

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

ООП «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
«Обеспечение выполнения работ по ремонту дренажных задвижек магистральных насосных агрегатов нефтеперкачивающей станции»

УДК 621.646.986:622.692.4.052-049.32

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8А2	Литвинов Александр Владимирович		

Руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Гончаров Н.В.	к.т.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Криницына З.В.	к.т.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев М.В.	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Чухарева Н.В.	к.т.н., доцент		

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

По основной образовательной программе подготовки бакалавров по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль подготовки «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(-ых) языке(-ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально- историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
УК(У)-10	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания
ОПК(У)-2	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
ОПК(У)-3	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
ОПК(У)-4	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
ОПК(У)-5	Способен понимать принципы работы современных

	информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности
ОПК(У)-6	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии
ОПК(У)-7	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-2	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-3	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-4	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-5	Способен обеспечивать заданные режимы эксплуатации нефтегазотранспортного оборудования и контролировать выполнение производственных показателей процессов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки
ПК(У)-6	Способен проводить планово-предупредительные, локализационно-ликвидационные и аварийно-восстановительные работы линейной части магистральных газонефтепроводов и перекачивающих станций
ПК(У)-7	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-8	Способен использовать нормативно-технические основы и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности работы объектов трубопроводного транспорта углеводородов

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Уровень образования бакалавриат

Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП ОНД ИШПР

_____ Чухарева Н.В.

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8А2	Литвинов Александр Владимирович

Тема работы:

«Обеспечение выполнения работ по ремонту дренажных задвижек магистральных насосных агрегатов нефтеперкачивающей станции»

Утверждена приказом директора (дата, номер)	07.02.2023 г. № 38-108/с
---	--------------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	20.06.2023 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Объектом исследования является система дренажа и технологический трубопровод на магистральных насосных агрегатах Характеристика системы дренажа и технологического трубопровода на магистральных насосных агрегатах: Дренажные задвижки - клиновые м; Номинальный диаметр трубопровода – 50 мм; Толщина стенки трубопровода – 7 мм;.
---------------------------------	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Изучение нормативных требований по технической эксплуатации технологического трубопровода. Анализ методов ремонта дренажных задвижек. Проведение технологических расчетов и оценка технического состояния участка нефтепровода в Западной Сибири. 1. Изучить конструкции и классификацию объекта; 2. Проанализировать методы ремонта дренажных задвижек 3. Определить последовательность проведения работ; 4. Произвести расчет минимальной допустимой толщины стенки трубопровода и проверки на прочность трубопровода; 5. Социальная ответственность; 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; 7. Формирование выводов о проделанной работе.
Перечень графического материала	Рисунки, схемы, таблицы, диаграммы.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Креницына Зоя Васильевна Доцент (ОСГН), к.т.н.
«Социальная ответственность»	Гуляев Милий Всеволодович Старший преподаватель
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	07.02.2023 г.
---	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8А2	Литвинов А.В.		

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ и
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Обучающемуся:

Группа	ФИО
3-2Б8А2	Литвинову Александру Владимировичу

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделения нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

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

1. Стоимость ресурсов производства работ: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	<i>Стоимость ресурсов определяется по средней рыночной стоимости.</i>
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	<ol style="list-style-type: none"> 1. Районный коэффициент – 0,3; 2. Доплата за вредные условия труда – 1,04; 3. Премии – 30%.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	<i>Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды – 14%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	<i>Технико-экономическое обоснование проекта Анализ конкурентных технических решений.</i>
2. Планирование и формирование бюджета	<i>Произвести расчет затрат на проведение диагностики трубопровода бесконтактным магнитометрическим методом с использованием актуальных цен и тарифов.</i>
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	<i>Определение экономической эффективности проведения диагностики дефектоскопическим методом.</i>

Дата выдачи задания для раздела в соответствии с календарным учебным графиком

Задание выдал консультант по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Креницына З.В.	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8А2	Литвинов Александр Владимирович		

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Обучающемуся:

Группа	ФИО
3-2Б8А2	Литвинову Александру Владимировичу

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделения нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

– 1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона)	Рабочее место – насосный зал, в котором расположены магистральные насосные агрегаты для осуществления перекачки нефти по магистральному нефтепроводу. Насосный зал располагается на нефтеперекачивающей станции и является основным оборудованием.
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности</p>	<p>1. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды;</p> <p>2. Превышение уровней шума и вибрации;</p> <p>3. Отклонение показателей климата на открытом воздухе;</p> <p>4. Недостаточная освещенность рабочей зоны.</p> <p>1. Движущиеся механизмы; подвижные части производственного оборудования;</p> <p>2. Повышенный уровень электромагнитных излучений;</p> <p>3. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека;</p> <p>1. Пожаровзрывобезопасность</p>
– 2. Экологическая безопасность:	<p>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</p> <p>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</p> <p>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы).</p>

3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	<ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

Дата выдачи задания для раздела в соответствии с календарным учебным графиком	
--	--

Задание выдал консультант по разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев М.В.			

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8А2	Литвинов Александр Владимирович		

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
Уровень образования бакалавриат
Отделение нефтегазового дела
Период выполнения осенний / весенний семестр 2022/2023 учебного года

Форма представления работы:

бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
07.02.2023	<i>Введение</i>	5
28.02.2023	<i>Обзор литературы</i>	10
15.03.2023	<i>Объект и методы исследования</i>	10
18.03.2023	<i>Анализ методов ремонта дренажных задвижек</i>	15
07.04.2023	<i>Технология работ</i>	10
14.04.2023	<i>Расчеты и аналитика</i>	15
04.05.2023	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
15.05.2023	<i>Социальная ответственность</i>	10
25.05.2023	<i>Заключение</i>	5
01.06.2023	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		

Согласовано:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Гончаров Н.В.	к.т.н., доцент		

Реферат

Ключевые слова: товарная нефть, транспорт, магистральный нефтепровод, нефтеперекачивающая станция, режимы, оптимизация, насос, насосный агрегат.

Объектом исследования является промежуточная нефтеперекачивающая станция.

Цель работы: Разработка мероприятий по обеспечению выполнения ремонта дренажных задвижек магистральных насосных агрегатов

В ходе разработки мероприятий был проведен анализ недостатков клиновых задвижек, как дренажную запорную арматуру.

Выполнен расчет на прочность технологического трубопровода.

Изучена структура и принцип работы шарового крана, на основании чего было принято решение об применении этой технологии.

На основании изученных материалов разработаны мероприятия по производству работ замены дренажных задвижек

Приведены мероприятия по защите от вредных и опасных факторов производственной среды, охране окружающей среды и защите в чрезвычайных ситуациях. Проведен расчет экономической эффективности способа управления перекачкой нефти при изменении параметров линейной части магистрального нефтепровода.

СОДЕРЖАНИЕ:

Введение.....	2
1. Обзор литературы по тематике ВКР.....	4
1.1 Общие сведения о магистральном нефтепроводе.....	7
1.2. Классификация и состав НПС.....	8
2. Общие сведения и характеристика объекта.....	14
2.1 Характеристика объекта.....	28
2.2. Состав и характеристики оборудования НПС.....	28
3. Оценка технического состояния объекта исследования.....	35
4. Расчетная часть на прочность технологического трубопровода.....	42
4.1 Данные расчета толщины стенки.....	42
4.2 Допустимое давление можно рассчитать по формуле.....	42
4.3 Расчет допустимого давления.....	43
4.4 Расчет толщины стенки на прочность.....	43
5. Выбор метода ремонта.....	45
5.1 Обзор методов ремонта клиновых задвижек.....	45
5.1.1 Текущий ремонт.....	45
5.1.2 Средний ремонт.....	46
5.1.3 Капитальный ремонт.....	47
5.2 Выбор и обоснования метода ремонта.....	47
6. Мероприятия по проведению ремонта.....	49
6.1.Наличие приварных элементов на месте производства работ.....	54
6.2 Технологический план-график производства основных работ по замене дренажных задвижек МНА НПС-1.....	56
6.3 Расчет объемов и времени откачки нефти при производстве работ.....	59
6.3.1 Освобождение участка технологического трубопровода НПС от нефти...59	
6.3.2 Последовательность переключений на технологических трубопроводах НПС.....	59
6.4 Заполнение отключенного участка ТТ НПС-1	
7. Мероприятия по повышению качества проведения ремонтных работ.....	66

7.1 Обзор клиновых задвижек	66
7.2 Особенности клиновых задвижек.....	67
7.3 Особенности шаровых кранов.....	68
8. Финансовая часть.....	71
8.1. Оценка коммерческого потенциала, перспективность применения.....	71
8.2. Расчет стоимости проведения работ.....	71
8.2.1 Затраты на сотрудников.....	72
9. Социальная ответственность.....	73
9.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	73
9.2 Профессиональная социальная безопасность.....	75
9.3 Экологическая безопасность.....	91
9.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	94
10. Список литературы.....	96
Приложение А.....	100
Приложение Б.....	101
Приложение В.....	102

ВВЕДЕНИЕ

«Транснефть» - российская нефтепроводная компания, контролируемая государством. Оператор магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Штаб-квартира - в Москве.

«Транснефть» - крупнейшая в мире нефтепроводная компания, владеет 68 тысяч км магистральных трубопроводов, более 500 перекачивающими станциями, более 24 млн кубометров резервуарных ёмкостей. Компания транспортирует 83% добываемой в России нефти и 30% произведённых в России нефтепродуктов.

Протяжённость магистральных нефтепроводов ПАО «Транснефть» составляет 50,8 тысяч км, нефтепродуктопроводов - 16,4 тысяч км. Часть магистральных нефтепроводов перекачивают товарную нефть со следующими параметрами: товарная нефть с параметрами:

- плотность – от 700 до 900 кг/м³;
- давление насыщенных паров – не более 66,7 кПа (500 мм рт. ст.);
- вязкость – от $0,05 \cdot 10^{-4}$ до $3,00 \cdot 10^{-4}$ м²/с;
- массовая доля парафина – до 7,0 %;
- массовая доля серы – до 3,5 %;
- массовая доля воды до – 1,0 %;
- массовая доля воды в отдельных случаях – 5,0 %;
- концентрация хлористых солей – до 900 мг/дм³;

Температура перекачиваемой рабочей среды:

- для товарной нефти – от минус 15 °С до 80 °С

В организации существует масса проблем, одна из которых является утечки нефти из-за не герметичности запорной арматуры. Исходя из отсутствия надежности, пополняется емкость сбора утечек. В связи с этим, есть риск заполнения емкости в совокупности неисправности вспомогательных систем по откачке утечек возможен выход нефти наружу.

Подп. и дата					<i>Обеспечение выполнения работ по ремонту дренажных задвижек магистральной насосной станции нефтеперекачивающей станции</i>			
Взам. Инв. №	Инв. № дубл.	Инв. №	Инв. №	Инв. №		Лит.	Лист	Листов
Подп. и дата						14		
Инв. № подл.	Изд.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат	ТПУ Группа 3-2Б8А2		
	Разраб.		Литвинов А.В.					
	Пров.		Гончаров Н.В.					
	Н.							
	Утв.							

1.ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ ПО ТЕМАТИКЕ ВКР

Обозначения и сокращения

- АРМ – автоматизированное рабочее место;
- АСК – автоматизированная система контроля;
- БИК – блок измерения показателей качества нефти;
- ГНПС – головная нефтеперекачивающая станция;
- ГОСТ – государственный стандарт;
- ГРК – герметизатор резинокордный
- ЕСКД – единая система конструкторской документации;
- ЗРУ – закрытое распределительное устройство;
- ИБП – источник бесперебойного питания;
- КП СОД – камера приема (пуска) средств очистки и диагностики;
- КТП – комплектная трансформаторная подстанция;
- ЛАЭС – линейная аварийно-эксплуатационная служба;
- ЛПДС – линейная производственно-диспетчерская станция;
- ЛЧ – линейная часть;
- ЛРН – ликвидация разливов нефти;
- МН – магистральный нефтепровод;
- МНПП – магистральный нефтепродуктопровод;
- МНА – магистральный насосный агрегат;
- МНС – магистральная насосная станция;
- МТ – магистральный трубопровод;
- МТО – механо-технологическое оборудование;

Инв. № подл.	Подп. и дата
Взам. Инв. №	Инв. № дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Инв. № подл.	Лист
Из Лист	16
№ докум.	Подп.
Дат	

НБ – нефтебаза;

НПЗ – нефтеперерабатывающий завод;

НПС – нефтеперекачивающая станция;

НС – насосная станция;

ОАСУТП – отдел автоматизированных систем управления технологическим процессом;

ОСТ – организация системы «Транснефть», осуществляющая эксплуатацию магистральных трубопроводов;

ОГД – отдел главного диспетчера по транспорту нефти;

ОГДНП – отдел главного диспетчера по транспорту нефтепродуктов;

ОГЭ – отдел главного энергетика;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ОУ – очистное устройство;

ОЭН – отдел эксплуатации нефтепроводов;

ПЗУ – оболочка резинокордная;

ПНА – подпорный насосный агрегат;

ПНПС – промежуточная НПС;

ПНС – подпорная насосная станция;

ППМН – подводный переход магистрального нефтепровода;

ППН – пункт подогрева нефти;

ППРБ - площадки приема ремонтных бригад;

ПСП – приемо-сдаточный пункт;

ПТП – противотурбулентная присадка;

Инд. № подл.	Подп. и дата
Взам. Инв. №	Подп. и дата
Инв. № дубл.	Подп. и дата
Инд. №	Подп. и дата

Изд.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат
------	------	----------	-------	-----

РВС – резервуар вертикальный стальной;

РВСП – резервуар вертикальный стальной цилиндрический со стационарной крышей и понтоном;

РВСПА – резервуар вертикальный стальной цилиндрический с алюминиевой купольной стационарной крышей и понтоном из алюминиевых сплавов;

РВСПК – резервуар вертикальный стальной цилиндрический с плавающей крышей;

РДП – районный диспетчерский пункт;

РНУ – районное нефтепроводное управление;

РП – резервуарный парк;

СОД – средства очистки и диагностики;

ССВД – система сглаживания волн давления;

УВП – установка для ввода противотурбулентных присадок;

УПС – узел подключения станции;

ФГУ (ФГГ) – фильтр-грязеуловитель (горизонтального исполнения);

ФУГУ – функционально-универсальное герметизирующее устройство;

ЧРП – частотно-регулируемый привод ЩСУ – щит станции управления;

ЭД – электродвигатель.

Ив. № подл.	Подп. и дата
Взам. Ив. №	Ив. № дубл.
Подп. и дата	
Ив. № подл.	

Ив. № подл.	Подп. и дата	Ив. № дубл.	Подп. и дата	Ив. № подл.	Подп. и дата	Ив. № подл.	Подп. и дата	Ив. № подл.	Подп. и дата
Ив. № подл.	Подп. и дата	Ив. № дубл.	Подп. и дата	Ив. № подл.	Подп. и дата	Ив. № подл.	Подп. и дата	Ив. № подл.	Подп. и дата
Ив. № подл.	Подп. и дата	Ив. № дубл.	Подп. и дата	Ив. № подл.	Подп. и дата	Ив. № подл.	Подп. и дата	Ив. № подл.	Подп. и дата

- здания и сооружения линейной службы эксплуатации трубопроводов (ЛЭС, пункты обогрева, усадьбы линейных обходчиков, вертолетные площадки и т.п.);

- постоянные вдольтрассовые проезды, сооружаемые в случае необходимости при соответствующем технико-экономическом обосновании, опознавательные,

запрещающие и предупредительные знаки местонахождения трубопроводов;

- головные, промежуточные перекачивающие, наливные насосные станции;

- резервуарные парки;

- пункты подогрева нефти;

- нефтеналивные эстакады и причалы.

К основным параметрам магистрального трубопровода относятся:

Производительность, диаметр, протяженность, число нефтеперекачивающих станций, рабочее давление и емкость резервуарных парков.

По функциональным особенностям НПС классифицируются на головные и промежуточные.

НПС могут проектироваться с РП и без РП. РП устанавливаются для НПС, расположенных на границе технологического участка, и в местах перераспределения потоков.

Инев. № подл.	Подп. и дата
Взам. Инев. № дубл.	Подп. и дата
Инев. № дубл.	Подп. и дата
Инев. № дубл.	Подп. и дата

Инев. № подл.	Подп. и дата	Инев. № дубл.	Подп. и дата	Лист						
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дат						20

1.2. Классификация и состав НПС

Состав сооружений НПС с резервуарным парком:

Территория НПС с РП должна разделяться на зоны с учетом функционального назначения зданий и сооружений:

а) производственная зона предназначается для размещения зданий и сооружений, обеспечивающих технологический процесс перекачки нефти, а также обеспечивающих промышленную и пожарную безопасность технологического процесса;

б) Зона РП включает в себя размещение резервуары следующих типов: вертикальные стальные с понтоном; вертикальные стальные с плавающей крышей; вертикальные стальные со стационарной крышей, в качестве резервуаров аварийного сброса. помещение с электроприводными задвижками (для системы пожаротушения); прожекторные мачты и мачты-молниеотводы; отдельно стоящие здания ЩСУ и/или КТП и ЩСУ;

в) административно-хозяйственная зона предназначается для размещения административно-управленческих служб и обслуживающих производств.

