает процесс проведения ремонтных работ направляющих роликов.

Каждый направляющий ролик установлен на своей оси и прикреплен к корпусу с помощью проушины, на которой размещена ось. Прουшина, расположенная внутри патрубка камеры запуска, может быть дополнительно снабжена скобой, предназначенной для фиксации положения гибкого тягового органа на направляющем ролике, что уменьшает вероятность выпадания гибкого тягового органа из направляющих роликов.

Детали запасовочного устройства, контактирующие с гибким тяговым органом: направляющие ролики, скоба изготовлены из материалов, исключающих искрообразование, например из бронзы, или из других материалов, исключающих искрообразование.

Общий вид запасовочного устройства представлен на рисунке 2.



1 – корпус, 2 – отверстия для протягивания каната, 3 – направляющие ролики, 4 – фланец, 5 – кронштейн, 6 – патрубок, 7 – камера запуска, 8 – шпилька, 9 – гайка, 10 – ось, 11 – проушина, 12 – винт, 13 – скоба

Рисунок 2 – Общий вид запасовочного устройства

6 Расчет камеры приема-пуска средств очистки и диагностики

Для расчета зададимся следующими исходными данными, представленными в таблице 2.

Характеристики стали согласно ГОСТ 5520-79 «Прокат листовой из углеродистой, низколегированной и легированной стали для котлов и сосудов, работающих под давлением. Технические условия» [22].

Коэффициент условий работы трубопровода и коэффициенты надежности согласно СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы» [23].

Таблица 2 – Исходные данные для расчета

Наименование показателя	Условное обозначение, единица измерения	Значение показателя
Расчетное давление	p , МПа	8,0
Номинальный диаметр КПП СОД	D_H , мм	820
Номинальный диаметр расширенной части камеры	$D_{H \text{ расш}}$, мм	920
Номинальный диаметр технологических патрубков	$D_{H \text{ п}}$, мм	500
Номинальный диаметр патрубков дренажных трубопроводов	$D_{H \text{ др}}$, мм	150
Номинальный диаметр патрубка газовой воздушной линии	$D_{H \text{ гв}}$, мм	50
Номинальный диаметр днища камеры	$D_{H \text{ д}}$, мм	920
Марка стали		09Г2С
Предел текучести	σ_T , Н/мм ²	305
Временное сопротивление	σ_B , Н/мм ²	460
Коэффициент условий работы трубопровода	m	0,825
Коэффициент надежности по материалу	k_1	1,47
	k_2	1,15
Коэффициент надежности по ответственности трубопровода	k_H	1,1
Коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению	n	1,15

6.1 Расчет сопротивлений растяжению и сжатию

Расчетные сопротивления растяжению и сжатию определяются по формулам

$$R_1 = R_1^H \cdot \frac{m}{k_1 \cdot k_H}, \quad (6.1)$$

$$R_2 = R_2^H \cdot \frac{m}{k_2 \cdot k_H}, \quad (6.2)$$

где R_1 , R_2 – расчетные сопротивления металла растяжению и сжатию соответственно, МПа;

R_1^H – нормативное сопротивление растяжению металла труб и сварных соединений, равное минимальному пределу прочности σ_B , МПа;

R_2^H – нормативное сопротивление сжатию металла труб и сварных соединений, равное минимальному пределу текучести σ_T , МПа;

m – коэффициент условий работы трубопровода;

k_1 , k_2 – коэффициенты надежности по материалу;

k_H – коэффициент надежности по назначению трубопровода.

Расчетное сопротивление растяжению по формуле (6.1)

$$R_1 = 460 \cdot \frac{0,825}{1,47 \cdot 1,1} = 234,7 \text{ МПа.}$$

Расчетное сопротивление сжатию по формуле (6.2)

$$R_2 = 305 \cdot \frac{0,825}{1,15 \cdot 1,1} = 198,9 \text{ МПа.}$$

6.2 Расчет толщины стенки камеры

Определим расчетную толщину обечайки по формуле

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 + n \cdot p)}, \quad (6.3)$$

где n – коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению;

p – расчетное давление, МПа;

D_H – номинальный диаметр обечайки, мм;

R_1 – то же, что и в формуле (6.2).

Расчетная толщина обечайки по формуле (6.3)

$$\delta = \frac{1,15 \cdot 8,0 \cdot 10^6 \cdot 820}{2 \cdot (234,7 \cdot 10^6 + 1,15 \cdot 8,0 \cdot 10^6)} = 15,5 \text{ мм.}$$

С учетом прибавки для компенсации коррозии (2 мм) получаем значение $\delta = 17,5$ мм.

Выбираем ближайшее значение по сортаменту, тогда $\delta = 18$ мм.

Выполним проверку по величине нормативного давления, которое определяется по формуле

$$p_H = \frac{2 \cdot \delta \cdot 0,95 \cdot R_2^H}{D_H - 2 \cdot \delta} \geq p, \quad (6.4)$$

где δ – то же, что и в формуле (6.3);

R_2^H – то же, что и в формуле (6.2);

D_H – то же, что и в формуле (6.3);

p – то же, что и в формуле (6.3).

Величина нормативного давления по формуле (6.4)

$$p_n = \frac{2 \cdot 18 \cdot 0,95 \cdot 305}{820 - 2 \cdot 18} = 13,3 \text{ МПа},$$

13,3 ≥ 8,0 МПа – условие выполняется.

6.3 Расчет толщины стенки расширенной части камеры

Определим расчетную толщину обечайки расширенной части камеры по формуле

$$\delta_{\text{расш}} = \frac{n \cdot p \cdot D_{\text{Н расш}}}{2 \cdot (R_1 + n \cdot p)}, \quad (6.5)$$

где n – то же, что и в формуле (6.3);

p – то же, что и в формуле (6.3);

$D_{\text{Н расш}}$ – номинальный диаметр обечайки расширенной части камеры, мм;

R_1 – то же, что и в формуле (6.2).

Расчетная толщина обечайки расширенной части камеры по формуле (6.5)

$$\delta_{\text{расш}} = \frac{1,15 \cdot 8,0 \cdot 10^6 \cdot 920}{2 \cdot (234,7 \cdot 10^6 + 1,15 \cdot 8,0 \cdot 10^6)} = 17,4 \text{ мм.}$$

С учетом прибавки для компенсации коррозии (2 мм) получаем значение $\delta_{\text{расш}} = 19,4$ мм.

