

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 130501 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

Дипломная работа

Тема работы
«Основные положения технического использования резервуаров вертикальных стальных типа РВС 20000 м ³ »

УДК 622.692.23

Слушатель

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Т00	Ерш Е.А.		19.05.2016г.

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ведущий инженер по диагностике производственного отдела по эксплуатации МГ ООО «Газпром трансгаз Томск»	Герасимов А.В.	к.т.н., доцент		19.05.2016г.

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Вазим А.А.	к.э.н., доцент		19.05.2016г.

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Гуляев М.В.			19.05.2016г.

По разделу «Технологическая эксплуатация резервуаров»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		19.05.2016г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н., доцент		19.05.2016г.

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

Институт природных ресурсов
Направление подготовки (специальность) 130501 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ»
Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой

_____ Рудаченко А.В.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение дипломной работы

Слушателю:

Группа	ФИО
3-2Т00	Ерш Е.А.

Тема работы:

Строительство линейной части магистрального нефтепровода «Куюмба-Тайшет»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	05.04.2016г. № 2616/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	19.05.2016г.
--	--------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	
<i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Резервуар вертикальный стальной типа РВС 20000 м ³ . Режим работы – круглосуточный, круглогодичный. Схема работы« с подключенными резервуарами». – плотность хранимой нефти – 0,856 т/м ³ – производительность закачки – Q зак. = 700 м ³ /ч; – диаметр D _p = 45,6 м; – высота резервуара H = 11,93 м;

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1.Проведение обзора литературы по тематике выпускной квалификационной работы. 2.Охарактеризовать объект исследования с приведением текущих параметров работы и технического состояния. 3.Провести технологические расчеты нагрузки на объект исследования. 4.Рассчитать потери нефти при малых и больших дыханиях с учетом требований промышленной и экологической безопасности. 5.Провести расчеты затрат на эксплуатацию по размыву донных отложений.
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Технологическая схема резервуара вертикального стального типа РВС, технологические схемы оборудования РВС</p>

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной аттестационной работы по линейному графику</p>	<p>30.10.2015г.</p>
--	---------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p>Ведущий инженер по диагностике производственного отдела по эксплуатации МГ ООО «Газпром трансгаз Томск»</p>	<p>Герасимов А.В.</p>	<p>к.т.н.</p>		<p>30.10.2015г.</p>

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Характеристика технического перевооружения»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p>доцент</p>	<p>Чухарева Н.В.</p>	<p>к.х.н., доцент</p>		<p>30.10.2015г.</p>

Задание принял к исполнению слушатель:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p>з-2Т00</p>	<p>Ерш Е.А.</p>		<p>30.10.2015г.</p>

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Т00	Ерш Е.А.

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	Специалист	Направление/ Специальность	Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расходы на электроэнергию и материалы: сырье, запасные части, работы и услуги производственного характера, на содержание и охрану природоохранных сооружений.
Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы потребления электроэнергии и материалов на предприятии.
Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Амортизационные отчисления
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет расходов на заработную плату..
Планирование и формирование бюджета научных исследований	Технико-экономическое обоснование продолжительности работ
Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Общая сумма затрат на проведение организационно-технического мероприятия.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Вазим А.А.	к.э.н., доцент		19.05.2016

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Т00	Ерш.Е.А.		19.05.2016

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Т00	Ерш Е.А.

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	Специалист (инженер)	Направление/специальность	«Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования)</p>	<p>РВС находится на территории Томской области, в Парабельском районе на площадке НПС. Климат района резко- континентальный с продолжительной холодной зимой и сравнительно жарким и коротким летом.</p> <p>Средняя годовая температура воздуха составляет — 2° С. Самый теплый месяц - июль, самый холодный - январь.</p> <p>Назначение РВС - предназначен для приема, хранения, подготовки, учета(количественного и качественного) и выдачи жидких продуктов.</p> <p>При обслуживании и эксплуатации резервуара могут возникать вредные и опасные производственные</p>
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p>	<p>Объекты газонефтепроводного транспорта, имеют опасные и вредные факторы и относятся к категории повышенной опасности.</p>
<p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой среды.</p>	<p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Климатические условия. 2. Превышение уровня шума. 3. Превышение уровня вибрации. 4. Превышение уровней ионизирующих излучений
<p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды.</p>	<p>1.2 Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> -Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные); -Электрическая дуга и искры при сварке; -Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов;

2. Экологическая безопасность:	Обслуживание и эксплуатация резервуара сопровождается: <ul style="list-style-type: none"> - загрязнением атмосферного воздуха; - нарушением гидрогеологического режима; - повреждением почвенно-растительного покрова; - изъятием земель; - уничтожением лесных массивов.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Чрезвычайные ситуации на НПС могут возникнуть в результате внезапного взрыва трубопровода, развития пожара.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных взрывопожароопасных объектах»; СП 36.13330.2012 «Свод правил. Магистральные трубопроводы.». СП 86.13330.2014. «Свод правил. Магистральные трубопроводы.». ГОСТ 12.0.003-74* «Опасные и вредные факторы». ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ «Оборудование производственное. Общие требования безопасности». ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ «Электробезопасность» ГОСТ 12.1.003-2014 «Шум. Общие требования безопасности». ГОСТ 12.1.012-2004 «Вибрационная безопасность». ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность» РЛ-13 220 00-КТН-575-06 «Правила пожарной безопасности на объектах ОАО «АК «Транснефть»»

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович	доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Т00	Ерш Екатерина Александровна		

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 130501 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

Форма представления работы:

Дипломная работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:

19.05.2016г.

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
11.04.2016	Характеристика объекта исследования	14
18.04.2016	Измерения и учет качества и количества нефти в резервуарах	17
25.04.2016	Технологическая эксплуатация резервуара	23
04.05.2016	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	12
16.04.2016	Социальная ответственность	12
04.05.2016	Заключение	11
06.05.2016	Презентация	11
	Итого:	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ведущий инженер по диагностике производственного отдела по эксплуатации МГ ООО «Газпром трансгаз Томск»	Герасимов А.В.	к.т.н, доцент		30.10.2015 г.

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		30.10.2015 г.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В данной работе были применены следующие термины и определениями:

Резервуар: емкость, предназначенная для хранения, приема, откачки и измерения объема нефти.

Резервуарный парк: группа (группы) резервуаров, предназначенных для приема, хранения и откачки нефти и размещенных на территории, ограниченной по периметру обвалованием или ограждающей стенкой при наземных резервуарах и дорогами или противопожарными проездами- при подземных резервуарах.

Система эксплуатации резервуаров и резервуарных парков: включает использование по назначению, техническое обслуживание, диагностирование, текущий и капитальный ремонт.

Техническое использование резервуаров по назначению: комплекс мероприятий по контролю и поддержанию режимов работы магистрального нефтепровода, а также по обеспечению измерений количества нефти.

Техническое обслуживание резервуаров и резервуарных парков: работы по поддержанию работоспособности резервуаров и резервуарных парков.

Техническое диагностирование (обследование): комплекс работ по определению технического состояния резервуара.

Текущий ремонт резервуаров: работы по восстановлению технико-эксплуатационных характеристик с заменой отдельного оборудования без зачистки резервуара.

					20000м ³ »«Основные положения технологического использования резервуаров вертикальных стальных типа РВС 20000м ³ »			
Изм.	Лист	докум.№	Подпись	Дата				
Разраб.		Е.А.				.	ст	Листов
Руковод.		Герасимов А.В.				ДР		260
Консульт.						транспорта и хранения нефти и газа		
Зав. каф.		Рудаченко А.В.				Группа з-2Т00		

Опасные условия эксплуатации: обстоятельства, выявленные при эксплуатации резервуарного парка или при проведении обследований резервуаров и их оборудования, которые позволяют сделать объективный вывод о возможности возникновения аварий или аварийной утечки.

Аварийная утечка: неконтролируемый выход (истечение) нефти объемом менее 10 м³ на территории резервуарного парка без признаков событий, но требующих проведение ремонтных работ для обеспечения безопасности дальнейшей эксплуатации объекта.

В настоящей работе были использованы ссылки на следующие обозначения и сокращения:

- **НПС** - нефтеперкачивающая станция
- **НПЗ** - нефтеперкачивающий завод
- **ПСП** - приемо-сдаточный пункт
- **МН** - магистральный нефтепровод
- **КДС** - клапан дыхательный с огнепреградителем
- **ПРП** - приемо-раздаточный патрубков
- **СИКН** - система измерений показателей качества нефти
- **ЦДП** - центральный диспетчерский пункт
- **ПДК** - предельно-допустимая концентрация

В настоящей работе были использованы ссылки на следующие стандарты:

1.ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

2.ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация.

3. ГОСТ 12.1.003–2014. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

5. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.

6. ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

7.ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования.

8. ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.

9.ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования.

10. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума.

11. ГОСТ 12.1.030–81 ССБТ. Защитное заземление, зануление.

12.ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.

13. ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

14.ГОСТ 17.1.3.06–82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.

15.ГОСТ 17.1.3.13–86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений.

16. ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основные положения.

17. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения.

18. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения.

19.ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров.

									Лист
Изм.	Лист	докум.	Подпись	Дата					

20.РД 09-364-00«Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных взрывопожароопасных объектах».

21. СП 86.13330.2014 Свод правил. Магистральные трубопроводы.

—

									Лист
Изм.	Лист	докум.	Подпись	Дата					

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа специалиста включает 148 страниц текстового материала., 21 рис., 13 табл., ___ источников, 3 прил.

Ключевые слова: нефтеперекачивающая станция, резервуар, нефть, эксплуатация, обслуживание, технологические параметры, потери нефти.

Объект исследования. Резервуар вертикальный стальной типа РВС 20000 м³.

Цель работы. Определение технологических параметров по нагрузке резервуара, и определение потерь легких углеводородных фракций при его эксплуатации.

В выпускной квалификационной работе было рассмотрено: назначение резервуарного парка, дан анализ оборудования резервуаров типа РВС-20000м³, конструкции его элементов, описаны режимы эксплуатации резервуаров, описан температурный режим резервуара рассмотрены современные средства учета количества и показателей качества нефти, даны необходимые технологические расчеты по нагрузке резервуара и потери нефти.

Рассмотрены мероприятия для предотвращения влияния вредных и токсичных веществ на эксплуатационный персонал и окружающую среду в целом. Приведены мероприятия по охране труда и безопасности в чрезвычайных ситуациях.

Область применения. Соблюдение технологических операций по эксплуатации и обслуживанию резервуарных парков, чтобы обеспечить бесперебойную и надежную работу системы резервуаров.

Экономическая эффективность/значимость работы. В данной работе был выполнен расчет затрат по размыв донных отложений, были подсчитаны расходы на материалы, оплату труда, амортизация.

Изм.	Лист	№ докум.№	Подпись	Дата	«Основные положения технологического использования резервуаров вертикальных стальных типа РВС			
Разраб.		Ерш Е.А. Ерш			Реферат Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лит.Лит	ЛистЛи	Листов
Руковод.		Герасимов А.В.				ДР	1212	260
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа		
Зав. каф.		Рудаченко А.В.				Группа з-2Т00Кафедра		

Abstract

Final paper consist of 140 p., 21 fig., 13 tabl., ___ citations, 3 appl.

Key words: oil pumping station, storage tank, oil, operation, service, process parameters, the oil loss.

Object of study. Vertical steel tank type VST 20000 m³.

The purpose of the work. Determination technological parameters at a load of a storage tank, and determining the loss of light hydrocarbon fractions during its operation.

In the final paper were shown: purpose of a tank farm, an analysis of the equipment of the storage tank model VST-20000 m³, construction of its elements, modes of operation of storage tanks are described, described the reservoir temperature regime, modern tools of the metering of oil quantity and quality are shown, required technological calculations for tank load and oil loss are described.

Considered measures to prevent the influence of harmful and toxic substances on the operating personnel and the environment as a whole. Measures for health and safety in emergencies are shown.

Application area. Compliance with manufacturing operations on the operation and maintenance of tank farms, to ensure smooth and reliable operation of the oil tanks system.

Cost-effectiveness/significance of work. In the present work, the calculation was carried out for expenses due to erosion of sediment and and costs for materials, labor costs, depreciation were calculated.

					Реферат Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.№	Подпись	Дата		1313

ОГЛАВЛЕНИЕ

РЕФЕРАТ	12
ВВЕДЕНИЕ	16
1 Обзор литературы	18
2 Характеристика объекта исследования	22
2.1. ИНЖЕНЕРНО - ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ И КЛИМАТИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ	22
2.2 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА[5].	25
2.2.1 НАЗНАЧЕНИЕ РЕЗЕРВУАРНОГО ПАРКА	26
2.2.2 СХЕМЫ ПЕРЕКАЧКИ НЕФТИ [11]	27
2.2.3 ПЛАНИРОВКА РЕЗЕРВУАРНОГО ПАРКА [11]	29
2.2.4 ОБЯЗАННОСТИ ОПЕРАТИВНОГО ПЕРСОНАЛА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРНОГО ПАРКА 31	29
2.3.ОБОРУДОВАНИЕ РЕЗЕРВУАРА [11]:	33
2.3.1. ДЫХАТЕЛЬНАЯ АРМАТУРА	35
2.3.3. КРАНЫ СИФОННЫЕ	38
2.3.4. УСТРОЙСТВО ДЛЯ РАЗМЫВА ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ [7]	39
2.4.ЭКСПЛУАТАЦИОННАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ [11]	42
2.4.1 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ КАРТА[11]	43
2.4.2 РЕЖИМЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРОВ [1]	44
2.4.3 ЭКСПЛУАТАЦИЯ РЕЗЕРВУАРОВ, РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКОВ В ОСЕННЕ-ЗИМНИЙ И ВЕСЕННЕ- ЛЕТНИЙ ПЕРИОДЫ ГОДА	46
2.4.4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ УРОВНИ НЕФТИ В РЕЗЕРВУАРЕ [2].	49
3 3. Измерение и учет количества и качества нефти в резервуарах	53
3.1.1 СИСТЕМА КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА SAAB TRL/2	53
3.1.2 СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЯ УРОВНЯ И УЧЕТА НЕФТИ KOR-VOL	58
3.2 МЕТОДЫ ОТБОРА ПРОБ ИЗ РВС [12]	59
3.2.1 КЛАССИФИКАЦИЯ ПРОБООТБОРНИКОВ	60
3.2.2 ОТБОР ПРОБ ИЗ РЕЗЕРВУАРОВ [12]	61
3.3.ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ НЕФТИ В РЕЗЕРВУАРЕ.	64
3.3.1.ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ НЕФТИ В РЕЗЕРВУАРАХ [10]	64
3.3.2.ОПРЕДЕЛЕНИЕ МАССЫ НЕФТИ В РЕЗЕРВУАРАХ	65
3.3.3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФАКТИЧЕСКОГО ОБЪЕМА НЕФТИ В РЕЗЕРВУАРЕ [10]	65
3.3.4 ОПРЕДЕЛЕНИЕ МАССЫ БРУТТО НЕФТИ В МЕРАХ ВМЕСТИМОСТИ [10]	66
3.3.5 ОПРЕДЕЛЕНИЕ МАССЫ НЕТТО НЕФТИ В РЕЗЕРВУАРЕ [10]	67
3.4.ОСНОВНЫЕ КОНТРОЛИРУЕМЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ КАЧЕСТВА НЕФТИ	68

					Оглавление	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

3.5.ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ НЕФТИ И ИХ ОФОРМЛЕНИЕ	72
4 4.Технологическая эксплуатация резервуара	77
4.1.ГИДРОИСПЫТАНИЯ РЕЗЕРВУАРА [13]	77
4.1.1.ОБЩАЯ ЧАСТЬ	77
4.1.2.ИЗМЕРЕНИЕ ГЕОМЕТРИЧЕСКИХ РАЗМЕРОВ РЕЗЕРВУАРА ПРИ ГИДРОИСПЫТАНИИ	78
4.1.3.ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ	78
4.1.4.ПРОВЕДЕНИЕ ГИДРОИСПЫТАНИЯ	84
4.2 ЗАЧИСТКА РЕЗЕРВУАРОВ[14]	90
4.2.1 ОРГАНИЗАЦИЯ И ПРОВЕДЕНИЕ РАБОТ ПО ЗАЧИСТКЕ РЕЗЕРВУАРОВ.	92
4.2.2 ДЕГАЗАЦИЯ РЕЗЕРВУАРА	94
4.3.АНТИКОРРОЗИОННАЯ ЗАЩИТА РЕЗЕРВУАРОВ	96
5 5. Технологические расчеты	98
5.1 РАСЧЕТ ТОЛЩИНЫ СТЕНКИ	99
5.2 УТОЧНЕННЫЙ РАСЧЕТ НИЖНЕГО УЗЛА РЕЗЕРВУАРА.	100
5.3 РАСЧЕТ ПОТЕРЬ НЕФТИ ОТ «МАЛЫХ ДЫХАНИЙ» В РЕЗЕРВУАРЕ РВС 20000 м ³ , РАСПОЛОЖЕННОГО НА НПС №1[15].	103
6 6. Социальная ответственность	109
6.1 ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ	109
6.2 ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ	120
Безопасность в чрезвычайных ситуациях[31].	122
7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	127
7.1 ТЕХНИКО – ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ РАБОТ	127
7.2.РАСЧЕТ ЗАТРАТ ВРЕМЕНИ И ТРУДА	128
7.3.РАСЧЕТ РАСХОДОВ НА ЗАРАБОТНУЮ ПЛАТУ	129
7.4. РАСЧЕТ ЗАТРАТ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ И МАТЕРИАЛЫ	130
7.5.РАСЧЕТ ЗАТРАТ НА АМОРТИЗАЦИЮ	131
7.6.РАСЧЕТ ВСЕХ ЗАТРАТ	132
Заключение	133
Список используемой литературы	134
Приложение А	139
Приложение Б	140

ВВЕДЕНИЕ

Прежде чем достичь места переработки или потребления (нефть или, соответственно, нефтепродукты), все топливо должно храниться в резервуарных парках. Первоначально нефть попадает в промысловые резервуарные парки. После подготовки нефти до товарных качественных характеристик, в соответствии с ГОСТ 51858-2002, товарная нефть поступает в резервуарные парки, территориально расположенных в системе магистральных трубопроводов. Затем, путем проведения товарно-коммерческих операций, жидкие углеводороды отпускаются на сторону потребителю (грузополучателю), в лице которых выступают нефтеперерабатывающие заводы, или другие российские, зарубежные потребители.