г) зона очистных сооружений предназначаются для размещения установок для сбора и переработки хозяйственно-бытовых и производственно-дождевых сточных вод. В состав очистных сооружений должны входить: очистные сооружения хозяйственно-бытовых сточных вод и очистные сооружения производственно-дождевых сточных вод.

Состав сооружений НПС без резервуарного парка

Территория НПС без РП (промежуточной НПС) должна разделяться на зоны с учетом функционального назначения зданий и сооружений:

а) Производственная зона;

б) Административно-хозяйственная зона;

Ине. № подл.	Подп. и дата
Взам. Ине. №	Ине. № дубл.
Подп. и дата	

Ине. № подл.	Подп. и дата	Взам. Ине. №	Ине. № дубл.	Подп. и дата						Лист
Ине. № подл.	Подп. и дата	Взам. Ине. №	Ине. № дубл.	Подп. и дата	Ине. № подл.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат	21

в) Зона очистных сооружений. Зоны сооружений НПС без РП, содержит те же здания и сооружения, что и на НПС с резервуарным парком, за исключением оборудования, которое предназначено для бесперебойной работы.

1.3 Особенности технической эксплуатации НПС

Функциональное назначение нефтеперекачивающих станций и схемы перекачки нефти/нефтепродуктов

На магистральных трубопроводах используется три вида нефтеперекачивающих станций (НПС): головные нефтеперекачивающие станции (ГНПС), промежуточные нефтеперекачивающие станции (ПНПС) и промежуточные нефтеперекачивающие станции с РП. Нефть и нефтепродукты перекачиваются по технологическим участкам магистрального трубопровода, соединяющих 2 соседние НПС с резервуарным парком, работающий в едином гидравлическом режиме. Протяженность технологических участков составляет 400-600 км.

Технологические схемы ГНПС и НПС с РП практически идентичны.

Головная НПС – начальная на магистральном трубопроводе НПС с РП, осуществляющая операции по приему, хранению, учету нефти/нефтепродуктов от поставщиков и их последующей закачки в магистральный трубопровод. Промежуточные НПС с РП располагаются на границах двух технологических участков магистрального трубопровода и служат для согласования режимов работы этих технологических участков.

ПНПС служат для восполнения потерь напора, возникающих при движении потока нефти/нефтепродукта по трубопроводу. ПНПС располагаются по трассе трубопровода через 50-200 км.

Задача о расстановке НПС по трассе трубопровода решается из условия обеспечения напора, достаточного для перекачки от одной НПС до другой с учетом гидравлических потерь в трубопроводе, перепадов высотных отметок трубопровода, вязкости и температуры перекачиваемой среды.

Ине. № подл.	Подп. и дата
Взам. Ине. №	Ине. № дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Ине. № подл.	Подп. и дата	Взам. Ине. №	Ине. № дубл.	Подп. и дата
Ине. № подл.	Подп. и дата	Взам. Ине. №	Ине. № дубл.	Подп. и дата
Ине. № подл.	Подп. и дата	Взам. Ине. №	Ине. № дубл.	Подп. и дата

Все резервуары на ГНПС и ПНПС с РП соединены между собой и основным оборудованием сетью трубопроводов. В зависимости от схемы присоединения насосов и резервуаров промежуточных насосных станций технологический процесс перекачки по магистральному трубопроводу может осуществляться по различным схемам:

1. **«из насоса в насос»** - применяется при схеме перекачки, когда промежуточные НПС без РП работают на давлении, развиваемом предыдущей НПС.

2. **«через резервуары»** - весь поток нефти проходит через резервуар или группу резервуаров, применяется для коммерческого учета нефти на НПС и накопления нефти, для перехвата воздушных «пробок» после производства плановых и аварийно-восстановительных работ, а также партии некондиционной нефти (с повышенным содержанием воды, хлористых солей, серы).

При перекачке нефтепродуктов с использованием этой схемы нефтепродукты принимаются в одну группу резервуаров, откачка нефтепродуктов ведется из другой группы резервуаров. Применяется для коммерческого учета нефтепродуктов на ЛПДС, ГПС, ПНПС, ПСП и накопления нефтепродуктов, для приема и исправления качества нестандартных нефтепродуктов после пропуска СОД (с повышенным содержанием воды и механических примесей), для перехвата воздушных «пробок» после производства плановых и аварийно-восстановительных работ.

3. **«с подключенными резервуарами»** – применяется на ЛПДС (НПС, ГПС) с РП для компенсации неравномерности производительности на смежных участках трубопровода.

При такой системе перекачки большая часть нефти/нефтепродуктов транзитом проходит на вход насосных агрегатов и часть нефти/нефтепродуктов поступает в резервуар или откачивается из него. При превышении производительности подводящего участка над производительностью откачки нефть/нефтепродукты поступает в резервуар, и наоборот.

Ине. № подл.	Подп. и дата
Взам. Инв. №	Инв. № дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Ине. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата
Ине. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата
Ине. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Головные НПС

Головная НПС – начальная на магистральном трубопроводе нефтеперекачивающая станция с резервуарным парком объемом равным 2 – 3 суточной производительности трубопровода, осуществляющая операции по приему нефти/нефтепродуктов с нефтепромысловых предприятий (магистральных трубопроводов) или НПЗ для дальнейшей транспортировки по магистральному трубопроводу.

В состав ГНПС входят: насосные с магистральными и подпорными насосными агрегатами; резервуарные парки; узлы учета нефти; пункты подогрева нефти; узлы предохранительных устройств; узел регуляторов давления; камеру пуска СОД (узел подключения станции к МТ). Все эти объекты соединяются между собой технологическими трубопроводами и образуют единую систему, принципиальная схема которой изображена на рисунке 1.

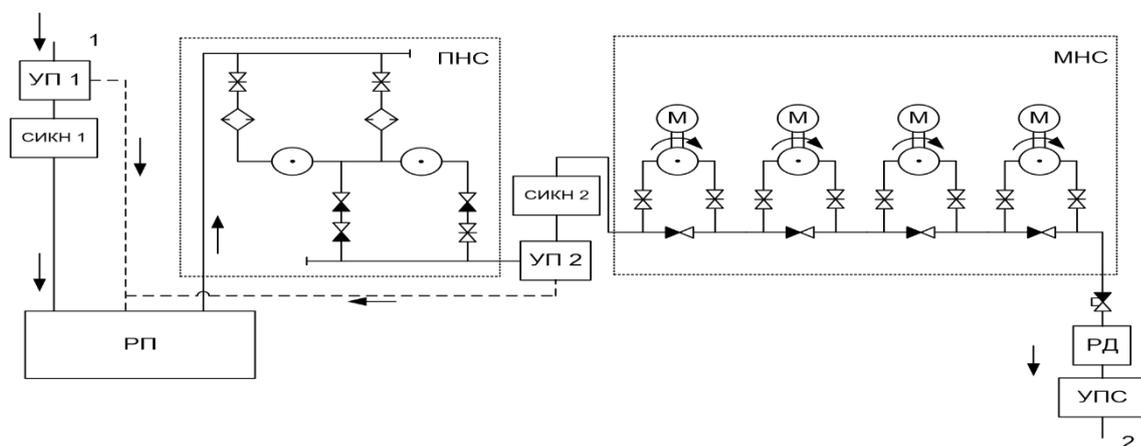


Рисунок 1 - Схема головной нефтеперекачивающей станции.

УП1 и УП2 – узлы предохранительных устройств; СИКН1 – коммерческий узел учета нефти; РП – резервуарный парк; ПНС – подпорная насосная станция; СИКН2 – оперативный узел учета нефти; МНС – магистральная насосная; УР – узел регулирования; КП – камера пуска СОД.

Для ГНПС предусматриваются следующие технологические операции:

Инв. № подл.	Подп. и дата
Взам. Инв. №	Инв. № дубл.
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дат	Лист
					24

- прием нефти/нефтепродуктов от грузоотправителей в резервуарный парк;
- дополнительная подготовка нефти/нефтепродуктов к дальнейшему транспорту;
- оперативный и коммерческий учет нефти/нефтепродуктов;
- хранение нефти/нефтепродуктов;
- откачка нефти/нефтепродуктов из резервуарного парка и их закачка в магистральный трубопровод с требуемым начальным давлением; – запуск (прием) очистных и диагностических устройств; – внутрисканционная перекачка нефти/нефтепродуктов.

Для защиты по давлению технологических трубопроводов, РП и технологического оборудования на НПС должна предусматриваться установка узлов с предохранительными устройствами.

Предохранительные клапаны, установленные на входе НПС, обеспечивают защиту технологических трубопроводов и оборудования РП избыточного давления выше допустимых значений.

Предохранительные клапаны, установленные на трубопроводе между подпорной и основной насосной, обеспечивают защиту подпорную насосную и резервуарный парк от избыточного давления, которое повышается при остановке основной насосной.

Первый узел должен устанавливаться на приёмных технологических трубопроводах РП с точкой подключения непосредственно за ФГГ (ФГУ).

Второй узел – между подпорной насосной и магистральной насосной станцией, а при наличии СИКН (БИК) между ПНС и МНС - между МНС и СИКН (БИК). При этом в случае наличия СИКН между ПНС и МНС сброс от второго узла должен осуществляться в отдельные емкости учтенной нефти с откачкой в технологический трубопровод на выходе СИКН. Число предохранительных устройств: для первого узла, должно рассчитываться на максимальную расчетную пропускную способность нефтепровода, а для второго узла – на 70 % от максимальной расчетной пропускной способности нефтепровода. На каждом узле

Инд. № подл.	Подп. и дата
Взам. Инв. №	Подп. и дата
Инв. № дубл.	Подп. и дата

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	Лист
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	25
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	

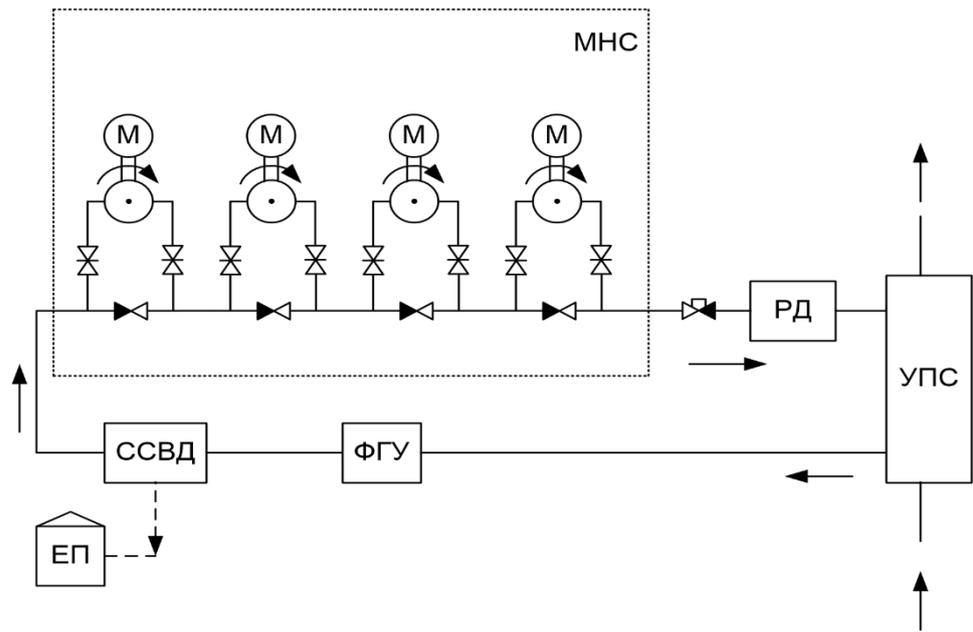


Рисунок 3 - Принципиальная технологическая схема промежуточной НПС

УПС – узел подключения НПС к магистрали; ФГУ – фильтры-грязеуловители;

ССВД – система сглаживания волн давления; ЕП – емкость сброса ударной волны; МНС – магистральная насосная станция; РД – регуляторы давления

Инв. № подл.	Подп. и дата
Взам. Инв. №	Инв. № дубл.

Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дат	Лист
					27

2. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ И ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА

2.1 Характеристика объекта.

Нефтеперекачивающая станция, на которой производится наша работа, является промежуточной без РП, представляет собой комплекс сооружений для перекачки нефти по магистральному нефтепроводу технологического участка. ПНПС служат для восполнения потерь напора, возникающих при движении потока нефти/нефтепродукта по трубопроводу. ПНПС располагаются по трассе трубопровода через 50-200 км. В нашем случае, данная НПС идет 1 по счету после головной НПС через 117.3 км. Схема подключения НПС из насоса в насос - применяется при схеме перекачки, когда промежуточные НПС без РП работают на давлении, развиваемом предыдущей НПС, предназначена для повышения давления в магистральном трубопроводе технологического участка.

2.2. Состав и характеристики оборудования НПС

В состав НПС входят:

- две насосные станции с магистральными насосными агрегатами (НПС-1 и НПС-2) и системой смазки, охлаждения и откачки утечек
- фильтры – грязеуловители (ФГУ)
- узлы системы автоматического регулирования давления (УСАРД)
- система сглаживания волн давления (ССВД)
- системы водоснабжения, теплоснабжения, вентиляции, канализации, пожаротушения, электроснабжения, автоматики, телемеханики, АСУ, связи, производственно-бытовые здания и сооружения

Местом производства работ у нас будет являться НПС-1.

Нефть поступает на НПС-1 через приемные задвижки №20, 34 расположенные на УПС. На работающей НПС-1 нефть проходит через ФГУ 1. Далее поступает в МНС-1 для повышения давления нефти применяются 4

Ине. № подл.	Подп. и дата
Взам. Ине. №	Подп. и дата
Ине. № дубл.	Подп. и дата

Ине. № подл.	Подп. и дата	Ине. № дубл.	Подп. и дата	Взам. Ине. №	Подп. и дата	Ине. № подл.	Подп. и дата	Лист
Ине. № подл.	Подп. и дата	Ине. № дубл.	Подп. и дата	Взам. Ине. №	Подп. и дата	Ине. № подл.	Подп. и дата	28

магистральных насосных агрегата (МНА) типа НМ-2500-230 с электроприводом асинхронных электродвигателей А-630-2000/6 2-УХЛ4-2000/6000, привод является моделью не оборудованной взрывозащитой, по этому на данном объекте используется беспромвальная камера и беспромвальная вентиляция. На участках трубопроводов от МНА до МН установлены узлы системы автоматического регулирования давления (УСАРД) для поддержания заданных величин давления. В узле регуляторов давления НПС - 1 установлены 2 регулирующие заслонки Ду = 400мм. После узла регуляторов давления нефть выходит в магистральный нефтепровод через задвижки 27, 33

Вспомогательные системы насосных агрегатов

Каждый насосный агрегат оборудован и оснащен системами:

- Системой смазки;
- Системой дренажа и сбора утечек нефти.

Система смазки МНА Предназначена для принудительной смазки подшипников качения и скольжения насосов и электродвигателей.

В качестве смазки подшипников применяется турбинное масло Тп-22. Техническая характеристика масла, применяемого в системе смазки, должна соответствовать требованиям ГОСТ-32-74.

Система смазки магистральных насосных агрегатов НПС-1 состоит из рабочего и резервного масляного насосов, оборудованных фильтрами очистки масла, рабочего и резервного маслобаков, аккумулирующего маслобака и маслоохладителей.

Масло с основного маслобака забирается работающим маслонасосом типа Ш 40*4, проходит через маслофильтр и подается на маслоохладители, откуда поступает в аккумулирующий бак, расположенный на высоте 8 м от уровня пола насосной. С аккумулирующего бака масло подается и подшипникам насосного агрегата и далее возвращается в маслобак. Температура масла в общем коллекторе

Ив. № подл.	Подп. и дата
Взам. Инв. №	Инв. № дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Ив. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	Ив. № подл.	Подп. и дата	Лист
Ив. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	Ив. № подл.	Подп. и дата	29

перед поступлением на магистральные насосные агрегаты должна находиться в интервале от +35°C до +55°C, при превышении температуры масла на выходе ИЗ маслоохладителя более +45°C, автоматически включаются дополнительные вентиляторы обдува.

Метод обнаружения утечек на ЛЧ МН на основе анализа причин изменения нагрузки электродвигателей приводов магистральных насосных агрегатов основа: на регистрации изменения нагрузки более 3 % от установившейся на данном режиме перекачки.

Обнаружение наличия утечек нефти на нефтепроводе может осуществлять с использованием системы обнаружения утечек (СОУ), принцип действия, который основан на непрерывном контроле изменений параметров расхода и давлений у нефтепроводе.