Выбираем ближайшее значение по сортаменту, тогда $\delta_{\text{расш}} = 20$ мм.

Выполним проверку по величине нормативного давления, которое определяется по формуле

$$p_{\text{н расш}} = \frac{2 \cdot \delta_{\text{расш}} \cdot 0,95 \cdot R_2^{\text{н}}}{D_{\text{н расш}} - 2 \cdot \delta} \geq p, \quad (6.6)$$

где $\delta_{\text{расш}}$ – то же, что и в формуле (6.5);

$R_2^{\text{н}}$ – то же, что и в формуле (6.2);

$D_{\text{н расш}}$ – то же, что и в формуле (6.5);

p – то же, что и в формуле (6.3).

Величина нормативного давления по формуле (6.6)

$$p_{\text{н расш}} = \frac{2 \cdot 20 \cdot 0,95 \cdot 305}{920 - 2 \cdot 20} = 13,2 \text{ МПа},$$

$13,2 \geq 8,0$ МПа – условие выполняется.

6.4 Расчет толщины стенки технологических патрубков

Определим расчетную толщину стенки технологических патрубков по формуле

$$\delta_{\text{п}} = \frac{n \cdot p \cdot D_{\text{нп}}}{2 \cdot (R_1 + n \cdot p)}, \quad (6.7)$$

где n – то же, что и в формуле (6.3);

p – то же, что и в формуле (6.3);

$D_{\text{нп}}$ – номинальный диаметр стенки технологических патрубков, мм;

R_1 – то же, что и в формуле (6.2).

Расчетная толщина стенки технологических патрубков по формуле (6.7)

$$\delta_n = \frac{1,15 \cdot 8,0 \cdot 10^6 \cdot 500}{2 \cdot (234,7 \cdot 10^6 + 1,15 \cdot 8,0 \cdot 10^6)} = 9,4 \text{ мм.}$$

С учетом прибавки для компенсации коррозии (2 мм) получаем значение $\delta_n = 11,4$ мм.

Выбираем ближайшее значение по сортаменту, тогда $\delta_n = 12$ мм.

Выполним проверку по величине нормативного давления, которое определяется по формуле

$$p_{нп} = \frac{2 \cdot \delta_n \cdot 0,95 \cdot R_2^H}{D_{Hп} - 2 \cdot \delta} \geq p, \quad (6.8)$$

где δ_n – то же, что и в формуле (6.7);

R_2^H – то же, что и в формуле (6.2);

$D_{Hп}$ – то же, что и в формуле (6.7);

p – то же, что и в формуле (6.3).

Величина нормативного давления по формуле (6.8)

$$p_{нп} = \frac{2 \cdot 12 \cdot 0,95 \cdot 305}{500 - 2 \cdot 12} = 14,6 \text{ МПа,}$$

$14,6 \geq 8,0$ МПа – условие выполняется.

6.5 Расчет толщины стенки патрубков газозвоздушной линии

Определим расчетную толщину стенки патрубков газозвоздушной линии по формуле

$$\delta_{\text{ГВ}} = \frac{n \cdot p \cdot D_{\text{НГВ}}}{2 \cdot (R_1 + n \cdot p)}, \quad (6.11)$$

где n – то же, что и в формуле (6.3);

p – то же, что и в формуле (6.3);

$D_{\text{НГВ}}$ – номинальный диаметр стенки патрубков газовоздушной линии, мм;

R_1 – то же, что и в формуле (6.2).

Расчетная толщина стенки патрубков газовоздушной линии по формуле (6.11)

$$\delta_{\text{ГВ}} = \frac{1,15 \cdot 8,0 \cdot 10^6 \cdot 50}{2 \cdot (234,7 \cdot 10^6 + 1,15 \cdot 8,0 \cdot 10^6)} = 0,9 \text{ мм.}$$

С учетом прибавки для компенсации коррозии (2 мм) получаем значение $\delta_{\text{ГВ}} = 2,9$ мм.

Согласно РД 75.180.00-КТН-057 – 12 «Нормы проектирования узлов запуска, пропуска и приема средств очистки и диагностики магистральных нефтепроводов», минимальная расчетная толщина стенки трубы номинальным диаметром $D_{\text{Н}} = 50$ мм, изготовленной из стали 09Г2С, при $p = 8,0$ МПа для I категории трубопроводов составляет $\delta_{\text{min}} = 4$ мм [24].

Так как расчетное значение толщины стенки получилось меньше минимально допустимого, принимаем $\delta_{\text{ГВ}} = 4$ мм.

Выполним проверку по величине нормативного давления, которое определяется по формуле

$$p_{\text{н гв}} = \frac{2 \cdot \delta_{\text{гв}} \cdot 0,95 \cdot R_2^{\text{н}}}{D_{\text{н гв}} - 2 \cdot \delta} \geq p, \quad (6.12)$$

где $\delta_{\text{гв}}$ – то же, что и в формуле (6.11);

$R_2^{\text{н}}$ – то же, что и в формуле (6.2);

$D_{\text{н гв}}$ – то же, что и в формуле (6.11);

p – то же, что и в формуле (6.3).

Величина нормативного давления по формуле (6.12)

$$p_{\text{н гв}} = \frac{2 \cdot 4 \cdot 0,95 \cdot 305}{50 - 2 \cdot 4} = 55,2 \text{ МПа},$$

$55,2 \geq 8,0$ МПа – условие выполняется.

6.6 Расчет толщины стенки днища камеры

Определим расчетную толщину стенки днища камеры по формуле

$$\delta_{\text{д}} = \frac{n \cdot p \cdot D_{\text{нд}}}{2 \cdot (R_1 + n \cdot p)}, \quad (6.13)$$

где n – то же, что и в формуле (6.3);

p – то же, что и в формуле (6.3);

$D_{\text{нд}}$ – номинальный диаметр стенки днища камеры, мм;

R_1 – то же, что и в формуле (6.2).

Расчетная толщина стенки днища камеры по формуле (6.13)

$$\delta_{\text{д}} = \frac{1,15 \cdot 8,0 \cdot 10^6 \cdot 920}{2 \cdot (234,7 \cdot 10^6 + 1,15 \cdot 8,0 \cdot 10^6)} = 17,4 \text{ мм}.$$

С учетом прибавки для компенсации коррозии (2 мм) получаем значение $\delta_d = 19,4$ мм.

Выбираем ближайшее значение по сортаменту, тогда $\delta_d = 20$ мм.