Актуальность выпускной квалификационной работы. Обеспечение бесперебойной и надежной работы системы резервуаров, позволяет организовывать постоянный грузопоток товарного продукта между грузоотправителем и грузополучателем. Поэтому соблюдение технологических операций по эксплуатации и обслуживанию резервуарных парков является стратегически важной задачей любого нефтетранспортного предприятия и тема выпускной квалификационной работы «Основные положения технического использования резервуаров вертикальных стальных типа РВС 20000 м³».

Цель выпускной квалификационной работы. Определение технологических параметров нагрузки резервуара, и определение потерь легких углеводородных фракций при его эксплуатации.

Для достижения поставленной цели, в выпускной квалификационной работе необходимо выполнить следующие задачи:

					«Основные положения технологического использования резервуаров вертикальных стальных типа РВС 20000м ³ »			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Ерш Е.А.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Герасимов А.В.				ДР	16	
Зав. каф.		Рудаченко А.В.				Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа з-2Т00		

Проведение обзора литературы по тематике выпускной квалификационной работы.

Охарактеризовать объект исследования с приведением текущих параметров работы и технического состояния.

Провести технологические расчеты объекта исследования РВС.

Рассчитать потери нефти при малых и больших дыханиях с учетом требований промышленной и экологической безопасности.

Провести расчеты затрат на эксплуатацию по размыву донных отложений.

Объект исследования. Резервуар вертикальный стальной типа РВС 20000 м³, расположенный на территории НПС№1, входящий в систему объекта трубопроводного транспорта товарной нефти.

Предмет исследования. Технология обслуживания резервуара.

Практическая значимость. Результаты, полученные в работе показывают какая нагрузка действует на резервуар, и позволяют уменьшить потери нефти.

Апробация работы. Основные разделы технического обоснования были представлены в форме отчета по научно - производственной практике по дисциплине «Сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и нефтегазохранилищ», по преддипломной практике в рамках дисциплины «Эксплуатация и ремонт оборудования нефтеперекачивающих станций» согласно учебного плана по подготовке дипломированных специалистов 130501 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ».

					Введение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

1 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

Изначально нефть попадает в промысловые резервуарные парки. После подготовки нефти до товарных качественных характеристик [3], товарная нефть поступает в резервуарные парки, территориально расположенных в системе магистральных трубопроводов. Затем, путем проведения товарно-коммерческих операций, жидкие углеводороды отпускаются на сторону потребителя (грузополучателя).

Обеспечение бесперебойной и надежной работы системы резервуаров, позволяет организовывать постоянный грузопоток товарного продукта между грузоотправителем и грузополучателем. Поэтому соблюдение технологических операций по эксплуатации и обслуживанию резервуарных парков является стратегически важной задачей любого нефтетранспортного предприятия.

Проектирование и строительство резервуаров вертикальных стальных в суровых климатических и гидрогеологических условиях очень важно разработать и учесть все, начиная от устойчивости оснований, находящихся под действием эксплуатационных нагрузок от резервуаров, до снижения их неравномерных осадок.

В связи с этим ведется разработка новых типов оснований и фундаментов, отвечающих всем требованиям безопасной, безаварийной эксплуатации в условиях нашей местности [7].

Проблема оценки надежности и ресурса металлоконструкций, работающих в условиях низких климатических температур, на сегодняшний момент является актуальной для обеспечения техногенной безопасности сложных технических систем [6].

					«Основные положения технологического использования резервуаров вертикальных стальных типа РВС 20000м ³ »			
Изм.	Лист	№ докум.№	Подпись	Дата				
Разраб.		Ерш Е.А.			Обзор литературы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Герасимов А.В.				ДР	18	
						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа		
Зав. каф.		Рудаченко А.В.				Группа з-2Т00		

Необходимость исследования вопросов надежной работы системы резервуаров является актуальной.

Особое внимание должно уделяться к особенностям эксплуатации резервуаров для хранения углеводородных жидкостей и его оборудованию.

Возраст различных резервуаров свидетельствует о моральном и физическом старении.

Периодический контроль технического состояния резервуаров проводится инженерно-техническим персоналом эксплуатирующей организации с применением широкого спектра организационно-технических мероприятий.

В рамках периодического контроля проводят внешний осмотр объекта на наличие повреждений, течей, осадки, изменения состояния лакокрасочного покрытия.

Одной из основных мер по обеспечению безопасной эксплуатации рассматриваемых резервуаров является техническое диагностирование, которое состоит из двух видов работ:

Полное техническое диагностирование, которое проводят при выявлении дефекта, требующего проведения ремонта резервуара;

Полное или частичное техническое диагностирование, которое проводят в плановом порядке.

Повреждения и дефекты, возникающие в процессе эксплуатации резервуаров для нефтепродуктов и меры по их предупреждению были хорошо рассмотрены[1].

Использование новых подходов к проведению технического диагностирования и экспертизы промышленной безопасности таких объектов позволит существенно снизить вероятность возникновения аварий, и повысит уровень промышленной безопасности опасных производственных объектов нефтегазовой отрасли [2].

Следующей причиной, необходимости внедрения новых технологических решений эффективности эксплуатации резервуара является сохранение и герметизация всех процессов слива, налива и хранения нефти и нефтепродуктов. Большую часть составляет потери от испарения на протяжении всего движения нефти от скважины до потребителя, приходится на резервуары и составило от 3 до 5% [9].

Все потери нефти и нефтепродуктов классифицируются на следующие виды: количественные потери; качественно-количественные потери, при которых происходит количественная потеря с одновременными ухудшениями качества нефтепродукта, – потери от испарения; качественные потери, когда ухудшается качество нефтепродукта при неизменном количестве, – потери при недопустимом смешении.

Под естественной убылью понимаются потери, являющиеся следствием изменения физико-химических свойств средств и технологии приема, хранения, отпуска и транспорта продуктов под воздействием метеорологических условий. При этом допускается лишь уменьшение количества нефти при сохранении ее качества в допустимых пределах.

Потери, вызванные нарушениями требований стандартов, технических условий, правил технической эксплуатации, хранения относят к аварийным или сверхнормативным потерям. К аварийным потерям относят также потери, вызванные природными: стихийными бедствиями ил действиями посторонних сил[4].

Для снижения утечек и потерь применяются различные способы: оптимизация режимов эксплуатации РП и линейных участков, замена устаревшего оборудования и своевременный ремонт, реконструкция РВС с установкой более современного и мощного оборудования и др.

Большой вклад в сокращение потерь нефти и нефтепродуктов от испарения внесли отечественные ученые и специалисты Ф. Ф. Абузова, А. З. Батталов, С. А. Бобровский, И. С. Бронштейн, В. А. Бунчук, С. И. Вережкин,

					Обзор литературы	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В. Ф. Евтихин, М. Г. Каравайченко, А. А. Коршак, Н. М. Фатхиев, В. А. Юфин и другие, а также зарубежные ученые: И. Виггинс, А. Нельсон и др.

Большой вклад в развитие отечественного резервуаростроения внес инженер-конструктор, ученый М.К.Сафарян. Практически все экспериментальные исследования несущей способности новых опытных конструкций резервуаров проводились при непосредственном его участии [5].

Поэтому задачи направленные на решение проблем: износ оборудования, морально устаревшее оборудование, уменьшение потери при хранении являются актуальными.

					Обзор литературы	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

2.1. Инженерно - геологические и климатические условия

НПС№1 располагается на территории Томской области, в Парабельском районе в 2 км западнее поселка Бугры. Рельеф площадки ровный.

Климатическая характеристика района.

Климат района размещения – резко-континентальный с продолжительной холодной зимой и сравнительно жарким и коротким летом. Средняя годовая температура воздуха составляет -2°C . Самый теплый месяц – июль со среднемесячной температурой $+21,5\text{ }^{\circ}\text{C}$, самый холодный – январь со среднемесячной температурой $-26\text{ }^{\circ}\text{C}$. Строительный район – 1В. Максимальная температура воздуха $+37^{\circ}\text{C}$, минимальная температура воздуха -50°C . Нормативное значение веса снегового покрова -150 м кгс/см (по СНиП 2.01.07-85).

Геологическое строение.

В геоморфологическом отношении площадка расположена на восточном склоне Обь-Иртышского водораздела. Рельеф площадки плоский. Абсолютные отметки изменяются незначительно, амплитуда колебания порядка 2-3 м.

Нормативная глубина промерзания 2,2 м. Из основных инженерно-геологических особенностей развиты сезонное промерзание и морозная пучинистость грунтов, процессы заболачивания.