Величина обнаруживаемой утечки и её место устанавливаются с точностью соответствии с паспортными данными системы.

Управление технологическим порядком контроля и процессом работы НПС

Оперативный персонал НПС осуществляет:

- управление технологическим оборудованием НПС средствами системе автоматизации;
- заданный режим работы НПС;
- прием-сдачу смены;
- подготовку насосной станции к пуску;
- С АРМ оператора или щита управления пуски/остановки насосных агрегатов, вспомогательных систем, открытие/ закрытие задвижек, выключение переключение электродвигателей по согласованию с ТДП;
- работу с технологическими схемами МН НПС;
- контроль с использованием систем МПСА, ЕСДУ параметров работы участке МН» на участке оборудования и систем НПС;
- контроль токовой нагрузки на электродвигателях работающих насосных

Ив. № подл.	Подп. и дата
Взам. Инв. №	Подп. и дата
Инв. № дубл.	Подп. и дата

Ив. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №	Инв. № дубл.
Из	Лист	№ докум.	Подп.
			Дат

агрегатов, положения регуляторов системы автоматического регулирования давления, рабочего давления на насосах и в трубопроводе, вибрации насосной температуры

«агрегатов, состояния запорной арматуры НПС и линейной части, загазованная)

подшипников насосов и электродвигателей, вспомогательных систем, системы автоматического пожаротушения; контроль соответствия эксплуатационно-технологических параметров оборудования НПС и МН технологическим картам, в случае отклонения от фактических параметров работы оборудования от нормативных обеспечивает нормальную работу станции; дистанционный автоматизированный контроль технического состояния оборудования котельных, водонасосных, системы охлаждения и вентиляции; выявление неисправности в работе основного и вспомогательного оборудования, систем автоматизики;

- анализ информации, получаемой по МПСА НПС и ЕСДУ на предмет возможных сбоев, отказов в работе оборудования;

- осмотр и выявление характерных неисправностей, препятствующих нормальной эксплуатации оборудования во время установленного графиком и схемой обхода;

- наблюдение за работой силового энергетического оборудования;

- пропуск очистных и диагностических устройств;

- ведение документации по выводу оборудования в ремонт;

- учет работ, выполняемых по нарядам-допускам, распоряжениям;

- регистрацию фактов выполнения ремонтных работ и проверку готовности оборудования и приборов к пуску;

- ведение технической документации;

- передачу необходимые сведения диспетчеру.

Все переключения на НПС, технологических трубопроводах, пуски, остановки основного оборудования, изменения режимов работы НПС,

Инва. № подл.	Взам. Инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изваз	Лист	№ докум.	Подп.	Дат

нефтепроводов должны регистрироваться в оперативной документации оперативного персонала НПС. Основное нефтеперекачивающее оборудование должно выводиться из работы или резерва только по согласованию с курирующими службами РНУ,», ТТО, кроме случаев их аварийного состояния или явной опасности для здоровья и жизни людей. Оперативный контроль, регистрация, анализ основных технологических параметров работы НПС, осуществляется не реже, чем через каждые два часа, на всех уровнях оперативного контроля.

При возникновении аварийных ситуаций на объектах НПС оперативно нпо персонал должен действовать согласно Плана мероприятий по локализации ликвидации последствий аварий (ПМЛЛА) и Планам тушения пожаров. Оперативный персонал НПС в рамках своих выполняемых функции руководствуются:

- настоящим Регламентом;
- квалификационными, производственными инструкциями;
- регламентами и инструкциями о порядке управления технологическим участками;
- технологическими режимами работы магистральных трубопроводов;
- графиком плановых остановок магистральных нефтепроводов;
- картой уставок технологических защит нефтепровода, основного вспомогательного оборудования НПС;
- технологическими схемами магистральных нефтепроводов нефтеперекачивающей станции;
- планами мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий (ПМЛЛА) и планами тушения пожаров, планами по предупреждению ликвидации разливов нефти на линейной части МН, переходах через водные преграды МН, НПС (ПЛРН);
- положением об участке операторов НПС;
- инструкциями по охране труда, пожарной безопасности;
- инструкциями ПО эксплуатации основного и вспомогательного

Инд. № подл.	Подп. и дата
Взам. Инв. №	Инв. № дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Изд.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат
------	------	----------	-------	-----

в местном (ручном) режиме из операторной НПС. Основной схемой управления МН является управление с использованием ЕСДУ. В случае отсутствия управляющей функции ЕСДУ или ее отказа, управление технологическим участком производится по резервной схеме - с местного уровня управления оперативным персоналом НПС по команде управляющего диспетчера с оформлением оперативной двухсторонней факсограммы.

Управление в местном режиме должно осуществляться при переходе с одного насосного агрегата на другой и при отказе ЕСДУ, а также при проведении плановых работ ОАСУТП, связанных с пусками и остановками оборудования.

На НПС предусмотрено:

- централизованное управление за всеми устройствами из помещения операторной;
- автоматическая защита насосной по общестанционным параметрам;
- автоматическое регулирование давления в трубопроводе;
- автоматическое управление вспомогательными системами

Инв. № подл.	Подп. и дата
Взам. Инв. №	Инв. № дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дат	Лист
					34

3. ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

В связи с быстрым заполнением емкости утечек ЕТ5, не делая поспешных выводов, нужно провести ряд проверок на герметичность запорной арматуры по всей НПС-1

Арматура технологических трубопроводов – наиболее ответственный элемент коммуникаций, поэтому должны быть приняты необходимые меры по организации постоянного и тщательного надзора за исправностью арматуры, а также за своевременным высококачественным проведением ревизии и ремонта.

Ревизию и ремонт трубопроводной арматуры, в том числе и обратных клапанов, а также приводных устройств арматуры (электро-, пневмо-, гидропривод, механический привод), как правило, производят в период ревизии трубопровода. Ревизию и ремонт арматуры следует производить в специализированных мастерских или на ремонтных участках. В отдельных случаях по усмотрению технического надзора допускается ревизия арматуры путем ее разборки и осмотра непосредственно на месте установки (приварная арматура, крупногабаритная, труднодоступная и т.д.). При ревизии арматуры должны быть выполнены следующие работы:

- а) внешний осмотр;
- б) разборка и осмотр состояния отдельных деталей;
- в) осмотр внутренней поверхности и при необходимости контроль неразрушающими методами;
- г) притирка уплотнительных поверхностей;
- д) сборка, опробование и опрессовка на прочность и плотность.

При планировании ревизии и ремонта арматуры следует и в первую очередь проводить ревизию и ремонт арматуры, работающей в наиболее сложных условиях, при этом соблюдать принцип чередования. Результаты ремонта и испытания арматуры оформляются актом

Задвижки предназначены для отключения, распределения, регулирования, смешения или сброса потоков среды. Перечисленные процессы обеспечиваются

Ине. № подл.	Подп. и дата
Взам. Инв. №	Подп. и дата
Инв. № дубл.	Подп. и дата

Ине. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	Лист
Ине. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	35
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дат	

основным функциональным узлом — узлом затвора с помощью совокупности вспомогательных механизмов и деталей арматуры. Для них являются два важнейших показателя качества, которые должны быть обеспечены после ремонта: герметичность корпусных деталей и всех соединений по отношению к внешней среде и внутренняя герметичность в затворе. Критерием внутренней герметичности в затворе является допустимая величина протечки.

Стоит отметить сильные и слабые особенности стальных и чугунных клиновых задвижек:

благодаря малому гидравлическому сопротивлению они удобны для установки на магистральных трубопроводах с высокой скоростью и напором рабочей среды. Закрывание и открывание отверстия происходит плавно, это позволяет избежать гидравлического удара в системе;

конструкция не сложна, это повышает работоспособность и ремонтпригодность изделия. Однако ремонт, установка и чистка устройства затруднены в силу постоянного движения (или напора – при состоянии «закрыто») потока в магистрали;

в силу конструкции не могут использоваться для регулировки расхода рабочей жидкости (газа), но не среды с твердыми включениями. Применяется только для обеспечения транспортировки или прекращения потока. Мгновенное действие невозможно, длительность периода перевода устройства из положения «закрыто» в положение «открыто» и наоборот зависит от скорости ручного привода штока (для всех моделей, кроме автоматических). При этом допустимо движение рабочей среды в обе стороны, без изменения сопротивления; уплотнительные элементы в клиновых задвижках подвержены быстрому износу.

В качестве результата проверки состояние дренажных задвижек НПС-1, можно сделать вывод о состоянии запорной арматуры.

Отказами задвижек в условиях эксплуатации являются:

а) потеря герметичности по отношению к окружающей среде:

Ив. № подл.	Взам. Инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Ив. № подл.	Взам. Инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата					
Ив. № подл.	Взам. Инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата					
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дат				

- по корпусным деталям;
- по сальниковому уплотнению;
- по неподвижным соединениям;

б) потеря герметичности в затворе (наличие утечек в затворе, превышающих установленные нормы);

в) нарушение работоспособности:

- невыполнение функции «закрыто»;
- невыполнение функции «открыто»;
- несоответствие времени срабатывания (открытие, закрытие).

Инв. № подл.	Подп. и дата
Взам. Инв. №	Инв. № дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

УТВЕРЖДАЮ

Начальник станции

И.И. Воробьев

« 25 » 04 2023г.

АКТ №2023-2

Контроля затвора запорной арматуры на герметичность

Задвижка клиновая	ЗК 50-80	DN500	PN8.0	Тех.№Д37
Задвижка клиновая	ЗК 50-80	DN500	PN8.0	Тех.№Д38
Задвижка клиновая	ЗК 50-80	DN500	PN8.0	Тех.№Д39
Задвижка клиновая	ЗК 50-80	DN500	PN8.0	Тех.№Д40
Задвижка клиновая	ЗК 50-80	DN500	PN8.0	Тех.№11
Задвижка клиновая	ЗК 50-80	DN500	PN8.0	Тех.№12
Задвижка клиновая	ЗК 50-80	DN500	PN8.0	Тех.№13
Задвижка клиновая	ЗК 50-80	DN500	PN8.0	Тех.№14
Задвижка клиновая	ЗК 150-80	DN700	PN8.0	Тех.№15
Задвижка клиновая	ЗК 150-80	DN700	PN8.0	Тех.№16

(тип запорной арматуры, DN, PN, технологический номер)

НПС-1

« 25 »

04

2023г.

(дата составления акта)

Мы, нижеподписавшиеся:

<u>Начальник УОМТО</u>	<u>Жданов Д.В.</u>
<u>Механик УРНМТО</u>	<u>Егоров Р.М.</u>
<u>Слесарь РТУ</u>	<u>Бунаков В.В.</u>

составили настоящий акт о том, что 07.05.2023г.

проведен контроль затвора запорной арматуры на герметичность.

Заводской номер	111, 187, 139, 199, 183, 180, 133, 134,	DN	50	PN	0,8	Мпа.
	20, 22, 23, 21	DN	150	PN	0,8	Мпа.

Подп. и дата
Инв. № дубл.
Взам. Инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дат

Характеристики проверяемой арматуры:

№ п/п	Технол. номер	Место установки	Тип запорной арматуры	Завод-изготовитель	Год выпуска	Год монтажа
1.	Д37	Технологическая насосная	ЗК 50-80	ЗАО «Тяжпромарматура»/Россия	1980	1985
2.	Д38	Технологическая насосная	ЗК 50-80	ЗАО «Тяжпромарматура»/Россия	1980	1985
3.	Д39	Технологическая насосная	ЗК 50-80	ЗАО «Тяжпромарматура»/Россия	1980	1985
4.	Д40	Технологическая насосная	ЗК 50-80	ЗАО «Тяжпромарматура»/Россия	1980	1985
5.	Д1	Площадка РДНПС-1	ЗК 50-80	ОАО Тяжпромарматура	1998	2001
6.	Д2	Площадка РДНПС-1	ЗК 50-80	ОАО Тяжпромарматура	1998	2001
7.	Д3	Площадка РДНПС-1	ЗК 50-80	ОАО Тяжпромарматура	1998	2001
8.	Д4	Площадка РДНПС-1	ЗК 50-80	ОАО Тяжпромарматура	1998	2001
9.	Д35	ФГУ	ЗК 150-80	Усть-Каменогорский завод	1995	1996
10.	Д36	ФГУ	ЗК 150-80	Пензтяпром арматура	1995	1996

Параметры проверки запорной арматуры:

№ п/п	Технол. номер	Параметры проверки запорной арматуры						Проведение замеров акустических шумов запорной арматуры
		Давление до запорной арматуры МПа	Давление после запорной арматуры МПа	Перепад давления на запорной арматуре МПа	Время выдержки, мин	Величина и время изменения давления в отсеченном участке, Мпа/мин	Класс точности приборов измерения давления	
1.	Д37	0,7	0	0,70	30	0	0,025	Шумы имеются
2.	Д38	0,7	0	0,70	30	0	0,025	Шумы имеются
3.	Д39	0,7	0	0,70	30	0	0,025	Шумы имеются
4.	Д40	0,7	0	0,70	30	0	0,025	Шумы имеются
5.	Д1	4,2	0	4,2	30	0	0,025	Шумы отсутствуют
6.	Д2	4,2	0	4,2	30	0	0,025	Шумы отсутствуют
7.	Д3	4,2	0	4,2	30	0	0,025	Шумы отсутствуют
8.	Д4	4,2	0	4,2	30	0	0,025	Шумы отсутствуют
9.	Д35	4,2	0	4,2	30	0	0,025	Шумы отсутствуют
10.	Д36	4,2	0	4,2	30	0	0,025	Шумы отсутствуют

Приборы и метод проведения замеров акустических шумов запорной арматуры:

Акустикоэмиссионный течеискатель АЭТ-1Мс зав. № 777 метод Акустикоэмиссионный

Заключение:

Запорная арматура, заводской номер 111, 187, 139, 199, признана НЕГЕРМЕТИЧНОЙ так, как в течении 30 мин. шум протечки нефти/нефтепродукта через запорную арматуру

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат	Лист
					39

Подп. и дата
 Инв. № дубл.
 Взам. Инв. №
 Подп. и дата
 Инв. № подл.

Отталкиваясь от акта герметичности дренажной запорной арматуры, можно сделать вывод, что задвижки на фильтрах-грязеуловителях, на системе автоматического регулирования давления – соответствуют требованиям герметичности. На магистральных насосных агрегатах – негерметичны. Хотя дренажная запорная арматура является класса «С» по герметичности

Нормы и классы герметичности затворов запорной и обратной арматуры

Класс герметичности	Норма герметичности затвора Q , не более, для испытательной среды			
	вода при $R_{исп}$		воздух при $R_{исп}=0,6$ МПа	
	Q , мм /с	Q , см /мин	Q , мм /с	Q , см /мин
A	Отсутствие видимых утечек в течение времени испытания			
AA	0,006DN	0,00036DN	0,18DN	0,011DN
B	0,01DN	0,0006DN	0,30DN	0,018DN
C	0,03DN	0,0018DN	3,00DN	0,18DN
CC	0,08DN	0,0048DN	22,3DN	1,30DN
D	0,10DN	0,006DN	30DN	1,80DN
E	0,30DN	0,018DN	300DN	18,0DN
EE	0,39DN	0,023DN	470DN	28,2DN
F	1,0DN	0,060DN	3000DN	180DN
G	2,0DN	0,12DN	6000DN	360DN

Ине. № подл.	Подп. и дата
Взам. Ине. №	Ине. № дубл.
Подп. и дата	
Подп. и дата	

Ине. № подл.	Подп. и дата	Взам. Ине. №	Ине. № дубл.	Подп. и дата	Лист
Ине. № подл.	Подп. и дата	Взам. Ине. №	Ине. № дубл.	Подп. и дата	41
Ине. № подл.	Подп. и дата	Взам. Ине. №	Ине. № дубл.	Подп. и дата	

4. РАСЧЕТ НА ПРОЧНОСТЬ ТОЛЩИНЫ СТЕНКИ ДРЕНАЖНОГО ТРУБОПРОВОДА

4.1 Данные расчета толщины стенки.

$$s_R = \frac{|p| \cdot D_a}{2\Phi_y [\sigma] + |p|}$$

Где , s_R - расчетные толщины стенок труб и соединительных деталей, мм;

$|p|$ - допустимое рабочее избыточное внутреннее или наружное давление, МПа;

D_a - наружный диаметр трубы или детали трубопровода, мм;

Φ_y - коэффициент прочности продольного сварного шва при растяжении

$[\sigma]$ - допускаемые напряжения при расчетной температуре и при 20°C

Для начала находим допустимое давление трубы

Для расчета допустимого давления технологической трубы по ГОСТ 32388-2013 необходимо знать ее материал, толщину стенки, диаметр и класс прочности.