Выполним проверку по величине нормативного давления, которое определяется по формуле

$$p_{нд} = \frac{2 \cdot \delta_d \cdot 0,95 \cdot R_2^H}{D_{нд} - 2 \cdot \delta} \geq p, \quad (6.14)$$

где δ_d – то же, что и в формуле (6.13);

R_2^H – то же, что и в формуле (6.2);

$D_{нд}$ – то же, что и в формуле (6.13);

p – то же, что и в формуле (6.3).

Величина нормативного давления по формуле (6.14)

$$p_{нд} = \frac{2 \cdot 20 \cdot 0,95 \cdot 305}{920 - 2 \cdot 20} = 13,2 \text{ МПа},$$

$13,2 \geq 8,0$ МПа – условие выполняется.

7 Экономический расчет затрат на проведение замены затвора

В экономической части выпускной квалификационной работы рассчитываются затраты по замене затвора камеры пуска-приема средств очистки и диагностики магистрального нефтепровода.

Камера пуска-приема является потенциально опасным объектом, так как в процессе пропуска очистных устройств работает под избыточным внутренним давлением паров нефти магистрального нефтепровода. Возможные отказы связаны с нарушениями условий эксплуатации и дефектами элементов

концевого затвора, образовавшимися при монтаже и возникшими при эксплуатации.

В выпускной квалификационной работе предлагается совершить плановые работы, связанные с заменой устаревшего затвора на новый концевой затвор «Миаскит», что в свою очередь повлечет уменьшение затрат по трудоемкости, экологичности и травмобезопасности.

7.1 Затраты на проведение замены

Для определения экономического эффекта замены концевого затвора проведем расчет затрат и сравним полученные результаты с затратами на обслуживание существующих затворов.

Затраты на проведение мероприятий по замене затвора КПП СОД МН связаны с приобретением оборудования и проведением строительно-монтажных работ определим по формуле

$$K_m = K_{\text{смп}} + K_{\text{об}}, \quad (7.1)$$

где K_m – общие затраты, руб.;

$K_{\text{смп}}$ – затраты на проведение строительно-монтажных работ, руб.;

$K_{\text{об}}$ – затраты на приобретение оборудования и расходных материалов, руб.

Стоит отметить, что организация, эксплуатирующая магистральный нефтепровод обладает широкой материально-технической базой. Таким образом, ремонт проводится персоналом и силами компании без привлечения сторонних организаций и аренды какой-либо техники. Затраты на проведение замены затвора сведем в таблицу 3.

Таблица 3 – Затраты на проведение замены затвора

п/п.	Наименование глав, объектов, работ и затрат	Сметная стоимость по замене затвора, тыс. руб.
1	Организационно-технические мероприятия Подготовительные работы	
1.1	Подготовка документации	8
Итого по п.1:		8
2	Подготовительные работы	
2.1	Подготовка оборудования, инструментов, материалов	6,7
2.2	Проверка связи	6,8
Итого по п.2:		13,5
3	Технологические переключения на линейной части	3
Итого по п.3:		3
4	Прочие работы и затраты	27,7
Итого:		52,2

Стоимость замены затвора включает в себя:

- затраты на электроэнергию;
- затраты на оплату труда;
- отчисления на страховые взносы;
- амортизационные отчисления;
- прочие расходы.

Затраты на электроэнергию вычислим по формуле

$$P_{э} = T_{э} \cdot Q, \quad (7.2)$$

где $P_{э}$ – плата за электроэнергию, руб.;

$T_{э}$ – тариф за электроэнергию (3,35 руб/кВт ч);

Q – потребление электроэнергии (1800 кВт).

Затраты на электроэнергию определим подставив значения в формулу (7.2)

$$P_э = 3,35 \cdot 1800 = 6030 \text{ руб.}$$

Затраты на электроэнергию в год составят 6030 рублей. При новом варианте затраты на электроэнергию не изменятся.

7.1.1 Расчет затрат на оплату труда

Для расчета фонда заработной платы необходимо определиться с персоналом, осуществляющим работы по замене затвора КПП СОД магистрального трубопровода. Ориентировочная продолжительность замены затворов – 12 часов.

Рассчитаем фонд заработной платы бригады. На предприятии принята пятидневная рабочая неделя с рабочей сменой по 8 часов. Таким образом, замена проводится за 2 рабочие смены. Учтем, что в среднем, в году 253 рабочих дня. Расчет фонда заработной платы занесем в таблицу 4.

Таблица 4 – Расчет фонда заработной платы.

Категория персонала	Количество	Заработная плата (месячная), руб.	Итого за 12 часов, руб.
Мастер ЛАЭС	2	50000	10909
Линейный трубопроводчик	4	40000	17455
Водитель	2	40000	8727
Электромонтер	2	40000	8727
Автокрановщик	2	45000	9818
Сварщик	1	42000	4582
Итого:	13		60218

Расчет месячной заработной платы производится по формуле

$$\Phi ЗП = ЗП + ЗП_{\text{рк}} + ЗП_{\text{сн}}, \quad (7.3)$$

где $\Phi ЗП$ – фонд заработной платы, руб.;

$ЗП$ – месячная заработная плата, руб.;

$ЗП_{\text{рк}}$ – районный коэффициент (30 % от $ЗП$);

$ЗП_{\text{сн}}$ – северная надбавка (30 % от $ЗП$).

Рассчитаем месячную заработную плату, подставив значения в формулу (7.3)

Мастер ЛАЭС

$$\Phi ЗП = 50000 + 15000 + 15000 = 80000 \text{ руб.},$$

$$\text{Итого за замену} = \frac{80000}{22 \cdot 8} \cdot 12 \cdot 2 = 10909 \text{ руб.}$$

Линейный трубопроводчик

$$\Phi ЗП = 40000 + 12000 + 12000 = 64000 \text{ руб.},$$

$$\text{Итого за замену} = \frac{64000}{22 \cdot 8} \cdot 12 \cdot 4 = 17455 \text{ руб.}$$

Водитель

$$\Phi ЗП = 40000 + 12000 + 12000 = 64000 \text{ руб.},$$

$$\text{Итого за замену} = \frac{64000}{22 \cdot 8} \cdot 12 \cdot 2 = 8727 \text{ руб.}$$

Электромонтер

$$\Phi ЗП = 40000 + 12000 + 12000 = 64000 \text{ руб.},$$

$$\text{Итого за замену} = \frac{64000}{22 \cdot 8} \cdot 12 \cdot 2 = 8727 \text{ руб.}$$

Автокрановщик

$$\Phi ЗП = 45000 + 13500 + 13500 = 72000 \text{ руб.},$$

$$\text{Итого за замену} = \frac{72000}{22 \cdot 8} \cdot 12 \cdot 2 = 9818 \text{ руб.}$$

Сварщик

$$\Phi ЗП = 42000 + 12600 + 12600 = 67200 \text{ руб.},$$

$$\text{Итого за замену} = \frac{67200}{22 \cdot 8} \cdot 12 = 4582 \text{ руб.}$$

7.1.2 Расчет страховых взносов

Базой для расчета страховых взносов является фонд заработной платы.