В геологическом строении участка принимают участие озерно-аллювиальные отложения четвертичного возраста, представленные суглинками от твердой до текучепластичной консистенции и пылеватыми песками.

Изм.	Лист	№ докум.№	Подпись	Дата	«Основные положения технологического использования резервуаров вертикальных стальных типа РВС 20000м ³ »			
Разраб.		Ерш Е.А.			Характеристика объекта исследования	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Герасимов А.В.				ДР	22	
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа		
Зав. каф.		Рудаченко А.В.				Группа з-2Т00		

Температура почвы.

На температурный режим почвы оказывает влияние больше количество факторов, чем на температуру воздуха, а именно: микрорельеф, экспозиция склонов, физический и механический состав почвы, влажность, степень защищенности растительным покровом летом и снежным зимой.

Температура поверхности почвы по значениям близка к температуре воздуха. Минимальные значения температуры на поверхности почвы в течении всего года обычно ниже минимума в воздухе, что четко проявляется зимой.

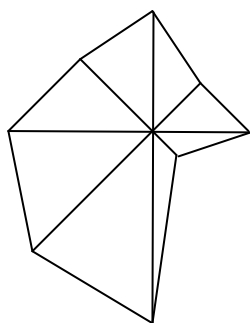
Средняя годовая температура поверхности почвы равна 4,5 0С. Заморозки на поверхности почвы обычно возникают раньше, а прекращаются позже, чем в воздухе. Средняя из наибольших за зиму глубина промерзания почвы составила 1,6 м, абсолютный максимум 1,96 м.

Радиационный баланс.

Радиационный баланс в течение большей части года имеет положительные значения – поверхность земли больше получает тепла, чем отдает. В сумме за год радиационный баланс равен 30-35 ккал/см².

Отрицательный радиационный баланс наблюдается в период с октября по март с наименьшими величинами в декабре – январе. Период с положительным радиационным балансом составляет 6-7 месяцев.

Годовая и сезонные розы ветров показаны на рисунке 1.



Теплый период

Холодный период

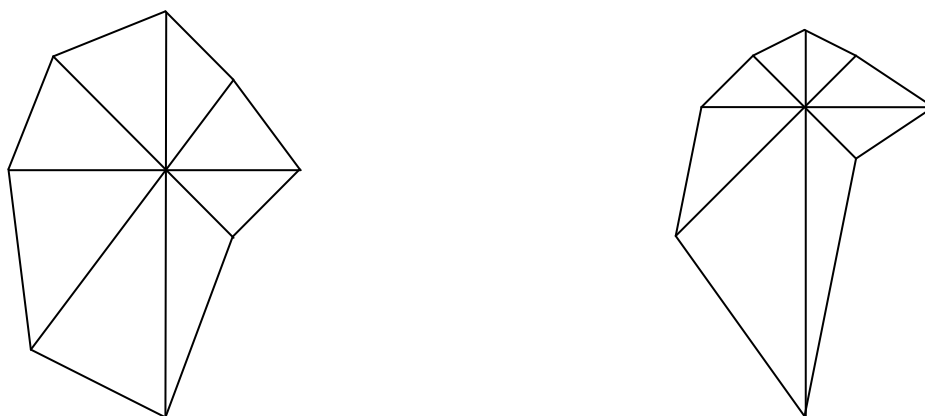


Рис.1. Годовая и сезонные розы ветров

Влажность воздуха

Влажность зависит от физико-географических особенностей, времени года, суток, условий погоды. Для характеристики увлажнения воздуха служат различные абсолютные и относительные величины. Важнейшие и наиболее употребляемые из них – абсолютная и относительная влажность, дефицит влажности.

Абсолютная влажность изменяется в течение года аналогично ходу температуры воздуха. Наибольшие значения наблюдаются летом 12,0-14,9 мб, наименьшие зимой 1,4-1,8 мб.

Относительная влажность является показателем насыщения воздуха водяным паром. С повышением температуры воздуха относительная влажность уменьшается. Максимум относительной влажности наблюдается в ноябре - декабре 84%, минимум в мае – июне 60%. Дефицит влажности в среднем за год составляет 3,0 мб. Как и абсолютная влажность в годовом ходе он повторяет годовой ход температуры воздуха. Начиная с марта происходит интенсивное увеличение дефицита, максимальное его значение 8,4 мб приходится на июль.

Атмосферные осадки

В формировании режима увлажнения решающая роль принадлежит атмосферным осадкам. Их количество, характер и распределение определяются в основном циркуляцией атмосферы и орографическими условиями территории.

Основную массу влаги на рассматриваемую территорию приносят атлантические воздушные массы, осадки же, выпадающие из арктических и тропических воздушных масс, невелики. Годовая норма осадков составляет 351 мм. Распределение осадков по месяцам типично для районов с резко-континентальным климатом и характеризуется резким переходом от значительных зимних осадков (80-100 мм) к малым летним (25-30 мм).

Снежный покров

Снежный покров оказывает существенное влияние на климат данной территории, зима здесь длится около семи месяцев и 40% осадков выпадает в твердом виде. В среднем за зиму в данной местности бывает 180-200 дней со снежным покровом.

Появление первого снега обычно происходит обычно в октябре. Устойчивый снежный покров образуется примерно через 20 дней после первого снега. С момента образования устойчивого снежного покрова высота его начинает постепенно увеличиваться и достигает максимума в декабре – январе 50 см. Наибольшая высота снега за период наблюдения составила 58 см за период наблюдения.

С первой декады апреля из-за оседания, уплотнения и подтаивания снега, его высота начинает уменьшаться на 5-12 см от декады к декаде, причем тает снег быстрее, чем накапливается. В среднем разрушение устойчивого снегового покрова происходит 15 апреля. После разрушения снежного покрова возможны весенние возвраты холодов, сопровождаемые выпадением снега. Полный сход снега приходится на конец апреля.

2.2 Краткая характеристика объекта[5].

Резервуар находится на территории действующей НПС №1. Резервуар стальной вертикальный сварной изготовлен по типовому проекту №704-1-29 ЦНИИ "ПРОЕКТСТАЛЬКОНСТРУКЦИЯ". Привязка проекта выполнена ПО «Гипротрубопровод».

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

Завод изготовитель: Саратовский завод рулонных монтажных конструкций. Резервуар смонтирован методом рулонирования: стенка из трех рулонов, центральная часть днища - из двух рулонов, кровля - из укрупненных монтажных щитов, окрайки - индивидуально.

Монтажные организации: СУ трестов Томскгазстрой и Нефтепроводстрой.

Дата приемки резервуара и сдачи его в эксплуатацию: 1981 г.

Объем - 20000 м³.

Высота корпуса - 11940 мм.

Диаметр резервуара внутренний 47300 мм.

Толщина поясов: первого - 13мм, второго - 12мм и последующих - 11мм.

Толщина окрайков - 9мм, центральной части днища - 6мм, настила покрытия 3мм.

Вид хранимого продукта - товарная нефть с удельным весом до 0,9т/м³.

Данные о металле корпуса и днища: сталь 09Г2С ГОСТ 5058-65 с дополнительной гарантией ударной вязкости при температуре -40 °С (не менее 0,4МПа) и после механического старения. Металл настила кровли - Ст3

2.2.1 Назначение резервуарного парка

Резервуарные парки сооружаются на головных НПС, промежуточных НПС с резервуарным парком (в начале технологических участков), в конечных пунктах (НПЗ), на перевалочных пунктах (морские терминалы, пункты налива в железнодорожные цистерны), на приеме - сдаточных пунктах.

Предназначены резервуарные парки для выполнения следующих задач:

- Сбор нефти от производителей для последующей перекачки на головных НПС, ПСП, а также в местах врезки других нефтепроводов;

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

- Создание необходимого запаса нефти для обеспечения бесперебойной поставки ее потребителям и приема от грузоотправителей во время плановых и аварийных остановок нефтепровода или технологического участка;
- Компенсация разности расходов на смежных технологических участках, чем обеспечивается бескавитационная работа насосов и увеличивается надежность работы нефтепровода в целом;
- Хранение нефти грузоотправителей и собственной;
- Оперативный учет перекачиваемой нефти и коммерческий учет нефти, принимаемой от производителей и сдаваемой потребителям, по резервной схеме;
- Компаундирование (смешение) разных нефтей с целью увеличения количества более качественной нефти;
- Доподготовка нефти не соответствующей требованиям ГОСТ Р 51858 – 2002 путем отстоя и дренажа подтоварной воды;
- Вынос газовоздушных и водяных пробок из МН после ремонтных работ или в процессе очистки.

2.2.2 Схемы перекачки нефти [11]

Нефтеперекачивающие станции, оснащенные резервуарами, осуществляют перекачку нефти по нефтепроводам в зависимости от схемы подключения насосов и резервуаров:

«через резервуары»;

«с подключенными резервуарами»;

«из насоса в насос»;

При перекачке по схеме «через резервуары» нефть принимается поочередно в один или группу резервуаров нефтеперекачивающей станции,

подача на следующую НПС осуществляется из другого резервуара или группы резервуаров.