4.2. Допустимое давление можно рассчитать по формуле:

$$P = \frac{(S * t * K)}{(D * K1)}$$

где P - допустимое давление, S - прочностная характеристика материала трубы, t - толщина стенки трубы, D - диаметр трубы, K - коэффициент, учитывающий условия эксплуатации трубы, $K1$ - коэффициент, учитывающий класс прочности трубы.

Ив. № подл.	Подп. и дата
Взам. Инв. №	Инв. № дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Ив. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	Лист
Ив. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	42

4.3. Расчет допустимого давления.

Труба изготовлена из стали марки Ст3сп, имеет толщину стенки 4 мм, диаметр 50 мм и класс прочности L415. Тогда для данной трубы допустимое давление будет:

$$P = \frac{(392 * 0,004 * 1,4)}{(50 * 0,72)} = 30,22 \text{ МПа}$$

Таким образом, допустимое давление для технологической трубы по ГОСТ 32388-2013 с материалом Ст3сп, толщиной стенки 4 мм, диаметром 50 мм и классом прочности L415 составляет 30.22 МПа.

Следом находим наружный диаметр трубы D_a

Внутренний диаметр = 50мм

Толщина стенки = 4 мм

Сумма прибавок для компенсации допуска на минимальную толщину стенки заготовки = 3 мм

Из этого следует

$$D_a = 50 + 3 + 4 = 57 \text{ мм}$$

4.4. Расчет толщины стенки на прочность.

Допускаемые напряжения при расчетной температуре и при 20°C равна 154 Мпа для стали Ст3сп из которой изготовлен технологический трубопровод, для которого мы разрабатываем мероприятия.

Коэффициент прочности продольного сварного шва при растяжении для такого же трубопровода равен 1

Инв. № подл.	Подп. и дата
Взам. Инв. №	Инв. № дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Инв. № подл.	Лист
Из Лист	43
№ докум.	Подп.
Дат	

$$Sr = \frac{33.22 \cdot 57}{2 \cdot 1 \cdot 154 + 33.22} = \frac{1893.54}{341.22} = 5,54 \text{ мм}$$

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дат

5. Выбор и обоснование метода ремонта.

5.1. Обзор методов ремонта клиновых задвижек.

Существуют несколько способов ремонта клиновых задвижек. Для выбора ремонта нам предстоит кратко разобрать каждый из вариантов.

5.1.1. Текущий ремонт.

Текущий ремонт: Плановый ремонт, выполняемый для обеспечения или восстановления работоспособности объекта и состоящий в замене и/или восстановлении отдельных легкодоступных его частей (по ГОСТ 18322).

Текущий ремонт задвижек включает работы, выполняемые при техническом обслуживании:

- Смазка бугельного узла шпинделя задвижки.
- Контроль антикоррозионного покрытия и окраски, восстановление покрытия (при наличии дефектов) в соответствии с требованиями РД-25.220.01-КТН-112-14 и РД-23.040.00-КТН-088-14
 - Смазка уплотнительной поверхности шпинделя задвижки прогонка шпинделя по гайке на всю рабочую длину
 - Проверка сальникового уплотнения, нажимной втулки, донабивка или замена сальникового уплотнения (при необходимости)
 - Визуальный осмотр или эндоскопический контроль (при отсутствии смотровых окон в стойке) гладкой и резьбовой частей шпинделя.
 - Устранение следов коррозии и задиров шпинделя. Вмятины и риски глубиной не более 0,15 мм устраняют притиркой шлифовальными порошками и пастой ГОИ с применением притирочных приспособлений
 - Проверка обтяжки и обтяжка³⁾ шпилек фланцевого соединения «корпус – крышка». Проверку обтяжки фланцевых соединений запорной арматуры и обратных затворов выполняют гайковертами с контролем момента затяжки (динамометрические инструменты, ключи-мультипликаторы) равномерно в два

Ив. № подл.	Подп. и дата
Взам. Инв. №	Подп. и дата
Инв. № дубл.	Подп. и дата
Инв. №	Подп. и дата

Ив. № подл.	Подп. и дата	Лист
Из	Лист	№ докум.
Подп.	Дат	45

приема крест-накрест с усилием, соответствующим приведенному в эксплуатационных документах

- Проверка состояния бугельного узла шпинделя, определение степени износа резьбовой втулки шпинделя

Для задвижек от *DN 50* до *DN 250*, имеющих прокладочный материал паронит или терморасширенный графит по разьему «корпус – крышка» и в фланцевых соединениях с трубопроводами, – замена уплотнительного элемента. При этом уплотнительные элементы из паронита заменяют на прокладки из терморасширенного графита. В соответствии с РЭ или письмом завода изготовителя. При отсутствии требований изготовителя 1 раз в год.

5.1.2. Средний ремонт.

Средний ремонт: Плановый ремонт, выполняемый для восстановления исправности и частичного восстановления ресурса объекта с заменой или восстановлением составных частей ограниченной номенклатуры и контролем технического состояния объекта в объеме, предусмотренном в документации (по ГОСТ 18322).

СР клиновых задвижек включает в себя все работы, выполняемые при ТР:

- Разборка задвижки
- Зачистка внутренних полостей от грязи и отложений
- Проведение НК выемных и корпусных деталей клиновых задвижек в соответствии с РД-19.100.00-КТН-0036-21.
- Замена подшипников и смазки бугельного узла (при обнаружении конструктивных особенностей бугельного узла, отличающихся от конструкций аналогичных марок клиновых задвижек, замену подшипника допускается провести в следующую плановую остановку, при этом должен быть разработан и утвержден главным инженером ОСТ план мероприятий по замене)
 - Замена бугельной гайки, шпинделя по результатам ВИК и НК

Ине. № подл.	Подп. и дата
Взам. Инв. №	Подп. и дата
Инв. № дубл.	Подп. и дата

Ине. № подл.	Взам. Инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	Подп. и дата	Лист
Ине. № подл.	Взам. Инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	Подп. и дата	46

- Замена уплотнения шпинделя на новое (уплотнение шпинделя сальникового узла на основе асбеста заменяют на безасбестовое уплотнение)
- Замена крепежных элементов по результатам ВИК и НК
- Замена уплотнительного элемента между корпусом и крышкой на новое (установка резинового уплотнения или безасбестового уплотнения в зависимости от конструкции задвижки). Работы по замене резинового уплотнительного элемента необходимо проводить с учетом требований изготовителя клиновых задвижек. Резиновые уплотнительные элементы допускается изготавливать из резиновых шнуров в соответствии с приложением П
 - Контроль герметичности фланцевого соединения «корпус – крышка» и затвора задвижки

В соответствии с РЭ или письмом завода изготовителя. При отсутствии требований изготовителя 1 раз в период от 15 до 20 лет.

5.1.3. Капитальный ремонт.

Капитальный ремонт: Плановый ремонт, выполняемый для восстановления исправности и полного или близкого к полному ресурсу объекта с заменой или восстановлением любых его частей, включая базовые (по ГОСТ 18322).

Объем КР запорной арматуры включает следующие операции:

- восстановление герметичности затвора методом наплавки с последующей проточкой и шлифовкой;
- ремонт корпусных деталей;
- замена дефектных изношенных деталей;

Обустройство системой сброса (компенсации) давления из корпуса по заявке владельца. Капитальный ремонт клиновых задвижек предусмотрен 1 раз в 30 лет.

5.2. Выбор и обоснование метода ремонта.

1) В силу подхода срока капитального ремонта дренажных клиновых задвижек НПС-1 (раз в 30 лет), который в себя включает восстановление

Ив. № подл.	Подп. и дата
Взам. Инв. №	Инв. № дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Ив. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	Ив. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата
Ив. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	Ив. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата
Ив. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	Ив. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

герметичности затвора методом наплавки с последующей проточки и шлифовкой, ремонт корпусных деталей, замена дефектных изношенных деталей, будет объективно воспользоваться именно этим методом ремонта.

2) В виду усовершенствования и повышения качества работы технологического трубопровода и системы дренажа и подошедшим сроком капитального ремонта, вырезаем дренажную запорную арматуру полностью и заменяем ее на систему шарового крана.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дат

6. Мероприятия по проведению ремонта.

Замена дренажных задвижек МНА НПС-1, отключаемые участки, подключаемые после проведения работ:

Характеристика отключаемого участка:

На все время проведения работ по замене дренажных задвижек МНА НПС-1 выводится из работы НПС-1.

Участок отключается задвижками техн.№№ 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8.

Обеспечение землеотвода для производства работ, амбара для откачки нефти и т.д.

Землеотвод на данном участке работ не требуется, амбар для откачки нефти не требуется. Работы производятся на территории НПС.

Общее время производства работ – 59,5 часа:

- затраты времени на технологические переключения – 1,0 часа;
- затраты времени на проверку видимого разрыва – 1,0 часа;
- затраты времени на откачку нефти – 1,0 часа;
- затраты времени на дооткачку - 1,0 часа;
- затраты времени на производство основных работ – 56,5 часа;

Дренирование нефти из участка нефтепровода (общий объём 4 м³) будет производиться через дренажные трубопроводы НПС-1 в ёмкость техн.№ЕТ-5.

Информация о герметичности задвижек.

Технологический №	Расположение	Заключение	Дата акта на проверку герметичности
1	НПС-1	Герметична	07.05.2023
2	НПС-1	Герметична	07.05.2023

Ине. № подл.	Подп. и дата
Взам. Ине. № дубл.	Подп. и дата
Ине. № дубл.	Подп. и дата
Ине. №	Подп. и дата

Ине. № подл.	Подп. и дата	Ине. № дубл.	Подп. и дата	Ине. №	Подп. и дата	Лист
Ине. № подл.	Подп. и дата	Ине. № дубл.	Подп. и дата	Ине. №	Подп. и дата	49

3	НПС-1	Герметична	07.05.2023
4	НПС-1	Герметична	07.05.2023
5	НПС-1	Герметична	07.05.2023
6	НПС-1	Герметична	07.05.2023
7	НПС-1	Герметична	07.05.2023
8	НПС-1	Герметична	07.05.2023

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дат

УТВЕРЖДАЮ

Начальник станции

И.И. Воробьев

« 7 » 05 2023г.

АКТ №2023-1

Контроля затвора запорной арматуры на герметичность

Задвижка шиберная	ЗШ 500-80	DN500	PN8.0	Тех.№1
Задвижка шиберная	ЗШ 500-80	DN500	PN8.0	Тех.№2
Задвижка шиберная	ЗШ 500-80	DN500	PN8.0	Тех.№3
Задвижка шиберная	ЗШ 500-80	DN500	PN8.0	Тех.№4
Задвижка шиберная	ЗШ 500-80	DN500	PN8.0	Тех.№5
Задвижка шиберная	ЗШ 500-80	DN500	PN8.0	Тех.№6
Задвижка шиберная	ЗШ 500-80	DN500	PN8.0	Тех.№7
Задвижка шиберная	ЗШ 500-80	DN500	PN8.0	Тех.№8
Задвижка шиберная	ЗШ 500-80	DN500	PN8.0	Тех.№9
Задвижка шиберная	ЗШ 500-80	DN500	PN8.0	Тех.№10
Задвижка шиберная	ЗШ 500-80	DN500	PN8.0	Тех.№11
Задвижка шиберная	ЗШ 500-80	DN500	PN8.0	Тех.№12
Задвижка шиберная	ЗШ 500-80	DN500	PN8.0	Тех.№13
Задвижка шиберная	ЗШ 500-80	DN500	PN8.0	Тех.№14
Задвижка клиновая	ЗКЛПЭ 700-80	DN700	PN8.0	Тех.№15
Задвижка клиновая	ЗКЛПЭ 700-80	DN700	PN8.0	Тех.№16
Задвижка клиновая	ЗКЛПЭ 700-80	DN700	PN8.0	Тех.№17
Задвижка клиновая	ЗКЛПЭ 700-80	DN700	PN8.0	Тех.№18

(тип запорной арматуры, DN, PN, технологический номер)

Ив. № подл.	Подп. и дата
Взам. Ив. №	Ив. № дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Ив. № подл.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат	Лист
	51				

НПС-1

« 7 »

мая

2023г.

(дата составления акта)

Мы, нижеподписавшиеся:

Механик УОМТО	Жданов Д.В.
Мастер УРНМО	Егоров Р.М.
Слесарь РТУ	Бунаков В.В.

составили настоящий акт о том, что 07.05.2023г. проведен контроль затвора запорной арматуры на герметичность.

Заводской номер	185, 294, 149, 181, 182, 180, 186, 192, 178, 177, 31, 36, 37	DN 500	PN	0,8	Мпа.
	66, 41-03, 231, 101-11	DN 700	PN	0,8	Мпа.

Характеристики проверяемой арматуры:

№ п/п	Технол. номер	Место установки	Тип запорной арматуры	Завод-изготовитель	Год выпуска	Год монтажа
1.	1	Технологическая Насосная	ЗШ 500-80	ЗАО «Тяжпромарматура»/Россия	2000	2001
2.	2	Технологическая Насосная	ЗШ 500-80	ЗАО «Тяжпромарматура»/Россия	2000	2001
3.	3	Технологическая Насосная	ЗШ 500-80	ЗАО «Тяжпромарматура»/Россия	2000	2001
4.	4	Технологическая Насосная	ЗШ 500-80	ЗАО «Тяжпромарматура»/Россия	2000	2001
5.	5	Технологическая Насосная	ЗШ 500-80	ЗАО «Тяжпромарматура»/Россия	2000	2001
6.	6	Технологическая Насосная	ЗШ 500-80	ЗАО «Тяжпромарматура»/Россия	2000	2001
7.	7	Технологическая Насосная	ЗШ 500-80	ЗАО «Тяжпромарматура»/Россия	2000	2001
8.	8	Технологическая Насосная	ЗШ 500-80	ЗАО «Тяжпромарматура»/Россия	2000	2001
9.	9	Технологическая Насосная	ЗШ 500-80	ЗАО «Тяжпромарматура»/Россия	2000	2001

Инв. № подл. Подп. и дата
 Взам. Инв. № Инв. № дубл. Подп. и дата

Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

10.	10	Технологическая Насосная	ЗШ 500-80	ЗАО «Тяжпромарматура»/Россия	2000	2001
11.	11	Площадка РДНПС-1	ЗШ 500-80	ОАО Тяжпромарматура	2009	2009
12.	12	Площадка РДНПС-1	ЗШ 500-80	ОАО Тяжпромарматура	2009	2009
13.	13	Площадка РДНПС-1	ЗШ 500-80	ОАО Тяжпромарматура	2009	2009
14.	14	Площадка РДНПС-1	ЗШ 500-80	ОАО Тяжпромарматура	2009	2009
15.	15	ФГУ	ЗКЛПЭ 700-80	Усть-Каменогорский завод	2002	2004
16.	16	ФГУ	ЗКЛПЭ 700-80	Пензтяпром арматура	2003	2004
17.	17	ФГУ	ЗКЛПЭ 700-80	Усть-Каменогорский завод	2003	2004
18.	18	ФГУ	ЗКЛПЭ 700-80	Пензтяпром арматура	2003	2004

Параметры проверки запорной арматуры:

№	Технол. номер	Параметры проверки запорной арматуры						Проведение замеров акустических шумов запорной арматуры
		Давление запорной арматуры МПа	Давление после запорной арматуры МПа	Перепад Давления на запорной арматуре МПа	Время выдержки, мин	Величина и время изменения давления в отсеченном участке, Мпа/мин	Класс точности приборов измерения давления	
1.	1	0,7	0,5	0,20	30	0	0,025	Шумы отсутствуют
2.	2	0,7	0,5	0,20	30	0	0,025	Шумы отсутствуют
3.	3	0,7	0,4	0,30	30	0	0,025	Шумы отсутствуют
4.	4	0,7	0,4	0,30	30	0	0,025	Шумы отсутствуют
5.	5	0,7	0,4	0,30	30	0	0,025	Шумы отсутствуют
6.	6	0,7	0,4	0,30	30	0	0,025	Шумы отсутствуют
7.	7	0,7	0,35	0,35	30	0	0,025	Шумы отсутствуют
8.	8	0,7	0,35	0,35	30	0	0,025	Шумы отсутствуют

Инв. № подл. Подп. и дата Взам. Инв. № Инв. № дубл. Подп. и дата

9.	9	0,7	0,35	0,35	30	0	0,025	Шумы отсутствуют
10.	10	0,7	0,35	0,35	30	0	0,025	Шумы отсутствуют
11.	11	4,2	3,9	0,30	30	0	0,025	Шумы отсутствуют
12.	12	4,2	3,9	0,30	30	0	0,025	Шумы отсутствуют
13.	13	4,2	3,92	0,28	30	0	0,025	Шумы отсутствуют
14.	14	4,2	3,92	0,28	30	0	0,025	Шумы отсутствуют
15.	15	2,9	3,95	0,25	30	0	0,025	Шумы отсутствуют
16.	16	2,9	3,95	0,25	30	0	0,025	Шумы отсутствуют
17.	17	2,9	3,89	0,31	30	0	0,025	Шумы отсутствуют
18.	18	2,9	3,89	0,31	30	0	0,025	Шумы отсутствуют

Приборы и метод проведения замеров акустических шумов запорной арматуры:

кустикоземиссионный теческатель АЭТ-1Мс зав. № 145 метод Акустикоземиссионный

Заключение:

Запорная арматура, заводской номер 185, 294, 149, 181, 182, 180, 186, 192, 178, 177, 31, 36, 37, 66, 41-03, 231, 101-11 признана Герметичной так, как в течении 30 мин. шум протечки нефти/нефтепродукта через запорную арматуру

Отсутствует

(отсутствует/имеется)

(указать при необходимости дополнительные критерии)

Подписи:

Механик УОМТО

Мастер УРНМО

Слесарь РТУ

Жданов Д.В.