Ставка для расчета налога составляет 30 %.

Расчет страховых взносов производится по формуле

$$ЗСН = \Phi ЗП \cdot 30\%, \tag{7.4}$$

где $ЗСН$ – величина страхового взноса, руб.;

$\Phi ЗП$ – общий фонд заработной платы ($\Phi ЗП = 60218$ руб.).

Определим величину страховых взносов, подставив значения в формулу (7.4)

$$ЗСН = 60218 \cdot 30\% = 18065 \text{ руб.}$$

Затраты на материалы для модернизации камер пуска и приема сведем в таблицу 5.

Таблица 5 – Затраты на материалы для модернизации КПП

п/п	Наименование глав, объектов, работ и затрат	Количество	Стоимость, руб.
1	Материалы		
1.1	Концевой затвор «Миаскит» Ду 800	1	984000
1.2	Огнепреградители ОП50-АА	2	2448
	Итого:	-	986448

Заработная плата сварщика 42000 руб., ему необходимо 3 рабочих смены для сварки конструкции.

Сварщик

$$\Phi ЗП = 42000 + 12600 + 12600 = 67200 \text{ руб.},$$

$$\text{Итого} = \frac{67200}{22 \cdot 8} \cdot 12 = 4582 \text{ руб.}$$

Линейным трубопроводчикам под руководством мастера ЛАЭС необходима 1 рабочая смена для монтажа и испытаний сваренной конструкции.

Мастер ЛАЭС

$$\Phi ЗП = 50000 + 15000 + 15000 = 80000 \text{ руб.}$$

$$\text{Итого} = \frac{80000}{22 \cdot 8} \cdot 12 = 5455 \text{ руб.}$$

Линейный трубопроводчик

$$\PhiЗП = 40000 + 12000 + 12000 = 64000 \text{ руб.},$$

$$\text{Итого} = \frac{64000}{22 \cdot 8} \cdot 12 \cdot 2 = 8727 \text{ руб.}$$

Затраты на строительные-монтажные работы сведем в таблицу 6.

Таблица 6 – Затраты на строительные-монтажные работы

Категория персонала	Количество	Заработная плата (месячная), руб.	Итого, руб.
Мастер ЛАЭС	1	50000	5455
Линейный трубопроводчик	2	40000	8727
Сварщик	1	42000	4582
Итого:	4		18764

7.1.3 Амортизационные отчисления

В выпускной квалификационной работе затраты на амортизацию рассчитываются линейным методом, исходя из первоначальной стоимости объекта основных средств и срока эксплуатации.

Для расчета амортизационных отчислений необходимо помнить, что к амортизируемому имуществу относятся основные средства со сроком службы более 12 месяцев и стоимостью более 40000 руб. По остальным основным средствам амортизация не начисляется, они в полном объеме списываются на издержки производства.

Принимаем, что смонтированное оборудование относится к основным средствам, тогда рассчитаем сумму амортизационных отчислений за время проведения замены 12 часов или 2 рабочих смен.

Кроме того, сведем в таблицу расчет амортизационных отчислений на другие основные средства, используемые в процессе модернизации КПП СОД.

Сумма амортизационных отчислений по каждому виду основных средств за год рассчитывается по формуле

$$AO = \frac{C_{OC} \cdot H_A}{100}, \quad (7.5)$$

где AO – сумма амортизационных отчислений, руб.;

C_{OC} – первоначальная стоимость основного средства. руб.;

H_A – годовая норма амортизационных отчислений, руб.

Годовая норма амортизационных отчислений рассчитывается по формуле

$$H_A = \frac{100}{T_A}, \quad (7.6)$$

где H_A – то же, что и в формуле (7.5);

T_A – амортизационный период, лет.

Данные расчета амортизационных отчислений занесем в таблицу 7.

Таблица 7 – Расчет амортизационных отчислений

Виды основных средств	Количество, шт	Стоимость единицы, без НДС руб.	Срок эксплуатации, лет	Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизационных отчислений, руб.
Рабочие машины и оборудование					
Концевой затвор «Миаскит»	1	984000	30	3,33	65633

Окончание табл. 7.

Виды основных средств	Количество, шт	Стоимость единицы, без НДС руб.	Срок эксплуатации, лет	Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизационных отчислений, руб.
Итого:		984000	-	-	65633
Рабочие машины и оборудование					
Концевой затвор «Миаскит»	1	984000	30	3,33	65633
Итого:		984000	-	-	65633
Неамортизируемые основные средства (стоимостью менее 40 тыс. руб.)					
Огнетушитель углекислотный ОУ-2	4	672	-	-	-
Огнепреградители ОП50-АА	2	2488			
Итого:		3160	-	-	-
Всего:		987160			65633

Вывод: расчет амортизационных отчислений при существующем оборудовании показал, что стоимость единиц без НДС составляет 987160 руб. и сумма амортизационных отчислений за год составляет 65633 руб.

7.1.4 Затраты на материалы

Таблица 8 – Расчет затрат на материалы

Виды основных средств	Количество, шт	Стоимость единицы, без НДС руб.	Сумма, руб.
Асбестовое полотно 2х2м	1	1700	1700
Страховочный пояс с тросом	2	1064	2128
Специальная одежда	10	700	7000

Окончание табл. 8.

Виды основных средств	Количество, шт	Стоимость единицы, без НДС руб.	Сумма, руб.
Комплект знаков КЗО-2	1	1980	1980
Комплект из 4-х строп	1	4500	4500
Итого:			17308

7.1.5 Затраты на модернизацию

Занесем в таблицу 9 необходимые затраты на модернизацию затворов КПП СОД.