Схема перекачки «через резервуары» применяется для учета перекачиваемой нефти при последовательной перекачке, для сохранения качества продукта.

При схеме перекачки «с подключенными резервуарами» резервуары служат компенсаторами неравномерности подачи нефти предыдущей НПС и откачки на последующую нефтеперекачивающую станцию.

При перекачке по схеме «из насоса в насос» резервуары промежуточных нефтеперекачивающих станций отключаются.

Они используются только для приема нефти из трубопровода во время аварии или ремонта линейной части нефтепровода.

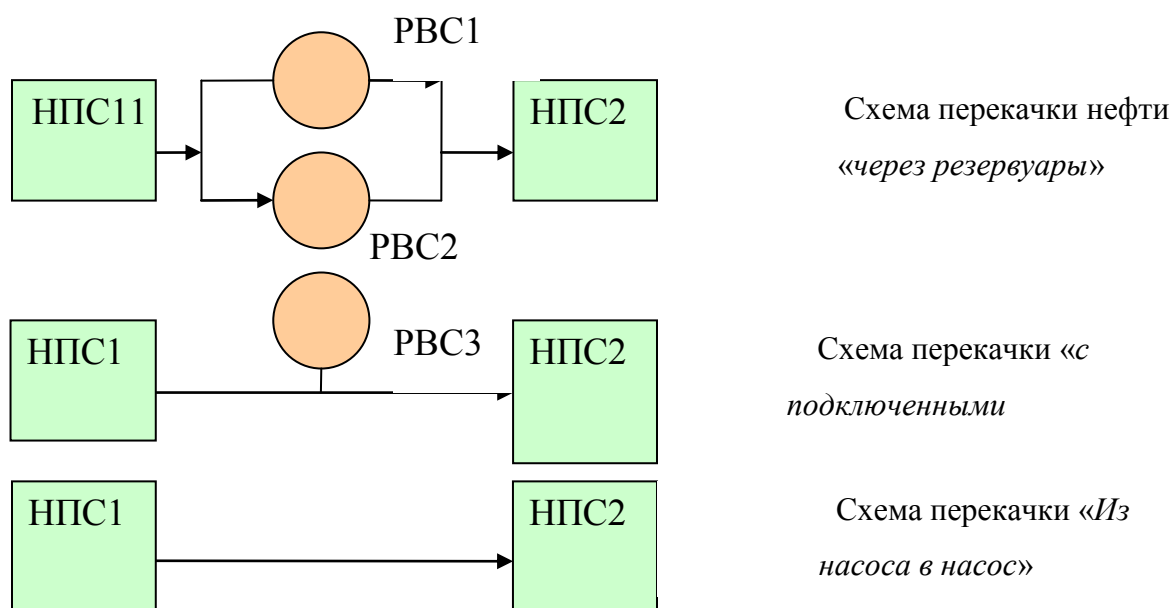


Рис.2. Схемы перекачки нефти

С точки зрения снижения потерь от испарения нефти самой экономичной является схема перекачки «из насоса в насос», однако снижается надежность работы нефтепровода.

Поэтому оптимальная схема – «с подключенными резервуарами».

2.2.3 Планировка резервуарного парка [11]

Полезный объем резервуарных парков нефтепроводов определяется в соответствии с требованиями ВНТП 2 – 86.

Планировка резервуарного парка, расстояния между стенками резервуаров, вместимость групп резервуаров и расстояния между группами должны соответствовать требованиям СНиП 2.11.03.

Внутри обвалования резервуарного парка не допускается размещение задвижек, за исключением коренных, устанавливаемых на приемо-раздаточных патрубках резервуара, а также задвижек систем пожаротушения.

Каждая группа наземных резервуаров должна быть ограждена замкнутым земляным обвалованием шириной по верху не менее 0,5м или ограждающей стеной из негорючих материалов, рассчитанными на гидростатическое давление разлившейся жидкости.

Высота обвалования или ограждающей стены каждой группы резервуаров должна быть на 0,2м выше уровня расчетного объема разлившейся жидкости, но не менее 1м для резервуаров номинальным объемом до 10000м³ и 1,5м – для резервуаров объемом 10000м³ и более.

Расстояние от стенок резервуаров до подошвы внутренних откосов обвалования или ограждающих стен следует принимать не менее 3м для резервуаров объемом до 10000м³ и 6м – для резервуаров объемом 10000м³ и более.

В пределах одной группы резервуаров внутренними земляными валами или ограждающими стенами следует отделять каждый резервуар объемом 20000м³ и более или несколько однотипных резервуаров, суммарный объем которых равен или менее 20000м³.

Высоту внутреннего земляного вала или стены следует принимать:

- 1,3м – для резервуаров объемом 10000м³ и более;

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

- 0,8м – для остальных резервуаров.

При размещении резервуарных парков на площадках, имеющих более высокие геодезические отметки по сравнению с отметками территории соседних населенных пунктов, предприятий и путей железных дорог общей сети, расположенных на расстоянии до 200 м от резервуарного парка, а также при размещении резервуарного парка у берегов рек на расстоянии 200 м и менее от уреза воды (при максимальном уровне) должны быть предусмотрены дополнительные мероприятия, исключающие при аварии резервуаров возможность разлива нефти на территорию населенного пункта или предприятия, на пути железных дорог общей сети или в водоем.

В каждую группу наземных вертикальных резервуаров, располагаемых в два ряда и более, должны быть предусмотрены заезды внутрь обвалования для передвижной пожарной техники, если с внутренних дорог и проездов резервуарного парка не обеспечивается подача огнетушащих средств в резервуары.

Для перехода через обвалование или ограждающую стену, а также для подъема на обсыпку резервуаров необходимо на противоположных сторонах ограждения или обсыпки предусматривать лестницы – переходы шириной не менее 0,7 м в количестве четырех для группы резервуаров и не менее двух – для отдельно стоящих резервуаров.

Между переходами через обвалование и стационарными лестницами на резервуарах должны быть предусмотрены пешеходные дорожки (тротуары) шириной не менее 0,75 м с твердым покрытием.

Соединения трубопроводов, прокладываемых внутри обвалования, должны быть выполнены на сварке. Для присоединения арматуры должны быть применены фланцевые соединения с негорючими прокладками.

В производственно- ливневую канализацию из резервуарного парка должны отводиться:

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

-производственные сточные воды, образующиеся при сбросе подтоварной воды из резервуаров;

- атмосферные воды, образующиеся в период дождей и таяния снега;

- воды, охлаждающие резервуары при пожаре.

Дождеприемные колодцы через выпуски с гидравлическими затворами должны быть подключены к сети производственно- дождевой канализации. Хлопуши дождеприемного колодца должны быть постоянно закрыты.

Колодцы канализационных сетей, расположенные в резервуарном парке, нумеруются в соответствии с технологической схемой сети очистных сооружений.

Правильная планировка резервуарного парка способствует удобству оперативно-технологического обслуживания, своевременному выявлению неисправностей и, следовательно может предотвратить не только повышенные потери от испарения, но и возможные утечки в результате негерметичности оборудования.

2.2.4 Обязанности оперативного персонала при эксплуатации резервуарного парка

Главными задачами оператора резервуарного парка являются:

1. Обеспечение достоверности учета нефти по количеству и качеству с соблюдением оптимального режима работы НПС и резервуарного парка в соответствии с технологической картой эксплуатации резервуаров;
2. Технически грамотная эксплуатация оборудования резервуарного парка в соответствии с требованиями документации на него.

При эксплуатации резервуарного парка оператор обязан:

1. Строго соблюдать требования инструкций по охране труда и пожарной безопасности;

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

2. Производить обходы оборудования РП согласно графика, утвержденного начальником НПС. При обнаружении неисправностей докладывать, согласно схемы оповещения и принимать меры, согласно Плана Ликвидации Возможных Аварий;

3. Производить пуски и остановки оборудования, выполнять необходимые переключения в резервуарном парке;

4. Вести оперативный учет нефти в РП каждые 2 часа; коммерческий учет нефти, принимаемой от грузоотправителей; отпуск нефти на собственные нужды;

5. Вести размыв донных отложений, согласно утвержденного графика;

6. Делать замеры уровней нефти и отбор проб из резервуаров;

7. Оптимально эксплуатировать РП, стремясь свести к минимуму потери нефти от испарения, путем снижения внутростанционных перетоков;

8. За 3 дня до инвентаризации нефти оставлять в работе минимальное количество резервуаров и производить замеры донных отложений, уровня нефти и подтоварной воды, отбирать пробы с измерением температуры, определять количество и качество нефти;

9. Во время инвентаризации: каждый месяц 1 числа на 24 часа московского времени производить снятие натуральных остатков нефти в резервуарах;

10. Вести дренаж подтоварной воды, следя за сифонными кранами, не допуская замазученности карэ и попадания нефти в промканализацию;

11. Своевременно производить уборку территории, скашивание травы, расчистку снега;

12. Своевременно и грамотно вести оперативную документацию.