Егоров Р.М.

Бунаков В.В.

6.1. Наличие приварных элементов на месте производства работ.

№ воздушника	Диаметр отверстия, мм	Qв, м ³ /ч	Дистанция, км	Назначение воздушника	Тип воздушника

Лист

54

Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

Инв. № подл. Подп. и дата

Взам. Инв. № Инв. № дубл. Подп. и дата

В1	20	175	1МНА-1	Запуск/выпуск воздуха	Существующий
В2	20	175	1МНА-2	Запуск/выпуск воздуха	Существующий
В3	20	175	1МНА-3	Запуск/выпуск воздуха	Существующий
В4	20	175	1МНА-4	Запуск/выпуск воздуха	Существующий

Тип и количество применяемых герметизаторов. При производстве данных работ для герметизации применяется водяные пробки и глиняные тампоны.

Инв. № подл.	Подп. и дата
Взам. Инв. №	Инв. № дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Инв. № подл.	Лист
Из	55
Лист	
№ докум.	
Подп.	
Дат	

6.2. Технологический план-график производства основных работ по замене дренажных задвижек МНА НПС-1

№	Наименование операций	Объем работ		Продолжительность работ, часов		Соответствие планируемой продолжительности работ нормативам
		Единица измерения	Количество	План	По нормативу	
1	2	3	4	5	6	7
1 этап. Освобождение участка от нефти						
1.	Технологические переключения, закрытие задвижек 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8.	шт.	8	1,0	1,5	Соответствует
2.	Проверка наличия видимого разрыва электрических цепей на технологических задвижках.	шт.	8	1,0	2,0	Соответствует
2.1	Дренирование нефти из полости насосов тех.№№ 1МНА-1, 1МНА-2, 1МНА-3, 1МНА-4	м ³	3	1,0	-	По расчету
Итого по 1 этапу				3,0		

Ине. №	Подп. и
Взам.	Подп. и
Ине. №	Подп. и
Ине. №	Подп. и

Ине. №	Подп. и

ФЮРА.25.31.11.110.001 ПЗ

2 этап. Замена дренажных задвижек МНА НПС-1

3.	Разборка магистральных насосов техн.№№ 1МНА-1, 1МНА-2, 1МНА-3, 1МНА-4	шт.	4	4,0	-	Не нормируется
4.	Дооткачка АКН-10	м ³	1	1,0	-	По расчету
5.	Заполнение полости магистральных насосов техн.№№ 1МНА-1, 1МНА-2, 1МНА-3, 1МНА-4 и патрубков ТТ водой.	ед.	4	6,0	14	Соответствует
6.	Вырезка задвижек Ду50 с участками трубопровода Ду50 с применением ручных пил	резов	8	4,0	-	Не нормируется
7.	Демонтаж задвижек Ду50 и участков трубопровода Ду50	шт.	4	2,0	2,0	Соответствует
8.	Зачистка и подготовка рабочего места сварщиков	шт.	4	6,0	10,0	Соответствует

Ине. №	Подп. и
Взам.	Подп. и
Ине. №	Подп. и

Ине. №	Подп. и	Ине. №	Подп. и
Из	Лист	№ докум.	Подп.
			Дат

ФЮРА.25.31.11.110.001 ПЗ

9.	Герметизация полости трубопровода Ду50 глиной	шт.	8	4,0	12,0	Соответствует
10.	Стыковка и подгонка элемента трубопровода Ду50	шт.	8	4,0	12,0	Соответствует
11.	Сварка стыков Ду50, воротников	шт.	12	8,0	17,6	Соответствует
12.	Дефектоскопия сварных швов и выдача письменных заключений Ду50	шт.	8	8,0	12,0	Соответствует
13.	Заварка технологических отверстий, дефектоскопия сварных швов, проверка готовности участка к заполнению	шт.	4	1,5	1,5	Соответствует
14.	Сборка магистральных насосов техн.№№ 1МНА-1, 1МНА-2, 1МНА-3, 1МНА-4	шт.	4	8,0	-	Не нормируется
Итого по 2 этапу				56,5		
Продолжительность остановки для ремонтных работ, итого:				59,5		
Заполнение участка нефтепровода				-		

Ине. №	Подп. и
Взам.	
Ине. №	Подп. и

Ине. №	Лист	№ докум.	Подп.	Дат

ФЮРА.25.31.11.110.001 ПЗ

6.3. Расчет объемов и времени откачки нефти при производстве работ

6.3.1. Освобождение участка технологического трубопровода НПС от нефти.

Расчет объемов дренируемой нефти выполнен с учётом:

- Схем технологических трубопроводов;
- физических характеристик нефти.

Расчетный объем нефти, подлежащий освобождению из участков нефтепровода через дренажный трубопровод МНА:

$$V = \pi \cdot \frac{\sum_{i=1}^n (D_{ni} - 2 \cdot \delta_i)^2 \cdot L_{ni}}{4} = 3 \text{ м}^3$$

Дренирование нефти происходит через дренажные трубопроводы НПС-1 НПС, с дальнейшей дооткачкой АКН из корпуса МНА после частичной разборки МНА.

6.3.2. Последовательность переключений на технологических трубопроводах НПС

Прием откачиваемой нефти из участка ТТ НПС-1 МН производится в емкость дренажную НПС № ЕТ-5. При выполнении работ на воздушниках МНА (откачка/закачка нефти, выпуск воздуха и др.) ответственному за проведение работ обеспечить присутствие работников (УОМТО) со средствами связи и после выполнения работ организовать закрытие воздушников с докладом после выполнения этих работ лицу, ответственному за организацию безопасного производства работ.

Перед началом работ ответственный за организацию и безопасное производство работ докладывает диспетчеру РДП о готовности к производству работ и при наличии разрешения главного инженера АО по согласованию с диспетчером ТДП приступает к работам. В дальнейшем, о ходе работ он же докладывает диспетчеру РДП через операторов НПС пооперационно и каждые

Ив. № подл.	Подп. и дата
Взам. Ив. №	Ив. № дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Ив. № подл.	Подп. и дата				ФЮРА.25.31.11.110.001 ПЗ	Лист
Ив. № подл.	Подп. и дата	Ив. № подл.	Подп. и дата	Ив. № подл.		59
Ив. № подл.	Подп. и дата	Ив. № подл.	Подп. и дата	Ив. № подл.	Подп. и дата	Ив. № подл.

два часа."

Отключение участка и откачка нефти из участка ТТ НПС-1

Исходное положение задвижек перед началом работ:

Закрываются: задвижки №№ 1,2,3,4,5,6,7,8, Д37, Д38, Д39, Д40

Комплексным бригадам УОМТО, под руководством начальника УОМТО НПС, по согласованию с диспетчером ТДП последовательно ступенчато:

- открыть задвижки Д37, Д38, Д39, Д40.

Механику УОМТО НПС проверить текущие задвижки №№1,2,3,4,5,6,7,8 на герметичность путем прослушивания акустико-эмиссионными течеискателями на предмет обнаружения шумов протечки. Начальнику УОМТО НПС доложить оператору НПС о герметичности задвижек.

Слесарям по ремонту ТУ УОМТО НПС у задвижек №№1,2,3,4,5,6,7,8 заблокировать штурвалы. Электромонтерам обесточить электроприводы данных задвижек выполнить видимый разрыв в цепи электроснабжения задвижек и на щите управления задвижек вывесить плакаты «Не включать работают люди». Исполнителям работ оформить акт о создании видимого разрыва электрической цепи, приложив к нему подтверждающие фотоматериалы. Ответственному за подготовку и проведение работ осуществить проверку наличия актов и фотоматериалов, подтверждающих создание видимого разрыва электрической цепи.

При выявлении негерметичности затвора задвижек разработать отдельные мероприятия по отводу протечек и исключению попадания нефти к месту производства работ.

После проверки задвижек на герметичность:

По разрешению диспетчера ТДП произвести дренирование нефти.

Запуск ГВС осуществлять: МНА НПС-1 НПС (Воздушники №В1,В2,В3,В4);

Ине. № подл.	Подп. и дата
Взам. Ине. №	Ине. № дубл.
Подп. и дата	

Ине. № подл.	Подп. и дата	Взам. Ине. №	Ине. № дубл.	Подп. и дата
ИЗ	Лист	№ докум.	Подп.	Дат

ФЮРА.25.31.11.110.001 ПЗ

Лист

60

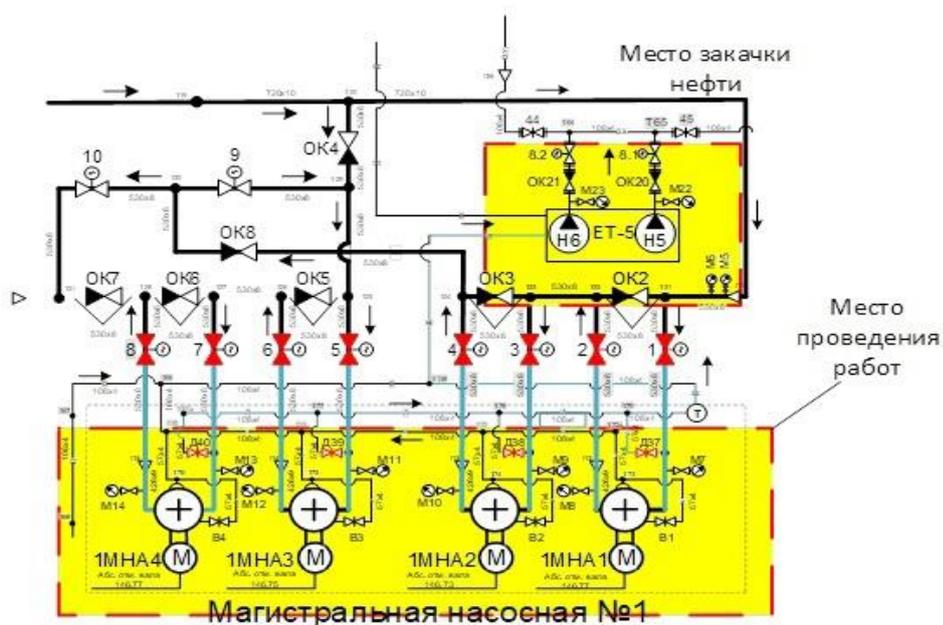
Произвести дренирование нефти из отключенного участка в объеме 4 м³. Дренирование нефти ведется в течение 1,0 часа. Во время дренирования необходимо вести постоянный контроль за уровнем нефти в ёмкости дренажной №ЕТ-5 (по месту и дистанционно из операторной).

После дренирования нефти в объеме 4 м³ начальнику УОМТО НПС проконтролировать наличие нефти в трубопроводе на месте производства работ. В случае необходимости произвести дооткачку нефти с применением АКН.

При отсутствии поступления нефти доложить оператору НПС и диспетчеру ТДП, о прекращении работ по дренированию нефти из отсеченного участка нефтепровода.

Учет дренируемой и дооткачиваемой нефти производить по уровню в емкости ЕТ-5 с передачей ответственным лицом (механик УОМТО) информации о количестве откаченной нефти диспетчерам РДП, ТДП.

Технологическая схема НПС



Инв. № подл.	Подп. и дата
Взам. Инв. №	Инв. № дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

ФЮРА.25.31.11.110.001 ПЗ

Все работы по замене дренажных задвижек выполняются в соответствии наряда-допуска.

Для раскочки участка производства работ мы будем открывать наряд-допуск газоопасных работ. Газоопасные работы - работы, связанные с внутренним осмотром, чисткой, ремонтом, разгерметизацией технологического оборудования, коммуникаций, установкой и снятием заглушек на оборудовании и трубопроводах, а также работы внутри емкостей (аппараты, резервуары, цистерны, а также коллекторы, колодцы, приямки, траншеи (глубиной от 1 м) и другие аналогичные места), при проведении которых имеется или не исключена возможность выделения в рабочую зону взрывопожароопасных или вредных паров, газов и других веществ, способных вызвать взрыв, загорание, оказать вредное воздействие на организм человека, а также работы при недостаточном содержании кислорода (объемная доля ниже 20%) в рабочей зоне.

Технология сварочных работ

5.1.1-5.1.2 Монтажные схемы производства работ.

5.2 Операционная технологическая карта сборки и сварки неповоротных стыков труб Ø 57. Стык №1.

5.3 Операционная технологическая карта сборки и сварки неповоротных стыков труб Ø 57. Стык №2зх.

5.4 Операционная технологическая карта сборки и сварки гладких чоппиков на трубе Ø 57*6.

5.5 Операционная технологическая карта сборки и сварки воротника (усиливающей накладки) выполняемой электродами с основным видом покрытия

Сварные кольцевые стыки диаметром до 89 мм включительно, имеющие недопустимые дефекты, подлежат вырезке.

Инд. № подл.	Подп. и дата
Взам. Инв. №	Подп. и дата
Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изд.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат
------	------	----------	-------	-----

ФЮРА.25.31.11.110.001 ПЗ

Перечень мест и наименований работ, проводимых в рамках ППР, на выполнение которых оформляются наряды-допуски в соответствии с ОР-13.100.00-КТН-082-18.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дат

ФЮРА.25.31.11.110.001 ПЗ

Лист

63

п/п	Место работы, выполняемой в рамках ППР	Наименование работы, выполняемой в рамках ППР	Вид (характер) работы, выполняемой по наряду-допуску
1	2	3	4
1.	НПС-1	Проверка герметичности задвижек	Газоопасные работы
2.	НПС-1	Разборка МНА с применением ПС	Газоопасные работы
3.	НПС-1	Дренирование нефти из отсеченного участка нефтепровода, дооткачка нефти вакуумным нефтесборщиком АКН, откачка нефти из АКН, слив нефти с АКН	Газоопасные работы
4.	НПС-1	Въезд техники во взрывоопасные зоны и газоопасные места	Газоопасные работы
5.	НПС-1	Вырезка элементов трубопровода ручными пилами, установка	Газоопасные работы

Ине. № подл.	Подп. и дата
Взам. Ине. №	Подп. и дата
Ине. № дубл.	Подп. и дата

Ине. № подл.	Подп. и дата	Ине. № дубл.	Подп. и дата	Взам. Ине. №	Подп. и дата
Ине. № подл.	Подп. и дата	Ине. № дубл.	Подп. и дата	Взам. Ине. №	Подп. и дата
Ине. № подл.	Подп. и дата	Ине. № дубл.	Подп. и дата	Взам. Ине. №	Подп. и дата

ФЮРА.25.31.11.110.001 ПЗ

Лист

64

		шунтирующих перемычек	
6.	НПС-1	Дегазация рабочего места, установка герметизаторов (глиняных тампонов, водяных пробок)	Газоопасные работы
7.	НПС-1	Сборка МНА с применением ПС	Газоопасные работы
8.	НПС-1	Монтаж элементов трубопровода	Огневые работы
9.	НПС-1	Дефектоскопия сварных стыков, заваренных технологических отверстий	Газоопасные работы
10.	НПС-1	Заполнение и выпуск воздуха при заполнении	Газоопасные работы

6.4. Заполнение отключенного участка ТТ НПС-1

Заполнение ТТ нефтью и вывод на режим работы НПС будет производиться после окончания всех работ по объекту 08-ТПР-006-019233 «Электродвигатель магистрального насоса №1, №2, №3, №4 4АРМП-2000. РНУ. Мариинская НПС»

Промывка глиняных тампонов: Промывку глиняных тампонов производить в период заполнения участка нефтью путем последовательного открытия дренажных задвижек МНА. Приём пробок – в дренажную ёмкость ЕТ-5. Контроль промывки глиняных тампонов вести по уровню нефти в емкости ЕТ-5.

Ине. № подл.	Подп. и дата
Взам. Инв. № дубл.	Подп. и дата
Инв. №	Подп. и дата

Ине. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. № дубл.	Инв. №	Подп. и дата
ИЗ	Лист	№ докум.	Подп.	Дат

ФЮРА.25.31.11.110.001 ПЗ

Лист

65

7. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ КАЧЕСТВА ПРОВЕДЕНИЯ РЕМОНТНЫХ РАБОТ

7.1. Обзор клиновых задвижек

Задвижка – простое и надежное запорное устройство, рассчитанное на работу в энергетических магистралях с различными рабочими средами. По конструктивному исполнению и примененному материалу, этот элемент выдерживает давление в системе до 25 МПа.