Таблица 9 – Затраты на модернизацию затворов КПП СОД

п/п.	Наименование глав, объектов, работ и затрат	Сметная стоимость модернизации затворов, тыс.руб.
1	2	3
1	Организационно-технические мероприятия	8
2	Подготовительные работы	13,5
3	Технологические переключения на линейной части	3
4	Прочие работы и затраты	52,2
5	Фонд заработной платы	60,2
6	Страховые взносы	18,1
7	Оборудование и материалы	987,2
8	Амортизационные отчисления	65,6
	Итого:	1207,8

Таким образом, затраты на модернизацию затвора КПП СОД составят 1207,8 тыс. руб.

7.2 Расчет экономического эффекта от модернизации затвора

Расчет экономического эффекта от проведения модернизации, проведем путем сравнения трудозатрат на эксплуатацию затворов. Примем во внимание, что в среднем для трубопроводов со сроком эксплуатации более 20 лет производится около 15 запусков и приемов средств очистки и диагностики в месяц.

7.2.1 Затраты при использовании существующего затвора

Время открытия/закрытия существующих затворов камер пуска и приема СОД определим по формуле:

$$T = 15 \cdot 2t, \quad (7.7)$$

где T – время открытия/закрытия затвора за месяц, мин.;

t – время открытия/закрытия затвора ($t = 20$ мин).

Рассчитаем время открытия/закрытия затвора, подставив значения в формулу (7.7)

$$T = 15 \cdot 2 \cdot 20 = 600 \text{ мин.}$$

Что составляет 10 часов в месяц.

Состав бригады, осуществляющий очистку магистрального трубопровода, состоит из мастера ЛАЭС, 2 линейных трубопроводчиков и автокрановщика.

Рассчитаем заработную плату бригады за 1 час работы по формуле

$$ЗП_{\text{час}} = \frac{\Phi ЗП}{253}, \quad (7.8)$$

где $ЗП_{\text{час}}$ – заработная плата за час работы, руб.;

$\Phi ЗП$ – то же, что в формуле (7.3).

Определим заработную плату бригады за 1 час работы, подставив значения в формулу (7.8)

Мастер ЛАЭС

$$\Phi ЗП = 50000 + 15000 + 15000 = 80000 \text{ руб.},$$

$$ЗП_{\text{час}} = \frac{80000}{253} = 316,2 \text{ руб.}$$

Линейный трубопроводчик

$$\Phi ЗП = 40000 + 12000 + 12000 = 64000 \text{ руб.},$$

$$ЗП_{\text{час}} = \frac{64000}{253} \cdot 2 = 505,9 \text{ руб.}$$

Автокрановщик

$$\Phi ЗП = 45000 + 13500 + 13500 = 72000 \text{ руб.},$$

$$ЗП_{\text{час}} = \frac{72000}{253} = 284,6 \text{ руб.}$$

Таким образом общая сумма заработной платы за час работы бригады составляет 1106,7 руб., соответственно за 10 часов работы бригада получит

11067 руб. То есть затраты на открытие/закрытие существующего затвора составляют 11067 руб. в месяц.

7.2.2 Затраты при использовании модернизированного затвора

Время открытия/закрытия модернизированного затвора КПП СОД за месяц определим по формуле (7.7). Время открытия/закрытия модернизированного затвора составляет $t = 5$ мин.

$$T = 15 \cdot 2 \cdot 5 = 150 \text{ мин.}$$

Это составляет 2,5 час в месяц.

То есть. затраты на открытие/закрытие модернизированного затвора составляют 2766,8 руб. в месяц.

Рассчитаем экономию в месяц после модернизации затвора по формуле

$$\mathcal{E}_{\text{мес}} = \mathcal{Z}_{\text{д}} - \mathcal{Z}_{\text{м}}, \quad (7.9)$$

где $\mathcal{E}_{\text{мес}}$ – экономия средств в месяц, руб.;

$\mathcal{Z}_{\text{д}}$ – затраты при действующем затворе, руб.;

$\mathcal{Z}_{\text{м}}$ – затраты при модернизированном затворе, руб.

Рассчитаем экономию в месяц, подставив значения в формулу (7.9)

$$\mathcal{E}_{\text{мес}} = 11067 - 2766,8 = 8300,2 \text{ руб.}$$

Таким образом, экономия за год составит

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = 8300,2 \cdot 12 = 99602,4 \text{ руб.}$$

Вывод: предлагаемый затвор не только позволит сократить потери времени на открытие/закрытие камер, что сэкономит средства компании, но также обеспечит высокую травмобезопасность проводимых работ. Таким образом, экономический эффект от модернизации затвора КПП СОД является очевидным и проект можно считать успешным.

8 Безопасность жизнедеятельности

В Российской Федерации охраняются труд и здоровье людей, Каждый имеет право на труд в условиях, отвечающих требованиям безопасности и гигиены [9].

Государственное управление охраной труда осуществляется Правительством Российской Федерации непосредственно или по его поручению федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере труда, а также другими федеральными органами исполнительной власти в пределах их полномочий. Государство гарантирует работникам защиту их права на труд в условиях, соответствующих требованиям охраны труда. На работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением, работникам бесплатно выдаются сертифицированная специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты, а также смывающие и (или) обезвреживающие средства в соответствии с типовыми нормами, которые устанавливаются в порядке, определяемом Правительством Российской Федерации. Работодатель за счет своих средств обязан в соответствии с установленными нормами обеспечивать своевременную выдачу специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты, а также их хранение, стирку, сушку, ремонт и замену [10].

Безопасность – это такое состояние жизнедеятельности, при котором с определенной вероятностью исключается причинение ущерба здоровому человеку. Данное состояние достигается с помощью определенного механизма управляющих воздействий на те факторы, от которых зависят условия безопасности жизнедеятельности. Так как рассматриваемый мной объект, буровая установка, является опасным производственным объектом рассмотрим основные определения.

Промышленная безопасность опасных производственных объектов - состояние защищенности жизненно важных интересов личности и общества от аварий на опасных производственных объектах и последствий указанных аварий; Требования промышленной безопасности – условия, запреты, ограничения и другие обязательные требования, содержащиеся в настоящем Федеральном законе, других федеральных законах и иных нормативных правовых актах Российской Федерации, а также в нормативных технических документах, которые принимаются в установленном порядке и соблюдение которых обеспечивает промышленную безопасность. Требования промышленной безопасности должны соответствовать нормам в области защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций, санитарно-эпидемиологического благополучия населения, охраны окружающей природной среды, экологической безопасности, пожарной безопасности, охраны труда, строительства, а также требованиям государственных стандартов [11].