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

Грамотная и добросовестная деятельность оперативного персонала может значительно повлиять на количество потерь нефти:

- Для уменьшения потерь от «малых дыханий» в атмосферных резервуарах, необходимо легкоиспаряющиеся нефтепродукты хранить при максимальном заполнении резервуара, так как в этом случае достигается наименьший объем газового пространства.

По той же причине рекомендуется по возможности сконцентрировать остатки легкоиспаряющихся нефтепродуктов в одном резервуаре;

- Для сокращения потерь от «больших дыханий» необходимо максимально сократить внутрибазовые перекачки «из резервуара в резервуар»;

- Чем меньше промежутков времени между выкачкой и закачкой нефтепродукта в резервуар, тем меньше величина потерь от «больших дыханий». Это объясняется тем, что при выкачке в резервуар через вакуумную камеру дыхательного клапана будет поступать чистый воздух и при малом интервале времени он не успеет насытиться парами нефтепродукта. Следовательно, при закачке нефтепродукта в атмосферу будет уходить паровоздушная смесь с меньшей концентрацией. С этой же целью желательно заполнять резервуар в ночное время, откачивать целесообразнее днем;

- Необходимо внимательно осматривать крышу резервуара, дыхательную и предохранительную арматуру для контроля ее исправности.

2.3.Оборудование резервуара [11]:

Рассмотрим технические характеристики резервуара РВС-20000 м³ и устанавливаемого на нем оборудования, на примере резервуаров НПС№1 .

Технические характеристики типовых стальных вертикальных резервуаров указаны в таблице 1.

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

Таблица 1. Технические характеристики типовых стальных вертикальных резервуаров

Тип резервуара	Высота стенки, м	Диаметр резервуара, м	Масса, т, (мин.-макс.)
РВС-20000	11,92	45,60	353,87-390,77
РВСП-20000	11,92	45,60	423,97
РВС-20000	11,92	47,40	363,25-408,36
РВС-20000	17,90	39,90	368,78
РВСП-20000	17,90	39,90	446,97
РВС-20000	17,90	39,90	354,45
РВСП-20000	17,90	39,90	381,24

Перечень оборудования и конструктивных элементов, устанавливаемых на резервуарах типа РВС-20000 м³, представлен в таблице 2.

Таблица 2. Оборудование и конструктивные элементы резервуаров.

Наименование оборудования	Наличие
Дыхательный клапан	+
Предохранительный клапан	+
Вентиляционный патрубок	
Огневой предохранитель	+
Газоуравнительная система	+
Приемо-раздаточный патрубок с хлопушей *	+
Приемо-раздаточное устройство с поворотной заслонкой	+
Компенсирующая система приемо-раздаточных патрубков	+
Пробоотборник	+
Водоспуск с плавающей крыши	
Кран сифонный	+
Система размыва донных отложений	+
Шахтная лестница	+
Замерный люк	+
Световой люк	+
Люк-лаз	+
Уровнемер	+
Датчики температуры нефти	+

Сигнализатор аварийного уровня	+
Пожарные датчики	+
Система молниезащиты	+
Система защитного заземления	+
Система защиты от коррозии	+
Система пожаротушения	+
Система орошения	+

Окончание таблицы 2.

Выбор конкретного оснащения резервуаров, расположения оборудования и конструктивных элементов определяется проектной документацией.

2.3.1. Дыхательная арматура

Включает дыхательные и предохранительные клапаны, вентиляционные патрубки.



Рис. 3. Дыхательные клапаны КДС с огневыми предохранителями.

Дыхательный клапан на рисунке 3 предназначен для выпуска паровоздушной смеси из резервуара при заполнении и пропуска воздуха в резервуар при опорожнении.

Необходимая суммарная пропускная способность дыхательных клапанов определяется в зависимости от максимальной подачи нефти при

заполнении (или опорожнении) резервуара с учетом температурного расширения паровоздушной смеси.

Предохранительный клапан имеет то же назначение, что и дыхательный клапан, но предотвращает повышение давления выше или понижение вакуума ниже допустимых значений при отказе в работе дыхательных клапанов.

Суммарная пропускная способность предохранительных клапанов, устанавливаемых на одном резервуаре, должна быть не меньше, чем дыхательных клапанов.

Предохранительный клапан настраивается на повышенное давление и пониженный вакуум на (5-10)% по сравнению с дыхательным. Предохранительный гидравлический клапан заливают незамерзающей слабоиспаряющейся жидкостью, которая образует гидравлический затвор.

Универсальные клапаны КДС, КДС-2 работают как в режиме дыхательного, так и как предохранительного клапана.

Огневые предохранители (огнепреградители) предназначены для предотвращения проникновения пламени и искр внутрь резервуара, и устанавливаются под дыхательными и предохранительными клапанами, а также на вентиляционных патрубках на резервуарах с понтонами и плавающими крышами для защиты от проникновения пламени в резервуар в течение заданного промежутка времени.

Вентиляционные патрубки (Рис. 4.) предназначены для постоянного сообщения газового пространства резервуара с атмосферой для резервуаров с понтонами, резервуаров с плавающей крышей в период заполнения и опорожнения.



Рис. 4. Вентиляционный патрубок ОП-500.

Тип устанавливаемой дыхательной арматуры определяется в зависимости от конструкции крыши резервуара и давления насыщенных паров хранимой нефти:

- на резервуарах со стационарной крышей (без понтона) при давлении насыщенных паров хранимой нефти ниже 26,6 кПа (200 мм рт. ст.) должны быть установлены вентиляционные патрубки с огневыми предохранителями;
- на резервуарах со стационарной крышей (без понтона) при давлении насыщенных паров хранимой нефти свыше 26,6 кПа (200 мм рт. ст.) должны быть установлены дыхательные и предохранительные клапаны с огневыми предохранителями;
- на резервуарах с плавающей крышей (понтон) должны быть установлены вентиляционные патрубки с огневыми предохранителями.

Выбор исполнения дыхательной арматуры осуществляется согласно ГОСТ 15150 в зависимости от климатической зоны (по ГОСТ 16350).

2.3.2. Приемо-раздаточные устройства (патрубки)

Предназначены для присоединения технологических трубопроводов монтируются - в РВС – на нижнем поясе на рисунке 5;

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37



Рис. 5. Приемо- раздаточные устройства с коренными задвижками.

Хлопуши и заслонки, устанавливаемые на РВС, предназначены для предотвращения потерь нефти из резервуаров при авариях и повреждениях технологических трубопроводов или запорной арматуры.

На приемо-раздаточном патрубке РВС, должны предусматриваться компенсирующие системы для снижения усилий, передаваемых технологическими трубопроводами на резервуар.

Резервуар оборудуется отсекающими коренными задвижками.

Резервуары должны быть оборудованы средствами отбора проб. Для отвода ливневых вод с плавающей крыши применяется водоспуск.

2.3.3. Краны сифонные

Предназначены для сброса подтоварной воды из стальных резервуаров.

Для защиты от прямого воздействия атмосферных осадков сифонный кран оборудуется кожухом. Буквы с метками на корпусе сальника соответствуют трем положениям патрубка: Р – рабочее; Н – нерабочее; П – положение промывки. Риска на патрубке должна совпадать с буквой на фланце сальника. После окончания «сброса воды» кран закрывается, патрубок устанавливается в нерабочее положение, отворачивается пробка в корпусе сальника, удаляется вода до появления нефти, пробка закрывается,

устанавливается в кожух.



Рис. 6. Кран сифонный с кожухом.

2.3.4. Устройство для размыва донных отложений [7]

Для предотвращения образования и размыва донных отложений, предотвращения скопления и удаления подтоварной воды и обеспечения качества перекачиваемой нефти в соответствии с ГОСТ Р 51858-2002, используется система размыва или другое специальное оборудование, имеющее все необходимые разрешительные документы их применения приведена на рисунке 7.



Рис. 7. Устройство для размыва донных отложений «Диоген-700».

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Технологический процесс размыва и удаления донных отложений из эксплуатируемых резервуаров заключается в периодическом перемешивании нефти в резервуаре, для обеспечения величины остатка донных отложений не более 20 мм.

По условиям предупреждения образования статического электричества при работе устройства уровень нефти в РВС должен быть не менее 3 метров для резервуаров типа РВС.

Управление системой размыва донных отложений должно осуществляться из операторной, с обеспечением возможности управления устройством "по месту" с кнопочного поста управления, взрывозащищенного исполнения.

В зависимости от свойств транспортируемой нефти и величины донных отложений в резервуарах, устанавливаются два вида работы устройств типа "Диоген" для предотвращения образования, размыва и удаления донных отложений в резервуарах РВС, РВСП, РВСПК: плановый и внеочередной.

Плановый (периодический) размыв и удаление донных отложений из резервуаров – выполняется для обеспечения поддержания величины донных отложений в резервуаре не более 20 мм.

Внеочередной размыв и удаление донных отложений – выполняется в связи с увеличением высоты донных отложений более чем на 20 мм.

Внеочередной размыв донных отложений выполняется при подготовительных работах для обеспечения необходимой степени очистки внутренней поверхности резервуара перед проведением зачистки со вскрытием резервуара для проведения градуировки, технической диагностики, капитального ремонта, газоопасных или огневых работ в резервуаре.