Конструктивно задвижка состоит из следующих частей:

- корпуса, закрытого крышкой на болтах;
- затвора;
- шпинделя с гайкой, составляющих винтовую пару;
- маховика;

клина или заслонки (учитывая устройство элемента).

Сечение канала с рабочей средой перекрывает клин или заслонка, при вращении маховика, перемещающего шпиндель в гайке. Внутри корпуса выполнены седла с зеркальными поверхностями, герметизирующие затвор. На запорных элементах для больших диаметров трубопроводов устанавливают пневматический, электрический или гидравлический привод, автоматизирующий работу устройства. Приводной механизм снабжен редуктором, преобразующим вращающий момент.

Корпусные детали задвижки изготавливают из чугуна или стали (легированной или нержавеющей). Затворный элемент выполняют стальным, подбирая материал по свойствам рабочей среды, в условиях которой предполагается эксплуатация.

Обычно задвижки применяют для работы в открытом или закрытом состоянии, без функции регулировки открытого сечения магистрали. Если оставить запорную деталь в промежуточном положении, это приведет к деформации затвора, с поломкой устройства.

Ине. № подл.	Подп. и дата
Взам. Ине. №	Ине. № дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

					ФЮРА.25.31.11.110.001 ПЗ	Лист
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дат		66

Преимущества шаровых кранов перед задвижками достаточно очевидны, но не смотря на это, на некоторых предприятиях продолжают использовать клиновые задвижки, мотивируя это несколькими причинами.

Некоторые инженеры на предприятиях считают что, задвижка, выполненная из стали, будто бы надёжнее шарового крана, и с её помощью можно осуществлять регулирование потока среды. Однако, инженеры ведущих компаний по производству трубопроводной арматуры однозначно заявляют: клиновые задвижки ни в коем случае не предназначены для регулирования потока среды, в отличие от тех же шаровых кранов.

7.2. Особенности клиновых задвижек

Практическое применение показывает, что при использовании **задвижек** в качестве регулирующей арматуры, задвижки довольно быстро выходят из строя, переставая удерживать поток среды в закрытом состоянии, то есть не выполняют даже своей непосредственной функции.

Следует отметить, что речь идёт именно о **стальных задвижках**, так как **чугунные задвижки** здесь даже не рассматриваются. Основная проблема в том, что чугунная ТПА чрезвычайно требовательна к условиям эксплуатации.

Так например, нельзя применять чугунные задвижки при температуре выше +350 градусов и ниже -20 градусов (здесь речь идёт о лучших марках чугуна) по шкале Цельсия. Имеются также ограничения по типу перекачиваемой среды (чугунную ТПА практически невозможно безопасно использовать в некоторых типах газопроводов), давлению, диаметру проходного отверстия и т.д. Хотя задвижки до сих пор и являются наиболее распространённым типом ТПА на различных трубопроводах, в последнее время наблюдается тенденция к замене задвижек на шаровые краны во многих системах.

Основные причины замены:

- задвижки требуют постоянного контроля за техническим состоянием (например, чистки сальниковых уплотнений),

Ине. № подл.	Подп. и дата
Взам. Инв. №	Инв. № дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Ине. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата
ИЗ	Лист	№ докум.	Подп.	Дат

ФЮРА.25.31.11.110.001 ПЗ

Лист

67

- задвижки неважно показывают себя при возникновении внештатных ситуаций, требующих быстрого перекрытия потока рабочей среды.

Кроме того, конструкция задвижки не обеспечивает хорошей герметичности, причём, это касается практически всех элементов: как самого затвора, так и корпуса. Далее заметим, что клиновые задвижки обладают изрядным весом и солидными габаритами, а также часто ломаются, что приводит к регулярному возникновению аварийных ситуаций.

7.3. Особенности шаровых кранов

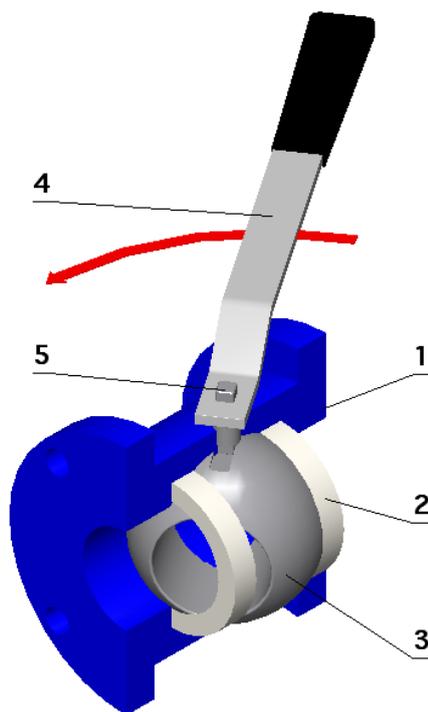


Схема компоновки шарового крана

1. Корпус цельносварного либо сборного типа, из которого выходят соединительные патрубки (сварные, муфтовые либо фланцевые) для стыковки арматуры с трубопроводом.
2. Два параллельно расположенных седла, фиксирующие запорный элемент внутри корпуса, представленные уплотнительными кольцами из полимерных материалов — фторопласта, тефлона либо синтетического каучука.

№ дубл.	Подп. и дата

Ине. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №/		
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дат

3. Запорный механизм — шар со сквозной перфорацией, образующей пропускное отверстие.
4. Ручной привод в виде рычага.
5. Шпиндель, соединяющий рукоятку с запорным элементом.

Шаровые краны в сравнении с **клиновыми задвижками** представляют собой более новый тип запорной ТПА, хотя конструкции шарового крана уже более ста лет. Из названия нетрудно понять, что основной запорный элемент в этих кранах имеет форму шара. Практическое применение такой конструкции показывает себя с гораздо более выгодной стороны, чем задвижка. Также следует отметить, что современные шаровые краны значительно более герметичны, чем клиновые задвижки. Дело в том, что производителям удалось решить проблему всех шаровых кранов прошлого (недостаточную герметичность), при использовании современных материалов. **Седло** современного шарового крана изготавливается из **полимерных композиций**, а не из металла, как это было раньше. Кроме того, такое решение позволило попутно и значительно облегчить управление краном, так как теперь не приходится прилагать значительных усилий для изменения положения запорного элемента. Следующей особенностью шаровых кранов является **компактная конструкция**, что также выгодно отличает шаровой кран от клиновой задвижки. Особенно это касается систем **жилищно-коммунального хозяйства**, однако и в достаточно крупных трубопроводах шаровые краны по габаритам значительно выигрывают у клиновых задвижек. На данный момент производители предлагают шаровые краны, выполненные из сталей, чугуна, латуни и пр. материалов.

Латунные краны нельзя использовать в системах, где температура среды превышает +100 градусов и они не слишком хорошо себя показывают и при минусовых температурах. Кроме того, латунные шаровые краны выполняются небольшими по диаметру (обычно не более 50 мм).

Стальной шаровой кран справится с температурой +200 градусов и будет работать при -50 градусах Цельсия, что делает его незаменимым в системах

Ине. № подл.	Подп. и дата
Взам. Инв. №	Инв. № дубл.
Подп. и дата	

Ине. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	ФЮРА.25.31.11.110.001 ПЗ	Лист
Ине. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата		69
Ине. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата		

перекачивания сред в условиях севера. К преимуществам стальной арматуры отнесём и увеличенный диаметр проходного отверстия. Но есть и один недостаток - это цена шарового крана. В ситуации экономии бюджета, есть большое искушение сделать выбор, основываясь на цене. Но и в этом случае, рациональное сравнение должно быть основано не на цене приобретения, а на «совокупной стоимости владения» оборудованием, в нашем случае шаровым краном или задвижкой. Если стоимость шарового крана в среднем выше стоимости задвижки аналогичного диаметра в 2 раза, то его полный срок службы выше в 4 раза.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дат

ФЮРА.25.31.11.110.001 ПЗ

Лист

70

жилья посуточно 2500 за человека в сутки. Проезд мы возьмем условно от соседней станции – 117км. Средство передвижения будет ЖД транспорт. Стоимость билета на одного человека в одну сторону составит 200р. Условно суточные возьмем за 400 р в день человеку.

Итого:

1) $6*2*3*2500= 90\ 000$ р затраты на проживание прикомандированных

2) $6*2*2*200= 4\ 800$ р затраты на проезд

3) $6*2*3*400 = 14\ 400$ суточные всем работникам 2 бригад

4) $90\ 000+14\ 400+4\ 800= 109\ 200$ р общие затраты на бригаду.

8.2.2. Затраты оборудование и расходные материалы.

Для того, чтобы нам избежать проблемы пополнения емкости, следует полностью заменить дренажные задвижки на агрегатах на шаровые краны.

Стоимость одного, который подходит нам, составляет 3 675 р

Общие затраты на расходные материалы такие как диски разной зернистости на шлейф-машинки, газовые и кислородные балоны для газорезки и газосварки, электроды для электросварки и тд возьмем 50 000

Итого: $50\ 000+(3\ 675*4)= 64\ 700$ р стоимость оборудования и расходных материалов

8.2.3. Суммарные затраты на производство работ.

1) $109\ 200+64\ 700= 173\ 900$ р

Вывод: Замена дренажных задвижек на шаровые краны станет эффективным решением как технически, так и экономически.

Ине. № подл.	Подп. и дата
Взам. Инв. №	Инв. № дубл.
Подп. и дата	

Ине. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дат

ФЮРА.25.31.11.110.001 ПЗ

Лист

72

Задание выдал консультант по разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев М.В.			

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8А2	Литвинов Александр Владимирович		

Инв. № подл.	Подп. и дата
Взам. Инв. №	Инв. № дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

ФЮРА.25.31.11.110.001 ПЗ

9. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ ПО РЕМОНТУ ДРЕНАЖНЫХ ЗАДВИЖЕК МАГИСТРАЛЬНЫХ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ НЕФТЕПЕРКАЧИВАЮЩЕЙ СТАНЦИИ

9.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В соответствии с законодательством на работах с вредными и или опасными условиями труда, а также на работах, связанных с загрязнением, работодатель обязан бесплатно обеспечить выдачу сертифицированных средств индивидуальной защиты согласно действующим типовым отраслевым нормам бесплатной выдачи работникам спецодежды, спец. обуви и других средств индивидуальной защиты в порядке, предусмотренном «Правилами обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты» [36], или выше этих норм в соответствии с заключенным коллективным договором или тарифным соглашением. Все лица, находящиеся на строительной площадке, обязаны носить защитные каски. Работники без защитных касок и других необходимых средств индивидуальной защиты к выполнению работ не допускаются. Работодатель должен обеспечить работников, занятых эксплуатацией нефтеперекачивающих станций санитарно-бытовыми помещениями (гардеробными, сушилками для одежды и обуви, душевыми, помещениями для приема пищи, отдыха и обогрева и проч.) согласно соответствующим строительным нормам и правилам, и коллективному договору или тарифному соглашению. В решениях по организации труда излагаются: форма организации труда (вахтовый, экспедиционно-вахтовый, бригадный и т.д.); графики работы; режимы труда и отдыха; составы бригад. При описании режима труда указываются: продолжительность вахты; продолжительность смены; количество смен; часы начала и окончания смены; внутрисменные перерывы на отдых; перерывы на прием пищи. При эксплуатации НПС в экстремальных климатических условиях

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	<p style="text-align: center;"><i>Организация и проведение внутритрубной диагностики внутрипромыслового трубопровода</i></p>							
								Из	Лист	№ докум.		
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	<p style="text-align: center;">Социальная ответственность</p>	Разраб.	Литвинов А.В.	Лит.	Лист	Листов		
						Пров.	Гуляев. М.В.					3
						Н.						
						Утв.						
						<p>ТПУ Группа 3-2Б8А2</p>						

(с низкими или высокими атмосферными температурами) дополнительно указываются средства защиты людей от жары или холода, продолжительность перерывов на обогрев, способы организации рационального питания или утоления жажды, в зависимости от жесткости погоды.

Подготовка к эксплуатации санитарно-бытовых помещений и устройств должна быть закончена до начала производства работ. При реконструкции действующих предприятий санитарно-бытовые помещения следует устраивать с учетом санитарных требований, соблюдение которых обязательно при осуществлении производственных процессов реконструируемого объекта. Производственные территории, участки работ и рабочие места должны быть обеспечены необходимыми средствами коллективной или индивидуальной защиты работающих, первичными средствами пожаротушения, а также средствами связи, сигнализации и другими техническими средствами обеспечения безопасных условий труда в соответствии с требованиями действующих нормативных документов и условиями соглашений. При размещении на производственной территории санитарно-бытовых и производственных помещений, мест отдыха, проходов для людей, рабочих мест должны располагаться за пределами опасных зон. На границах зон, постоянно действующих опасных производственных факторов должны быть установлены защитные ограждения, а зон потенциально опасных производственных факторов – сигнальные ограждения и знаки безопасности.

Проезды, проходы на производственных территориях, а также проходы к рабочим местам и на рабочих местах должны содержаться в чистоте и порядке, очищаться от мусора, не загромождаться складироваемыми материалами и конструкциями.

Находясь на территории производственной площадки, в производственных и бытовых помещениях, на участках работ и рабочих местах, работники, а также представители других организаций обязаны выполнять правила внутреннего трудового распорядка, принятые в данной организации. Территориально обособленные помещения, площадки, участки работ, рабочие места должны быть обеспечены телефонной связью или

Ине. № подл.	Подп. и дата
Взам. Ине. №	Ине. № дубл.
Подп. и дата	

Ине. № подл.	Подп. и дата	Взам. Ине. №	Ине. № дубл.
Из	Лист	№ докум.	Подп.
			Дат

радиосвязью.

В санитарно-бытовых помещениях должна быть аптечка с медикаментами, носилки, фиксирующие шины и другие средства оказания пострадавшим первой медицинской помощи. В соответствии с законодательством работодатель обязан организовать проведение расследования несчастных случаев на производстве в порядке, установленном Положением, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 11 марта 1999 г. № 279 [37]. По результатам расследования должны быть разработаны и выполнены профилактические мероприятия по предупреждению

9.2. Профессиональная социальная безопасность

Социальная ответственность или корпоративная социальная ответственность (как морально-этический принцип) – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров (ГОСТ Р ИСО 26000-2012) [22].

В процессе транспортировки нефти по МН ключевую роль играют МНА, которые относятся к основному оборудованию НПС. МНА располагаются в насосном зале, где существует вероятность проявления вредных и опасных факторов (табл. 6.1), негативного воздействия на окружающую природную среду, а также возникновения ЧС. Насосный зал располагается на нефтеперекачивающей станции и является основным оборудованием.

Целью выполнения данного раздела ВКР является выявление и анализ перечисленных опасностей в рабочей зоне. Место проведения работ – насосный зал. Условия – закрытое помещение.

Таблица 9.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при управлении перекачкой товарной нефти по магистральному нефтепроводу

Наименование	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ)	Нормативные
--------------	---------------------------------	-------------

Изн	Лист	№ докум.	Подп.	Дат

Изн	Лист	№ докум.	Подп.	Дат
Взам.	Изн.	№	Изн.	№ дубл.
Подп.	Изн.	№	Изн.	№ дубл.
Подп.	Изн.	№	Изн.	№ дубл.
Подп.	Изн.	№	Изн.	№ дубл.

видов работ	с измен. 1999 г.)		документы
	Вредные	Опасные	
1. Открытие / закрытие станционных задвижек	1. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды;	1. Движущиеся механизмы, подвижные части производственно	ГОСТ 12.1.005-88 [23] ГОСТ 12.1.003-83 [24] ГОСТ 12.1.012-04 [25]
2. Обслуживание, ремонт насосных агрегатов	2. Повышенные уровни шумов и вибрации;	2. Производственные факторы связанные с электрическим током;	РД 153-39ТН-008-96 [26] РД 34.21.122-87 [31]
3. Контроль технологических параметров процесса перекачки товарной нефти	3. Отклонение показателей микроклимата в помещении;	3. Пожаровзрывоопасность	ГОСТ 12.1.101-76 [32] РД 13.220.00-КТН-575-06 [33]
4. Контроль УСВД	4. Недостаточная освещенность рабочей зоны		РД 153-39.4-056-00 [34]

9.2.1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды

1. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды

Насосный зал общего укрытия МНА является наиболее опасным

Ине. № подл.	Взам. Ине. №	Ине. № дубл.	Подп. и дата

Ине. № подл.	Взам. Ине. №	Ине. № дубл.	Подп. и дата
Из	Лист	№ докум.	Подп. Дат

Социальная ответственность

объектом на НПС, поскольку здесь сконцентрировано наибольшее количество токсичных газов, к которым относятся пары нефти, сероводорода, метана, легких углеводородов.