8.1 Опасные и вредные производственные факторы

Магистральный нефтепровод является сложной многофункциональной системой повышенной опасности. В связи с этим работники подвержены воздействию следующих опасных и вредных производственных факторов:

- движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования;

- повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, нефтепродуктов;
- повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;
- повышенный уровень шума на рабочем месте;
- повышенный уровень вибрации;
- повышенная или пониженная влажность воздуха;
- повышенная или пониженная подвижность воздуха;
- повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека;
- повышенный уровень статического электричества;
- недостаточная освещенность рабочей зоны;
- расположение рабочего места на значительной высоте (глубине) относительно поверхности земли;
- биологический (гноус, клещи и др.).

8.2 Санитарно-гигиенические требования к помещению и размещению используемого оборудования

Таблица 10 – Фактическое состояние условий труда на рабочем месте

№ п/п	Код фактора	Наименование производственного фактора, единица измерения	ПДУ, ПДУ, допустимый уровень	Дата проведенного измерения	Фактический уровень производственного фактора	Величина отклонения	Класс условий труда, степень вредности и опасности	Продолжительность воздействия
1	5.00	Тяжесть трудового процесса		10.03.17		-	3.1	1
2	5.00	Напряженность трудового процесса		10.03.17		-	2	1
3	4.50	Шум, дБА	80	10.03.17	78	-	3.2	1
4	4.62	Температура, С°	20	10.03.17	23	-	2	1

Окончание табл. 10.

№ п/п	Код фактора	Наименование производственного фактора, единица измерения	ПДК, ПДУ, допустимый уровень	Дата проведенного измерения	Фактический уровень производственного фактора	Величина отклонения	Класс условий труда, степень вредности и опасности	Продолжительность воздействия
5	4.64	Влажность, %	35	10.03.17	47	-	2	1
6	4.63	Скорость движения воздуха, м/с	0,1	10.03.17	0,1	-	2	1
7	4.68	Освещенность, лк	300	10.03.17	400	2	2	0,5
8	4.67	КЕО, %	0,6	10.03.17	1,3	-	2	0,5
9	4.66	ТНС, С	21	10.03.17	15,4	-	2	0,8
10	4.65	Тепловое излучение, Вт/см ²	140	10.03.17	1039	-	3.1	0.8
11	2.00	Вредные химические вещества в воздухе рабочей зоны, мг/м ³	2	10.03.17	0,3	7	2	

8.3 Обеспечение безопасности технологического процесса

8.3.1 Искусственное освещение

Правильно выполненное освещение цеха по техническому обслуживанию, эксплуатации и ремонту трубопроводов способствует повышению эффективности и безопасности слесарных работ, снижает травматизм и утомляемость, сохраняет высокую работоспособность.

Для того чтобы не допустить повышения уровня травматизма, рассеянности, низкой продуктивности работы и несоответствием освещения рабочих мест, необходимо рассчитать систему освещения в помещении цеха ЦТОЭиРТ.

8.3.2 Расчет искусственного освещения

Расчет системы освещения цеха должен соответствовать санитарным нормам и должен быть выполнен в соответствии с СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200 – 03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов».

Искусственное освещение подразделяют на комбинированное, местное и общее.

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

Согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200 – 03 уровень освещения должен соответствовать нормам: 300-500 лк. Для расчета берём минимальный уровень освещения $E_n = 300$ лк.

Проведем расчет искусственного освещения цеха. Для расчета используем исходные данные: ширина цеха – $A = 25$ м; длина цеха – $B = 50$ м; содержание пыли в воздухе менее 1 мг/м^3 ; коэффициент отражения от потолка 50; коэффициент отражения от стен 30.

Расчет высоты подвеса светильников по формуле

$$H_c = H - h_c - h_p, \quad (8.1)$$

где H_c – высота подвеса светильников над рабочим местом, м;

H – высота помещения, м;

$h_c = 0,2 \cdot (H - h_p)$ – расстояние от потолка до нижней кромки светильника (свес), м;

$h_p = 0,8$ м – высота рабочей поверхности от пола.

$$h_c = 0,2 \cdot (5 - 0,8) = 0,84 \text{ м},$$

$$H_c = 5 - 0,8 - 0,84 = 3,36 \text{ м.}$$

Наибольшее расстояние между светильниками из условия равномерности освещения при расположении светильников в прямоугольном порядке

$$L = 3,36 \cdot 2 = 6,72 \text{ м.}$$

Наибольшее расстояние между светильниками из условия равномерности освещения при расположении светильников в шахматном порядке

$$L = 3,36 \cdot 2,5 = 8,4 \text{ м.}$$

Необходимое минимальное количество светильников

$$N = \frac{S}{L^2} = \frac{A \cdot B}{L^2}, \quad (8.2)$$

где A, B – ширина, длина цеха (соответственно), м.

$$N = \frac{25 \cdot 50}{6,72^2} = 28 \text{ шт.}$$

Принимаем $N = 28$ шт, светильники расположены в пять рядов по шестнадцать светильников.

Необходимый световой поток одной лампы

$$F_{\text{л}} = \frac{E_{\text{н}} \cdot S \cdot K_3 \cdot Z}{\eta \cdot N}, \quad (8.3)$$

где $F_{\text{л}}$ – необходимый световой поток одной лампы, лк;

E_n – минимальная нормируемая освещенность, зависящая от разряда зрительных работ, характеристик контраста и фона, лк;

S – площадь помещения, м²;

$K_3 = 1,5$ – коэффициент запаса;

Z – коэффициент, учитывающий неравномерность освещения поверхностей, расположенных под светильниками и между ними (принимается в пределах 1,15–1,3);

η – коэффициент использования светового потока, принимается в зависимости от индекса помещения;

N – количество светильников, шт.

Индекс помещения зависит от высоты и формы помещения. Так, для прямоугольных помещений он рассчитывается по формуле

$$i = \frac{A \cdot B}{H_c \cdot (A + B)}, \quad (8.4)$$

$$i = \frac{25 \cdot 50}{3,36 \cdot (25 + 50)} = 2,98.$$

По рассчитанному индексу помещения и коэффициентам отражения принимаем $\eta = 55\%$.

$$F_{л} = \frac{200 \cdot 25 \cdot 50 \cdot 1,5 \cdot 1,2}{55 \cdot 28} = 356,42 \text{ лм.}$$

По рассчитанному значению необходимого светового потока принимаем тип лампы НБ-40, $F = 400$ лм.