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

Работы по внеочередному размыву донных отложений производятся с временным выводом резервуара из товарных операций для предотвращения ухудшения качества сдаваемой нефти.

При проведении работ по размыву донных отложений замер уровня донных осадков производится через замерный люк резервуара до и после размыва.

Донные отложения препятствуют достоверному учету нефти, поэтому регулярный контроль их количества, размыв и удаление имеют важное значение в плане минимизации потерь нефти от погрешности баланса.

В состав оборудования резервуара входят люки: замерный, световой и люк-лаз (количество люков и их типы устанавливаются проектом) и др. люки для установки оборудования.



Рис. 8. Люк замерный.

Резервуары оснащаются сигнализаторами аварийного максимального и минимального уровней нефти, устройствами измерения температуры, уровня нефти, автоматическими пожарными извещателями.



Рис. 9. Радарный уровнемер системы KOR-VOL NT.

Техническое состояние резервуара и дыхательной арматуры имеет важное значение. Регулярная проверка герметичности крыши резервуара и дыхательных клапанов может предотвратить потери нефти от вентиляции газового пространства.

2.4.Эксплуатационная документация [11]

На каждый резервуар, находящийся в эксплуатации, должна иметься следующая эксплуатационная документация:

- паспорт резервуара с актами на замену оборудования;
- исполнительная документация на резервуар и на проведение ремонта;
- схема нивелирования основания, акты, протоколы по нивелированию окрайки днища, проводимой в процессе эксплуатации;
- градуировочная таблица на резервуар;
- технологическая карта эксплуатации резервуара;
- журнал текущего обслуживания;
- журнал эксплуатации молниезащиты и защиты от статического электричества;
- схема молниезащиты и защиты от статического электричества;

2.4.1 Технологическая карта[11]

До заполнения резервуаров и подключения их в технологический процесс транспортировки нефти должна быть составлена технологическая карта эксплуатации резервуаров.

Технологическая карта эксплуатации резервуаров составляется на основе:

- требований нормативных и руководящих документов;
- данных о характеристиках резервуаров и их оборудования;
- технического состояния резервуаров;
- схем перекачки нефти, высотных отметок резервуаров и откачивающих агрегатов;
- свойств нефти;
- диаметра и протяженности трубопроводов технологической обвязки на участке «резервуары - насосная»;
- производительности трубопровода и количества резервуаров, подключаемых к данному трубопроводу;
- температуры воздуха и т.д.

Технологическая карта эксплуатации резервуара должна отражать наиболее вероятные условия его работы и обеспечивать эксплуатационный персонал всех уровней информацией для оперативного принятия решений по управлению процессом перекачки.

В РД 153-39.4-078-01. «Правила технической эксплуатации резервуаров МН и НБ» приведены рекомендуемые формы технологических карт эксплуатации резервуаров для различных вариантов их использования и пояснения по их заполнению. На основании указанных форм предприятия должны разработать технологические карты эксплуатации резервуаров, исходя из конкретных условий работы, при необходимости дополнить и уточнить описание и содержание граф.

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

Технологическая карта эксплуатации резервуаров утверждается главным инженером предприятия и пересматривается по мере необходимости.

Технологические карты хранятся в отделах предприятия и их филиала, которые участвуют в эксплуатации резервуаров и резервуарных парков, на перекачивающих станциях и наливных пунктах морских и речных терминалов и нефтебаз.

Заполнение резервуаров и их оперативное обслуживание осуществляются диспетчерскими службами предприятий, филиалов и операторами перекачивающих станций, наливных пунктов и нефтебаз. Оперативное обслуживание заключается в обеспечении режима работы резервуаров в пределах параметров, установленных технологическими картами эксплуатации резервуаров, с отражением в диспетчерских листах уровней нефти в резервуарах с заданной периодичностью.

2.4.2 Режимы эксплуатации резервуаров [1]

Заполнение и опорожнение резервуара должны проводиться в пределах параметров, установленных технологической картой.

При заполнении после окончания строительства резервуара или после его капитального ремонта скорость движения нефти в приемо- раздаточном патрубке не должна превышать 1м/с до полного затопления струи.

Для обеспечения электростатической безопасности скорость нефти в приемо-раздаточном патрубке при заполнении резервуаров всех типов после затопления струи не должна превышать максимально- допустимой величины, представленной в таблице 3.

					Характеристика объекта исследования	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 3. Максимально-допустимая скорость истечения нефти в резервуары для обеспечения электростатической безопасности:

Диаметр приемо-раздаточного патрубка, мм	Максимально-допустимая скорость, м/с
200	10,9
300	10,3
500	9,4
600	9,1
700	8,8

Максимальная производительность заполнения (опорожнения) резервуара, оборудованного дыхательными и предохранительными клапанами или вентиляционными патрубками, должна быть установлена с учетом максимально-возможного расхода через них паровоздушной смеси.

При этом расход паровоздушной смеси (воздуха) через все дыхательные клапаны или вентиляционные патрубки с огневыми предохранителями, установленные на резервуаре, не должен превышать 85% от их суммарной проектной пропускной способности.

Пропускную способность вентиляционных патрубков с огневыми предохранителями следует принимать по пропускной способности огневых предохранителей соответствующего диаметра.

При необходимости увеличения подачи или откачки нефти из резервуаров следует привести пропускную способность дыхательной арматуры в соответствие с новыми условиями.

При приеме нефти последовательно в несколько резервуаров необходимо проверить техническое состояние резервуаров и трубопроводов, открыть задвижку у резервуара, в который будет приниматься нефть, после этого закрыть задвижку резервуара, в который принималась нефть. Одновременное автоматическое переключение задвижек в резервуарном парке допускается при условии защиты трубопроводов от повышения давления и возможности контроля изменения уровня в резервуаре.

В резервуарах со стационарной крышей должны поддерживаться следующие величины давления и вакуума (если не установлены другие ограничения в проекте или по результатам технической диагностики):

✓ во время эксплуатации рабочее избыточное давление в газовом пространстве должно быть не более 2 кПа(200 мм вод. ст.), вакуум – не более 0,25 кПа (25 мм вод. ст.);

✓ предохранительные клапаны должны быть отрегулированы на давление 2,3кПа (230 мм вод. ст.) и вакуум 0,4 кПа (40 мм вод. ст.).

Для сокращения потерь от «больших дыханий» необходимо максимально сократить внутрибазовые перекачки из резервуара в резервуар.

Чем меньше промежуток времени между выкачкой и закачкой нефтепродукта в резервуар, тем меньше величина потерь от «больших дыханий» .Это объясняется тем, что при выкачке в резервуар через вакуумную камеру дыхательного клапана будет поступать чистый воздух и при малом интервале времени он не успеет насытиться парами нефтепродукта. Следовательно, при закачке нефтепродукта в атмосферу будет уходить паровоздушная смесь с меньшей концентрацией. С этой же целью желательно заполнять резервуар в ночное время, откачивать целесообразнее днем. Организация работы резервуарного парка по схеме «с подключенными резервуарами.

2.4.3 Эксплуатация резервуаров, резервуарных парков в осенне-зимний и весенне-летний периоды года

Подготовка резервуаров и резервуарных парков к работе в осенне-зимний и весенне-летний периоды года осуществляется в соответствии с планом мероприятий, подготавливаемым службами и руководством НПС, ПО и утверждаемым главным инженером ОАО.

При подготовке резервуаров и резервуарных парков к работе в *зимний период* и при температуре воздуха ниже 0 С необходимо:

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

- слить подтоварную воду из резервуаров;
- сифонные краны промыть нефтепродуктом и повернуть в нерабочее положение, при необходимости утеплить;
- провести техническое обслуживание запорной арматуры в объеме, предусмотренном инструкцией изготовителя; при необходимости осуществить замену смазки, регулировку конечных выключателей приводов, сдренировать воду, накопившуюся в кранах и шиберных задвижках;
- заменить антифриз в импульсных трубках приборов и масло в коробках концевых выключателей, уровнемерах и маслonaполненном электрооборудовании;
- выполнить предусмотренный инструкцией изготовителя объем ТОР всех измерительных приборов и датчиков, установленных на резервуаре, для обеспечения их надежной работы при отрицательных температурах;
- выполнить техническое обслуживание всех вентиляционных патрубков, дыхательной и предохранительной арматуры, снять огнепреградители, подверженные обледенению; предохранительный гидравлический клапан залить незамерзающей жидкостью, проверить в дыхательных клапанах плотность прилегания тарелки к седлу;
- проверить системы защиты резервуара (молниезащиты, средства защиты от статического электричества, защиты от коррозии, сигнализаторов предельных уровней);
- выполнить техобслуживание гидрантов, установленных вокруг обвалования резервуаров; при необходимости утеплить их и предусмотреть защиту от заносов снегом;
- проверить состояние теплоизоляции и обогревателей, предусмотренных проектом для трубопроводов водо- и пенотушения;

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

- проверить состояние сухотрубов системы пожаротушения, в том числе системы орошения резервуара; при необходимости выполнить продувку воздухом, очистить дренажные (спускные) вентили, отверстия;

- провести техобслуживание изолирующих фланцев, компенсаторов в соответствии с инструкцией изготовителей; при необходимости осуществить регулировку компенсаторов;

- очистить ливнеприемники (колодцы) внутри обвалования, выполнить ревизию хлопушек и других запорных устройств на выходе производственно-ливневой канализации за пределы обвалования резервуара; при необходимости осуществить промывку канализационных труб;

- очистить водопропускные устройства на водоотводных канавах, лотках вокруг обвалования резервуаров.