Основными источниками их выделения являются:

1. Предохранительные устройства. В случае остановки МНА срабатывает ССВД, и часть нефти сбрасывается в емкость сброса ударной волны, в результате чего имеется интенсивное газовыделение.
2. Нарушения герметичности оборудования (дефекты материалов и строительно-монтажных работ, коррозия, не соблюдение правил эксплуатации, окончание нормативного срока службы уплотнений запорной арматуры и насосов).

Согласно [23] воздушные смеси и газы, скапливающиеся в насосном зале, по степени воздействия на организм человека относятся к третьему и четвертому классу (табл. 6.2).

Таблица 6.2 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ, скапливающихся в насосном зале [23]

Вещество	ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м ³	Класс опасности
Сероводород в смеси с углеводородами C ₁ – C ₅	3	III
Бензол	5	
Окислы азота	5	
Масла минеральные нефтяные	5	
Сероводород	10	
Оксид углерода	20	IV
Нитросоединения метана	30	
Ксилол	50	
Толуол	50	
Бензин	100	

Ине. № подл.	Подп. и дата
Взам. Ине. №	Ине. № дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Ине. № подл.	Подп. и дата	Взам. Ине. №	Ине. № дубл.	Подп. и дата
Ине. № подл.	Подп. и дата	Взам. Ине. №	Ине. № дубл.	Подп. и дата
Ине. № подл.	Подп. и дата	Взам. Ине. №	Ине. № дубл.	Подп. и дата

Социальная ответственность

Лист

80

и электродвигателей.

6. Применение средств индивидуальной защиты. Согласно [27] применяются вкладыши, представляющие собой мягкие тампоны, пропитанные смесью парафина и воска, или жесткие вкладыши из резины. Вкладыши компактны и дешевы, однако недостаточно эффективны, так как способны снизить уровень шума только на 5-20 дБА. В связи с этим широкое распространение нашли наушники, которые способны снижать уровень шума на 7-47 дБА. При недостаточности акустических характеристик наушников, применяют звукоизолирующие шлемы.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дат	
<i>Социальная ответственность</i>					Лист 83

3. Производственные факторы связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды

К метеорологическим условиям производственной среды относятся: относительная влажность, барометрическое давление, скорость движения и температура воздуха, интенсивность теплового излучения от нагретых поверхностей. Все эти условия оказывают влияние на здоровье и самочувствие человека, на его функциональную деятельность. Различные их сочетания позволяют добиться благоприятных условий для работы человека. Например, при повышенной температуре в помещении следует увеличить скорость движения воздуха. Однако неправильное сочетание может принести вред. Например, если повысить влажность воздуха, то это только усугубит действие как пониженной, так и повышенной температуры в помещении.

Микроклимат в помещении насосного зала поддерживается при помощи системы вентиляции и отопления. Согласно [28], в жаркое время года в насосном зале поддерживают нормативную температуру $+22...+24$ °С спомощью приточно-вытяжной вентиляции, а в холодный период $+18...+20$ °С с помощью электрического отопления. Относительная влажность должна составлять 40-60%, скорость движения воздуха – 0,1 м/с в холодный периодгода, 0,2 м/с – в теплый.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изд.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат

4. Отсутствие или недостаток исправного освещения

Неправильно выбранное освещение значительно усложняет работу обслуживающего персонала, что способствует снижению производительности труда, а также может привести к травмированию. При недостаточном освещении будет невозможно должным образом контролировать опасные зоны, при чрезмерном освещении произойдет слепящее действие.

Освещенность рабочих мест осуществляется с помощью естественного и искусственного освещения. Естественное освещение насосного зала в дневное время должно обеспечиваться окнами, число которых должно быть достаточным для работы обслуживающего персонала без снижения производительности. В темное время суток освещенность рабочих мест осуществляется искусственным освещением, светильники которого должны быть выполнены во взрывозащищенном исполнении. В случае ремонтных работ необходимо местное освещение. Для этого применяются переносные светильники на аккумуляторе во взрывозащищенном исполнении.

Согласно [29], для естественного освещения помещений промышленных предприятий коэффициент естественной освещенности (КЕО) должен составлять при верхнем или комбинированном освещении – 4,0 %.

В таблице 6.3 приведены показатели нормируемой освещенности для насосного зала согласно с [30].

Ине. № подл.	Подп. и дата	Взам. Ине. №	Ине. № дубл.	Подп. и дата

Таблица 9.3 – Показатели нормируемой искусственной освещенности для насосного зала [30]

Помещение	Рабочая поверхность, на которой нормируется освещение	Нормируемая освещенность, лк					
		При разрядных лампах			При лампах накаливания		
		Одно обще е	комбинированное		Одно обще е	комбинированное	
			всего	от общег о		всего	от общег о
Насосный зал а) с постоянным дежурством	На уровне 0,8 м от пола	200			150		
	На уровне мер е масл а	75			30		
	На шкалах приборов, щите управления	150			100		
	Стол машиниста	200	400	200	150	300	150
б) без постоянного дежурства	На уровне 0,8 м от пола	150			100		
	На уровне мер е масл а	75			30		
	На шкалах приборов, щите управления	150			200		

Ине. № подл.	Подп. и дата
Взам. Ине. №	Ине. № дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Ине. № подл.	Подп. и дата	Взам. Ине. №	Ине. № дубл.
Из	Лист	№ докум.	Подп.
			Дат

Социальная ответственность

9.2.2. Анализ потенциальных опасных факторов проектируемой производственной среды

Движущиеся механизмы, подвижные части производственного оборудования

МНА, расположенные в насосном зале, имеют вращающиеся части, которые могут привести к механическому воздействию на организм человека. Все движущиеся и вращающиеся части МНА, в который входят двигатель и насос, а также передача от двигателя к насосу должны быть ограждены специальными съемными кожухами, чтобы исключить попадание в движущиеся и вращающиеся части. Ремонт и осмотр огражденных частей механизмов и снятие ограждений допускается только после полной остановки механизма.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дат	
<i>Социальная ответственность</i>					Лист 87

вторичным воздействием атмосферного электричества, способны вызвать искрение в местах с плохим контактом, следствием чего могут быть пожары и взрывы.

Для защиты от прямых ударов молнии применяются молниеотводы стержневые и тросовые, которые принимают удар молнии на себя и отводят ток молнии в землю. Для молниезащиты укрытия насосных агрегатов НПС применяют стержневые молниеотводы, при этом согласно [31] токоотвод выполняют из листовой стали и соединяют с молниеотводом сваркой. Сопротивление заземления должно быть меньше или равно 10 Ом.

Требования к электротехническому персоналу:

- Работники, которые выполняют работы в электроустановках, должны иметь соответствующую характеру работы профессиональную подготовку. При отсутствии такой подготовки данные работники должны до допуска к самостоятельной работе пройти обучение в специализированных центрах подготовки персонала (учебно-тренировочные центры, учебные комбинаты и т.п.).

- Профессиональная подготовка работников, повышение их квалификации, проверка знаний и инструктажи должны проводиться в соответствии с требованиями отраслевых и государственных нормативных актов по безопасной работе и охране труда.

- Проверка состояния здоровья работников проводится до их приема на работу, а также периодически во время работы в порядке и сроках, предусмотренных Министерством здравоохранения и социального развития РФ. Совмещаемые профессии администрация предприятия обязана указывать в направлении на медосмотр.

- До допуска к самостоятельной работе электротехнический персонал должен пройти обучение по приемам освобождения пострадавших от действий электрического тока, оказанию первой медицинской помощи при несчастных случаях.

- Персонал, занимающийся обслуживанием электроустановок, обязательно проходит проверку знаний Правил техники безопасности, а также других

Ине. № подл.	Подп. и дата
Взам. Ине. №	Ине. № дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Ине. № подл.	Подп. и дата	Ине. № дубл.	Подп. и дата
Ине. № подл.	Подп. и дата	Ине. № дубл.	Подп. и дата
Ине. № подл.	Подп. и дата	Ине. № дубл.	Подп. и дата

нормативно-технических документов (инструкций по пожарной безопасности, использованию защитных средств, правил электроустановок и т.п.) в пределах требований, которые предъявляются к каждой определенной профессии и должности. Кроме этого такой персонал должен иметь группу по электробезопасности (приложение №1 к Межотраслевым правилам по охране труда при эксплуатации электроустановок, утвержденное постановлением №3 Минтруда РФ от 05.01.2001 г. и Приказом №163 Минэнерго РФ от 27.01.2001 г.). Работники должны соблюдать все требования правил и инструкций по охране труда, а также указания, полученные при инструктаже. Прошедшим проверку знаний по охране труда при эксплуатации электроустановок выдают установленной формы удостоверение (согласно 2,3 приложениям к Правилам), в которое заносятся результаты проверки.

- Персонал, имеющий право на проведение специальных работ, должны иметь об этом запись в удостоверении. К таким работам относят: испытания оборудования повышенным напряжением (кроме работ с использованием мегомметра), верхолазные работы, работы под напряжением на токоведущих частях (ремонт проводов, обмыв, чистка и замена изоляторов, смазка тросов, контроль измерительной штангой соединительных зажимов и изоляторов). С учетом местных условий перечень специальных работ может быть расширен.

- Работник на стажировке или дублировании закрепляется за опытным работником посредством соответствующего распоряжения. К самостоятельной работе он допускается также распоряжением руководителя предприятия.

- Любой работник в случае невозможности принятия мер по устранению нарушений настоящих Правил обязан незамедлительно сообщить обо всех замеченных нарушениях и представляющих опасность неисправностях электроустановок, инструмента и т.д. вышестоящему руководителю.

- Группа I – это неэлектротехнический персонал. Список профессий и рабочих мест, которые относятся к I группе определяется руководителем организации. Работникам, усвоившим требования по электробезопасности к его производственной деятельности, присваивают I группа с оформлением в журнале (6 приложение к Правилам). I группа присваивается при помощи

Ине. № подл.	Подп. и дата
Взам. Ине. №	Ине. № дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Ине. № подл.	Подп. и дата	Взам. Ине. №	Ине. № дубл.	Подп. и дата
Ине. № подл.	Подп. и дата	Взам. Ине. №	Ине. № дубл.	Подп. и дата
Ине. № подл.	Подп. и дата	Взам. Ине. №	Ине. № дубл.	Подп. и дата

инструктажа, который завершается проверкой знаний в виде устного опроса и при необходимости проверкой приобретенных навыков электробезопасности и оказания первой помощи при поражении электротоком. IV группа присваивается работником, относящимся к электротехническому персоналу и имеющим III группу, который назначается распоряжением руководителя предприятия.

- III группа может быть присвоена только при достижении возраста 18 лет.
- При поступлении на работу, при замещении отсутствующего работника или при переводе на другой участок работы работнику при проверке знаний необходимо подтвердить имеющуюся группу применительно к электрооборудованию установки на новом участке.

- При переводе работников, которые заняты обслуживанием электроустановок с напряжением менее 1000 В, на работу по обслуживанию установок с напряжением более 1000 В ему присваивается начальная группа выше III.

- Специалисты по охране труда и госинспекторы, которые контролируют электроустановки, не относятся ни к электротехнологическому, ни к электротехническому персоналу. Эти специалисты должны иметь IV группу с правом инспектирования. Форма удостоверения приводится в 3 приложении Правил. Общий производственный стаж таких работников должен составлять не менее 3 лет. Инспекторы по энергонадзору и специалисты по охране труда энергоснабжающих предприятий могут иметь V группу.

Инв. № подл.	Подп. и дата
Взам. Инв. №	Инв. № дубл.
Подп. и дата	
Подп. и дата	

Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

3. Пожаровзрывоопасность

Наиболее пожаровзрывоопасным объектом на НПС является насосный зал общего укрытия МНА, поскольку здесь сконцентрировано наибольшее количество взрывоопасных газов. Здесь возможно скопление паров нефти, сероводорода, метана, легких углеводородов.

Основными источниками их выделения являются [32]:

1. Предохранительные устройства. В случае остановки МНА срабатывает УСВД, и часть нефти сбрасывается в емкость сброса ударной волны, в результате чего имеется интенсивное газовыделение.

2. Нарушения герметичности оборудования (дефекты материалов и строительно-монтажных работ, коррозия, не соблюдение правил эксплуатации, окончание нормативного срока службы уплотнений запорной арматуры и насосов).

Согласно [32], опасные газы имеют характеристики, приведенные в таблице

Таблица 6.4 – Характеристика взрывоопасных газов

Наименование	Температура, °С		Предел взрываемости, мг/м ³	
	вспышки	самовоспламенения	нижний	верхний
Углеводороды	3...+45	260-375	1,1	6,4
Сероводород	–	246	4,3	10
Газ нефтяной	–	405-580	6	13,5

Методы снижения пожаровзрывоопасности [33]:

1. Исключение источников газообразования (соблюдение правил эксплуатации, противокоррозионная защита, своевременная замена уплотнений

Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. Инв. № | Инв. № дубл. | Подп. и дата

Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

Социальная ответственность

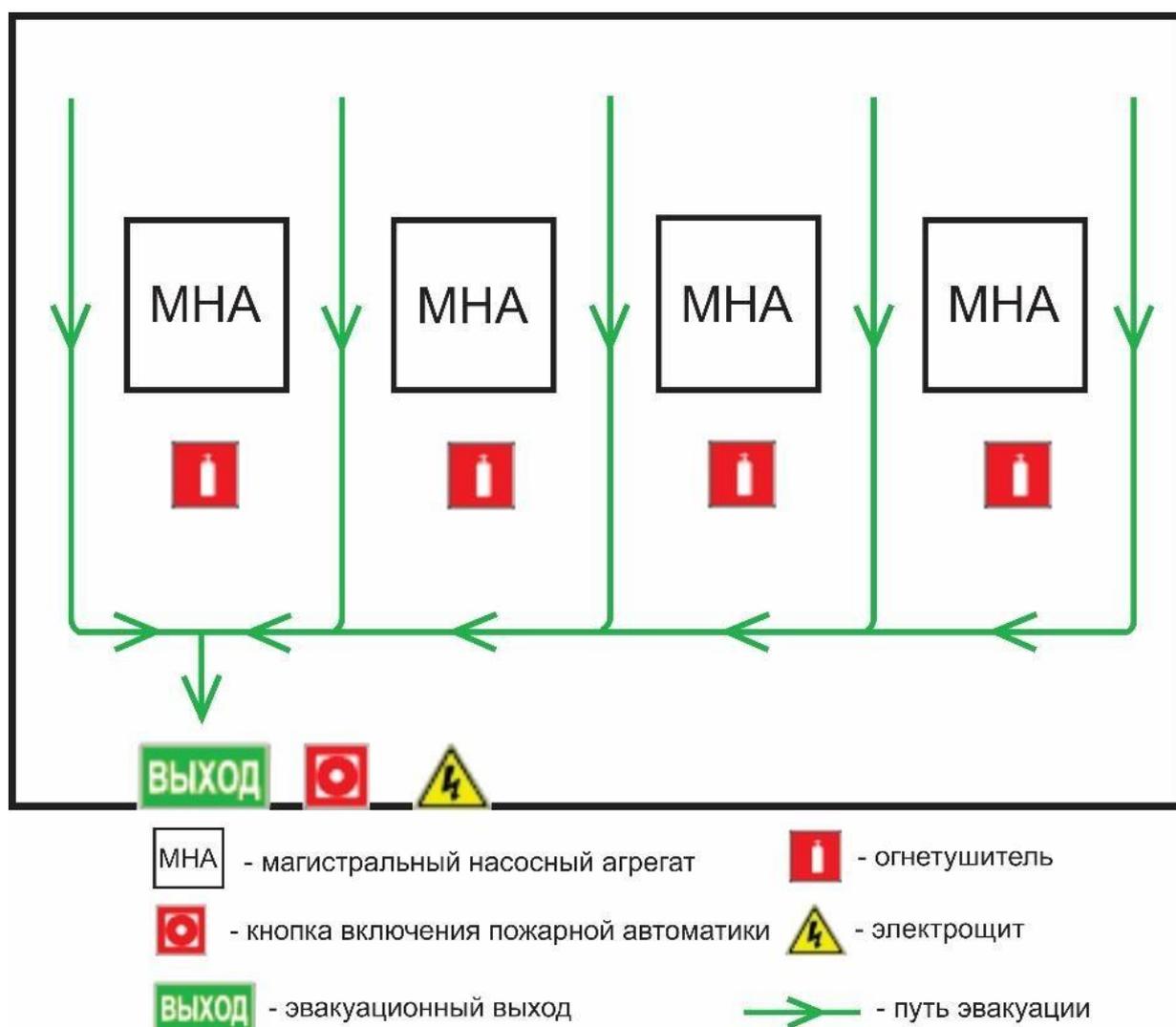
насосов и запорной арматуры).