После вычисления светового потока подбирают тип лампы с фактическим световым потоком $F_{ф}$. Определяют процент отклонения от необходимого светового потока

$$\Delta = \frac{F_{\phi} - F_{л}}{F_{\phi}}, \quad (8.5)$$

$$\Delta = \frac{400 - 356,42}{400} \cdot 100 = 10,8 \%$$

В случае непревышения отклонением 15 % выбор считается допустимым, что полностью соответствует расчетам.

Затраты электроэнергии на освещение, Вт, находятся умножением количества ламп на мощность одной лампы

$$З = 28 \cdot 10 = 280 \text{ Вт.}$$

В рабочих помещениях следует применять систему общего освещения. Светильники с люминесцентными лампами располагаются параллельно светонесущей стене на расстоянии 1,2 м от наружной стены и на расстоянии 1,5 м от внутренней.

8.3.3 Пожарная безопасность на объекте

Так как на объекте существует риск возгорания горюче-смазочных материалов, для объекта должны быть разработаны специальные правила пожарной безопасности, отражающие специфику их эксплуатации и учитывающие пожарную опасность. Указанные специальные правила пожарной безопасности должны быть согласованы с органами государственного пожарного надзора в установленном порядке. На объекте должны быть разработаны инструкции о мерах пожарной безопасности для каждого взрывопожароопасного и пожароопасного участка (мастерской, цеха и т.п.) Все работники организаций должны допускаться к работе только после прохождения противопожарного инструктажа, а при изменении специфики

работы проходить дополнительное обучение по предупреждению и тушению возможных пожаров в порядке, установленном руководителем. Руководители организаций или индивидуальные предприниматели имеют право назначать лиц, которые по занимаемой должности или по характеру выполняемых работ в силу действующих нормативных правовых актов и иных актов должны выполнять соответствующие правила пожарной безопасности, либо обеспечивать их соблюдение на определенных участках работ [19].

На рассматриваемом объекте есть опасность воспламенения горюче-смазочных материалов, а также жидкообразных и газообразных углеводородов, а значит должны быть применены меры защиты от подобных происшествий:

- работники должны проходить специальный инструктаж, обучение по предупреждению возможных пожаров.

- на каждом участке должен быть огнетушитель ОХП-10 (огнетушитель химический пенный), ОУ-10 (огнетушитель углекислотный), а также порошковыми огнетушитель, ящиками с песком, носилками, лопатами, кошмой, шлангами паровыми, лафетными стволами водяного пожаротушения. Тушить огнетушителем ОХП-10 неотключенные электрические сети и оборудование строго запрещено во избежание поражения электрическим током. Для тушения небольших очагов загорания применяется так же песок. Песок должен быть сухим [20].

8.3.4 Травмобезопасность на объекте

Травмобезопасность – свойство рабочих мест соответствовать требованиям безопасности труда, исключающим травмирование работающих в условиях, установленных нормативно-правовыми актами.

Травмобезопасность рабочих мест обеспечивается исключением повреждений частей тела человека, которые могут быть получены в результате воздействия движущихся предметов, механизмов или машин, а также неподвижными их элементами на рабочем месте (при механическом

воздействию). Такими предметами являются: зубчатые, цепные, клиноременные передачи, кривошипные механизмы, подвижные столы, вращающиеся детали, органы управления, а также повреждения, полученные при падениях. Падения подразделяются на два вида: падения на человека различных предметов и падения человека в результате проскальзывания, запинания, падения с высоты или внезапного ухудшения здоровья.

Травмобезопасность рабочего места по результатам проведенной аттестации оценивается по одному из трех классов опасности:

первый – оптимальные условия труда (полное соответствие производственного оборудования, инструментов, приспособлений, средств обучения и инструктажа нормативным требованиям);

второй – допустимые условия труда (допускается отклонение от требований безопасности в конструкциях средств защиты, не влияющее на их функциональное назначение, эксплуатация объектов после окончания сроков службы);

третий – опасные условия труда (при отсутствии или неисправности средств защиты на производственном оборудовании, неисправности или несоответствии технологическому процессу используемых приспособлений и инструментов, отсутствии или несовершенстве инструкций по охране труда, отсутствии удостоверений (протоколов) о проверке знаний руководителей и специалистов, связанных с организацией и проведением работы непосредственно на производственных участках, протоколов о проверке знаний по безопасности труда рабочих, связанных с выполнением работ или обслуживанием объектов (установок, оборудования) повышенной опасности, а также объектов, подконтрольных органам государственного надзора, когда не проводятся и не регистрируются инструктажи на рабочем месте, не оформлен допуск к работам (оборудованию) повышенной опасности.

Аттестации по условиям труда подлежат все имеющиеся в организации рабочие места. Сроки проведения аттестации устанавливаются организацией

исходя из изменения условий и характера труда, но не реже одного раза в 5 лет с момента проведения последних измерений.

Для того чтобы обезопасить персонал от повреждений необходимо:

- допускать к работе только персонал, прошедших специальный инструктаж;

- снабжать персонал всеми необходимыми средствами индивидуальной защиты.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе предложена модернизация камеры приема-пуска средств очистки и диагностики магистрального нефтепровода, включающая в себя замену существующего затвора камеры на концевой затвор камеры запуска и приема внутритрубных устройств магистральных трубопроводов «Миаскит».

В конструкторско-технологической части выпускной квалификационной работы разработана конструкция и произведен расчет модернизированного затвора камеры приема-пуска средств очистки и диагностики.

В разделе безопасность жизнедеятельности были описаны опасные и вредные факторы производства, а также решены вопросы пожарной безопасности и травмобезопасности на производственном объекте.

В экономической части произведен расчет затрат на замену концевого затвора, показавший снижение трудоемкости в эксплуатации камеры приема-пуска средств очистки и диагностики при использовании модернизированного затвора.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- СОД – средство очистки и диагностики;
НПС – нефтеперекачивающая станция;
КПП – камера приема-пуска;
ЛЧ – линейная часть;
НП – нефтепровод;
МН – магистральный нефтепровод;
ВИП – внутритрубный инспекционный прибор;
УПС – узел подключения станций;
РНУ – районное нефтепроводное управление.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Средства очистки и диагностики [Электронный ресурс] // Энциклопедия технологий «ПАО Транснефть». – Режим доступа: <http://discoverrussia.interfax.ru>.

2 ОР 13.01-60.30.00-КТН-012-1 – 01 Регламент планирования работ по проведению очистки внутренней полости магистральных нефтепроводов ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ» специальными очистными устройствами (скребками) Введ. впервые; дата введ. 02.11.2001. М.: ГУП Издательство "Нефть и газ", 2001.

3 ГОСТ 11851 – 85 Нефть. Метод определения парафина. Взамен ГОСТ 11851-66; дата введ. 01.01.1986. М.: ИПК Издательство стандартов, 1986.

4 СНиП III-42 – 80 Магистральные трубопроводы. Введ. впервые; дата введ. 16.05.1980. : ФГУП ЦПП, 2005.

5 ГОСТ Р 51164 – 98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии. Введ. впервые; дата введ. 23.04.1998.

6 ОР-75.180.00-КНТ-018 – 10 Отраслевой регламент, Очистка магистральных нефтепроводов от асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПВ), документ разработан ОАО «АК «Транснефть» и ОАО «Диаскан». 2009г.

7 ГОСТ 12.1.011 – 78 Смеси взрывоопасные. Классификация и методы испытаний. Введ. впервые; дата введ. 14.09.1978.: Министерство электротехнической промышленности СССР, 1978.

8 ГОСТ 12.1.005 – 88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. Взамен ГОСТ 12.1.005-76; дата введ. 29.09.1988: Министерство здравоохранения СССР, 1988.

9 ГОСТ Р 51330.9 – 99 Электрооборудование взрывозащищенное. Классификация взрывоопасных зон. Введ. впервые; дата введ. 09.12.1999.: Москва, 1999. 39с.

10 ГОСТ Р 51330.11 – 99 Электрооборудование взрывозащищенное. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам. Введ. впервые; дата введ. 16.12.1999. : Москва, 1999.

11 ОР-75.180.00-КНТ-018 – 10 Отраслевой регламент, Очистка магистральных нефтепроводов от асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПВ), документ разработан ОАО «АК «Транснефть» и ОАО «Диаскан». 2009г.

12 ГОСТ 12.1.011 – 78 Смеси взрывоопасные. Классификация и методы испытаний. Введ. впервые; дата введ. 14.09.1978.: Министерство электротехнической промышленности СССР, 1978.

13 ГОСТ 12.1.005 – 88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. Взамен ГОСТ 12.1.005-76; дата введ. 29.09.1988: Министерство здравоохранения СССР, 1988.

14 ГОСТ Р 51330.9 – 99 Электрооборудование взрывозащищенное. Классификация взрывоопасных зон. Введ. впервые; дата введ. 09.12.1999.: Москва, 1999. 39с.

15 ГОСТ Р 51330.11 – 99 Электрооборудование взрывозащищенное. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам. Введ. впервые; дата введ. 16.12.1999. : Москва, 1999.

16 ГОСТ Р 51330.5 – 99 Метод определения температуры самовоспламенения. Введ. впервые; дата введ. 09.12.1999. : Москва, 1999. 16с.

17 ГОСТ 8732 – 78 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Взамен ГОСТ 8732 – 70; дата введ. 22.03.1978. : Министерство черной металлургии СССР, 1978. 8 с.

18 ГОСТ 10704 – 91 Трубы стальные электросварные прямошовные. Взамен ГОСТ 10704 – 76; дата введ. 15.11.1991.: ИПК Издательство стандартов, 1991.

19 Пат. 2400665 Российская Федерация, МПК-8 F16L 45/00 F16J 13/16 B08B 9/00. Концевой затвор / В.Ф. Болотнов, В.И. Лямкин ; заявитель и патентообладатель Открытое акционерное общество «Государственный ракетный центр академика В.П. Макеева». – № 2009113071/06 ; заявл. 07.04.09 ; опубл. 27.09.10, Бюл. № 27. – 7 с.

20 Пат. 152201 Российская Федерация, МПК B08B 9/02. Запасовочное устройство / Ю.В. Богатенков ; заявитель и патентообладатель Открытое акционерное общество «Акционерная компания по транспорту нефти «Транснефть». – № 2014141929/05 ; заявл. 17.10.14 ; опубл. 10.05.15, Бюл. № 13. – 7 с.

21 ГОСТ 17379 – 2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Заглушки эллиптические. Конструкция. Взамен ГОСТ 17379-83 ; введ. 01.01.2003. – Москва : Стандартинформ, 2006. – 49 с.

22 ГОСТ 20295 – 85 Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов. Технические условия (с Изменениями N 1, 2, 3, 4). Взамен ГОСТ 20295-74 ; введ. 01.01.87

23 СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Введ впервые, дата введ. 01.07.13. – Москва, 2013.

24 ГОСТ 12.0.003 – 74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. Введ. впервые; дата введ. 1974.: Москва, 1974.

25 ГОСТ 12.1.007 – 76 Система стандартов безопасности труда. Введ. впервые; дата введ. 1976.: Москва, 1976.

26 СНиП 23-01-99 Строительная климатология. Введ. впервые; дата введ. 1999.: Москва, 1999.

27 ГОСТ Р 12.4.296 – 2013 ССБТ. Одежда специальная для защиты от вредных биологических факторов (насекомых и паукообразных). Общие технические требования. Методы испытаний. Введ. впервые; дата введ. 2013.: Москва, 2013.

28 СНиП 2.09.04 – 87 Административные и бытовые здания. Введ. впервые; дата введ. 1987.: Москва, 1987.

29 ВСН 014 – 89 Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Охрана окружающей среды. Введ. впервые; дата введ. 1989.: Москва, 1989.

30 ГОСТ 12.4.115 – 82. ССБТ. Средства индивидуальной защиты работающих. Общие требования к маркировке. Введ. впервые; дата введ. 1982.: Москва, 1982.

31 СП 44.13330.2011 Административные и бытовые здания. Введ. впервые; дата введ. 2011.: Москва, 2011.

32 ГН 2.2.5.2439 – 09 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Введ. впервые; дата введ. 2009.: Москва, 2009.

33 ГОСТ 12.1.016 – 79. ССБТ. Воздух рабочей зоны. Требования к методикам измерения концентрации вредных веществ. Введ. впервые; дата введ. 1979.: Москва, 1979.

34 ВППБ 01-01 – 94 Правила пожарной безопасности при эксплуатации предприятий нефтепродуктообеспечения. Введ. впервые; дата введ. 1994.: Москва, 1994.

35 Классификация производств по взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://delta-grup.ru/bibliot/16/130.htm>

36 ГОСТ 12.4.009 – 83 Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание. Введ. впервые; дата введ. 1983.: Москва, 1983.