2. Исключение причин возникновения пожаров и взрывов.
3. Уменьшение концентрации взрывоопасных газов путем проветривания насосного зала.
4. Контроль загазованности газоанализаторами.
5. Применение электрооборудования во взрывобезопасном исполнении.

В соответствии с [33] первичными средствами пожаротушения являются: порошковые огнетушители, песок, кошма.

На рисунке 6.1 изображен эвакуационный план насосного зала.

Рисунок 6.1 – Эвакуационный план насосного зала



Инв. № подл.	Подп. и дата
Взам. Инв. №	Инв. № дубл.
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

Социальная ответственность

9.3. Экологическая безопасность

Загрязняющие вещества, такие как нефть, масла, растворители, шлам очистки насосов от нефти поступают в гидросферу в составе сточных вод от многих объектов НПС, в том числе и магистральной насосной, где причиной этого могут быть ремонтные работы, несоблюдение правил эксплуатации оборудования, износ уплотнений насосов, аварии.

Одним из природоохранных мероприятий для минимизации вредного воздействия является очистка сточных вод (табл. 6.5). Применяются следующие методы очистки: механическая (центрифугирование), химическая (адсорбция, ионообменный метод), физико-химическая (электрофлотация, электродиализ, электрофорез, электрокоагуляция), термическая, биологическая.

Поскольку в состав сточных вод входят следующие примеси: железо, нефтепродукты, метанол, фенолы, сульфаты, хлориды, СПАВ, то методы очистки сточных вод следует применять комплексно.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата				
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дат	<i>Социальная ответственность</i>			
					94			

Таблица 6.5 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при управлении перекачкой товарной нефти по магистральному нефтепроводу

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Атмосфера	Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу из магистральной насосной по причине не плотности технологического оборудования	<ol style="list-style-type: none"> 1. Проверка оборудования на прочность и герметичность; 2. Соблюдение правил эксплуатации; 3. Своевременная замена уплотнений насосов и запорной арматуры; 4. Оснащение системой контроля загазованности
Вода и водные ресурсы	Попадание в гидросферу загрязняющих веществ, таких как нефть, масла, растворители, шлам очистки насосов от нефти в составе сточных вод от магистральной насосной по причине ремонтных работ, несоблюдения правил эксплуатации оборудования, износа уплотнений насосов, аварий	<ol style="list-style-type: none"> 1. Своевременный осмотр оборудования и устранение несоответствий паспортным требованиям; 2. Своевременная уборка отходов в специально отведенные места с дальнейшей

Ине. № подл.	Подп. и дата
Взам. Ине. №	Ине. № дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Ине. № подл.	Подп. и дата	Взам. Ине. №	Ине. № дубл.	Подп. и дата
Ине. № подл.	Подп. и дата	Взам. Ине. №	Ине. № дубл.	Подп. и дата
Ине. № подл.	Подп. и дата	Взам. Ине. №	Ине. № дубл.	Подп. и дата

Социальная ответственность

Лист

95

		<p>транспортировкой до местпереработки;</p> <p>3. Очистка, а затем отвод сточных воды с объектов НПС</p> <p>только соответствующих нормативным требованиям</p>
Земля и земельные ресурсы	<p>Утечки нефти, масла и других загрязняющих веществ в результате ремонтных работ, несоблюдения правил эксплуатации оборудования, износа уплотнений насосов, аварий</p>	<p>Проведение своевременного осмотра оборудования и устранение несоответствий паспортным требованиям</p>
	<p>Загрязнение почвы в результате неправильной</p>	<p>Складирование отходов в специальные металличе</p>
	<p>утилизации отработанных ламп, тары из-под лакокрасочных материалов, промасленной ветоши, отработанных масел</p>	<p>контейнеры с последующим вывозом на полигоны промышленных отходов</p>

Инв. № подл.	Подп. и дата
Взам. Инв. №	Подп. и дата
Инв. № дубл.	Подп. и дата

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дат

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ И ИСТОЧНИКОВ

1. ГОСТ 33258-2015. Арматура трубопроводная. Наплавка и контроль качества наплавленных поверхностей. Технические требования. – Введ. 2015-03-27. – М.: Стандартинформ, 2016. – 46 с.
2. СТО Газпром 2-4.1-212-2008. Общие технические требования к трубопроводной арматуре, поставляемой на объекты ОАО "ГАЗПРОМ". – Введ. 2008-0614. – М.: ООО «Информационно-рекламный центр газовой промышленности», 2008 – 85 с.
3. РД 153-34.1-39.603-99. Руководство по ремонту арматуры высоких параметров. – Введ. 2000-11-01. – М.: СПО ОРГРЭС, 2000. – 66 с.
4. ГОСТ 5762-2002 Арматура трубопроводная промышленная. Задвижки на номинальное давление не более PN 250. Общие технические условия. – Введ. 2003-07-01. – М.: Стандартинформ, 2000. – 29 с.
5. Гошко, А. И. Арматура трубопроводная целевого назначения. Выбор. Эксплуатация. Ремонт / А. И. Гошко. – М. : Машиностроение, 2003. – 432 с.
6. СТ ЦКБА 053-2008 Арматура трубопроводная. Наплавка и контроль качества наплавленных поверхностей. Технические требования. – Введ. 2009-01.01. – М.: НПФ «ЦКБА», 2008. – 65 с.
7. Сорокин, В.Г. Марочник сталей и сплавов / В.Г. Сорокин, А.В.

Ине. № подл.	Подп. и дата	Взам. Ине. №	Ине. № дубл.	Подп. и дата		
						Лист
						99
					Из Лист № докум. Подп. Дат	

21. G. V. Mamontov. New developments in oil refinery and tank valves
 [Электронный ресурс] / Mamontov G. V.– Электрон. текстовые дан. –
 Springerlink, 1967.- режим доступа к ресурсу:

<https://www.springerlink.com/> – (дата обращения 10.04.2018).

22.

I. N. Karelin Improving the design reliability of petroleum pipeline
 components on repair [Электронный ресурс] / Karelin G. V.– Электрон.
 текстовые дан. – Springerlink, 2005.- режим доступа к ресурсу:

<https://www.springerlink.com/> – (дата обращения 10.04.2018).

23.V. A. Korotkov More Efficient Surfacing [Электронный ресурс] /

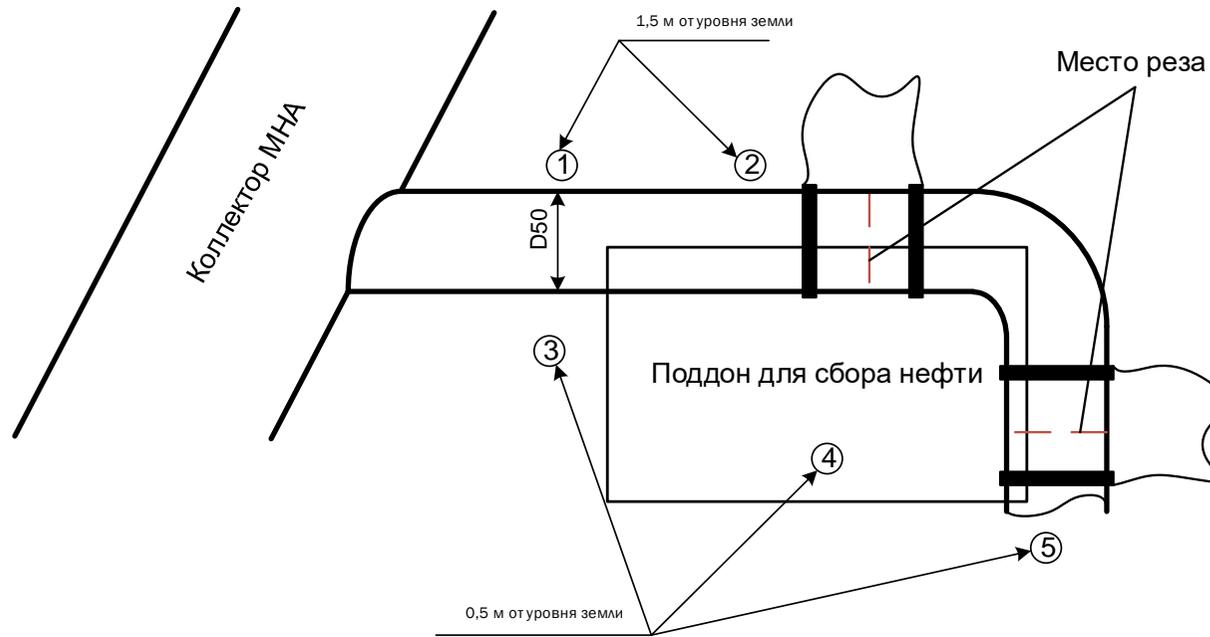
Korotkov V. A.– Электрон. текстовые дан. – Springerlink, 2017.- режим
 доступа к ресурсу: <https://www.springerlink.com/> – (дата обращения
 10.04.2018)

Ине. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дат

Приложение А

Схема отбора проб ГВС при вырезке участка трубопровода ручными пилами



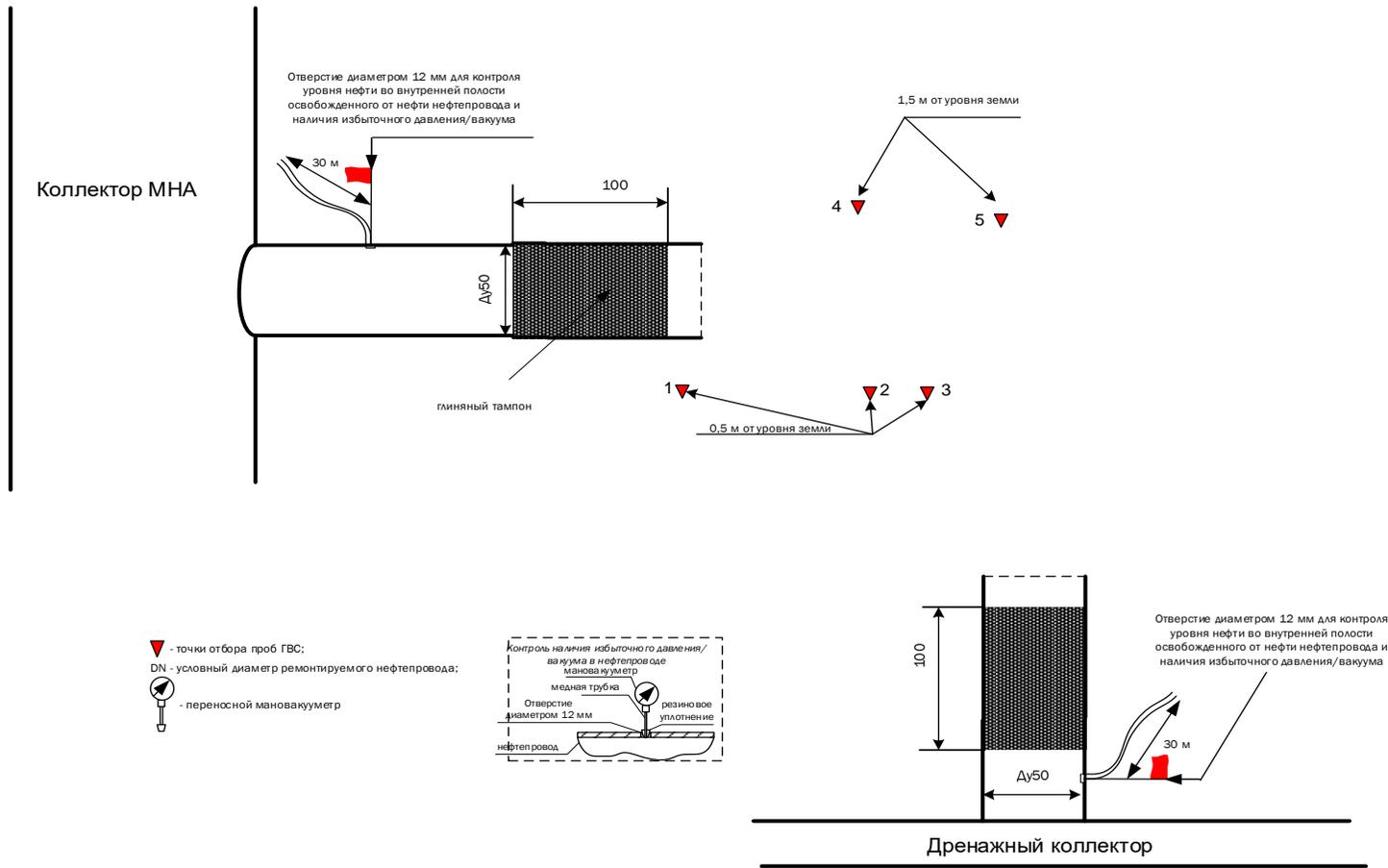
① ② ③ ④ ⑤ - точки отбора проб ГВС

Ине. №		Взам.		Подп. и	
Ине. №		Взам.		Подп. и	

Из	Лист	№ докум.	Подп. Дат

Приложение Б

Схема отбора проб ГВС при установке глиняного тампона в дренажный трубопровод при замене дренажных задвижек

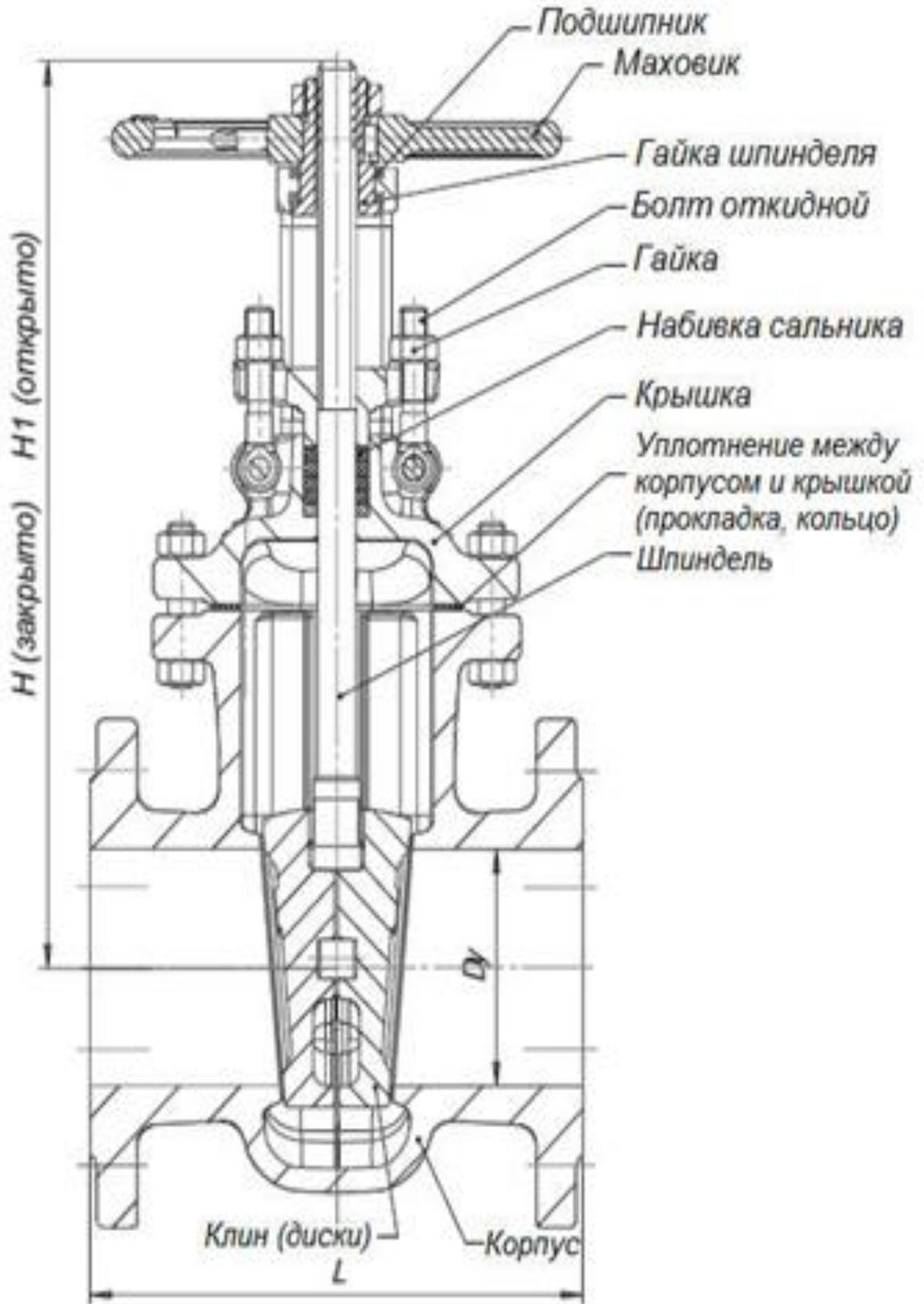


Ине. №		Взам.		Подп. и	
Ине. №		Взам.		Подп. и	

Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дат	

Приложение В

Рис. 1. Схема задвижки



Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дат