- необходимо проверить устойчивость и исправность лестниц, поручней, ограждений площадок на крыше резервуара.

В случае замерзания арматуры резервуаров применять водяной пар или горячую воду. Запрещается отогревать огнем.

При подготовке к *весенне-летнему* периоду эксплуатации следует:

-выполнить ревизию дыхательных и предохранительных клапанов, установить кассеты огнепреградителей;

- подготовить ливнеотводящую сеть к пропуску вод; закрыть и уплотнить проходы для кабелей, труб и другие каналы, расположенные ниже уровня высоких грунтовых вод, проверить и подготовить к работе оборудование для откачки воды;

- проверить систему молниезащиты резервуаров.

При подготовке к *весенне-летнему* периоду резервуарные парки и отдельно стоящие резервуары, расположенные в зоне возможного

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

затопления во время паводка, должны быть заблаговременно к нему подготовлены, обвалования и ограждения восстановлены и при необходимости наращены, подготовлена к работе производственно-ливневая канализация и очистные сооружения.

2.4.4 Технологические уровни нефти в резервуаре [2].

- Максимально- допустимый уровень - предельный уровень, выше которого заполнение резервуара запрещено;
- Максимально-аварийный уровень – Уровень ниже максимально-допустимого на величину, соответствующую количеству нефти, которая может поступить в резервуар за время подключения аварийной емкости и закрытия задвижек на ПРП резервуара; Устанавливается выше нормативного верхнего уровня;
- Нормативный уровень верхний – уровень нефти, после достижения которого должны быть выполнены технологические операции по остановке закачки в резервуар;
- Нормативный уровень аварийный – уровень, обеспечивающий запас свободной емкости для приема нефти при аварийных сбросах нефти из нефтепроводов, предохранительных клапанов от повышения давления;
- Нормативный уровень нижний – уровень нефти, после достижения которого должны быть выполнены технологические операции по остановке откачки из резервуара;
- Объем по строительному номиналу – объем, равный произведению площади днища на высоту стенки резервуара;
- Емкость для аварийного сброса – объем емкости, равный одночасовой максимальной производительности технологического участка

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

нефтепровода (при нескольких параллельных нефтепроводах – по нефтепроводу с максимальной производительностью).

- Полезная емкость резервуара – объем, определяемый разностью объемов максимально-допустимого и минимально-допустимого уровней;
- Технологический остаток – объем нефти, который включает в себя минимально-допустимый остаток, определяемый минимально-допустимым уровнем и технологический запас;
- Технологический запас – объем нефти, необходимый для устойчивой работы технологического участка нефтепровода в течение времени, необходимого для оперативных действий персонала по выполнению переключений;

Уровни, объемы и максимально-допустимые производительности заполнения – опорожнения резервуара рассчитываются согласно «Регламента расчета полезной емкости, емкости для товарных операций и разработки технологических карт на резервуары и резервуарные парки».ОР-16.01-60.30.00-КТН-029-1-01 и указываются в Технологической карте по эксплуатации резервуаров.

					Характеристика объекта исследования	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

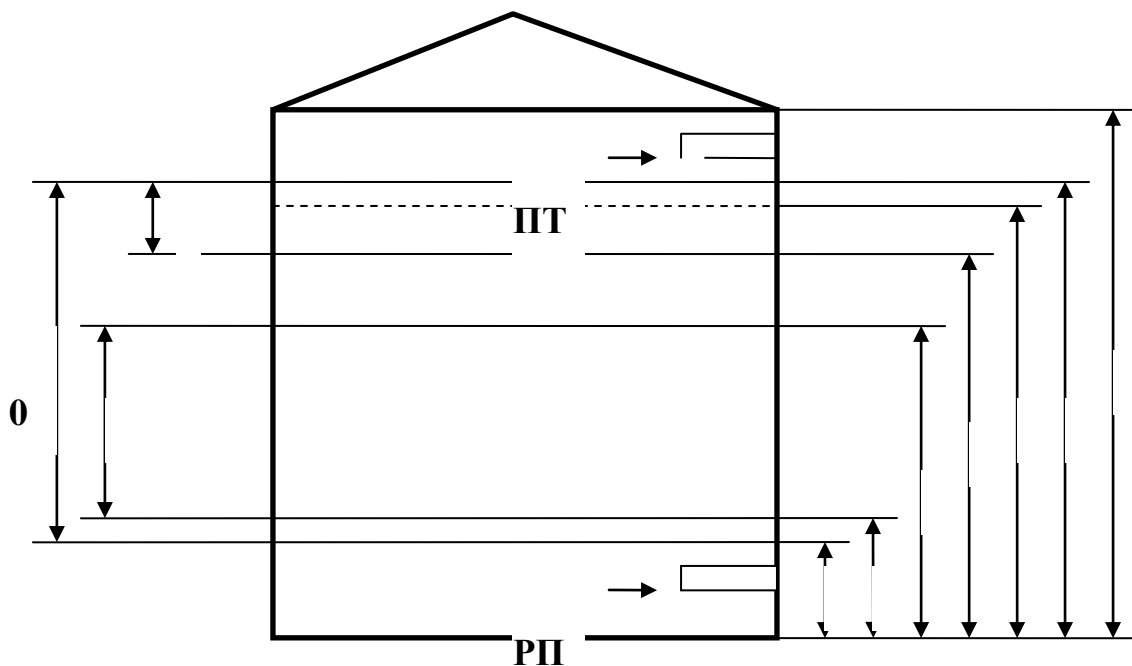


Рисунок 10. Схема определения уровней и объемов для резервуара, предназначенного для приема аварийного сброса.

1 – высота стенки резервуара; 2 – максимально-допустимый уровень разлива; 3 – максимально-аварийный уровень разлива; 4 – нормативный уровень аварийный; 5 – нормативный уровень верхний; 6 – нормативный уровень нижний; 7 – минимально-допустимый уровень; 8 – нормативный объем аварийный; 9 – товарная емкость резервуара; 10 – полезная емкость резервуара.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

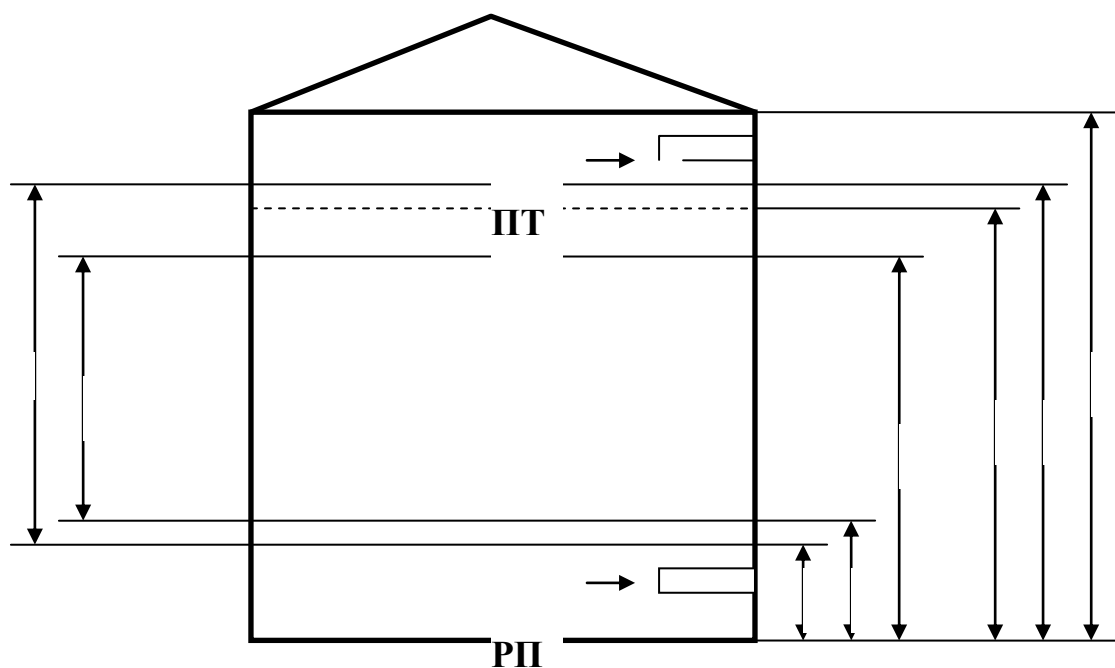


Рисунок 11. Схема определения уровней и объемов для резервуара, предназначенного для приема аварийного сброса

1 – высота стенки резервуара; 2 – максимально-допустимый уровень разлива; 3 – максимально-аварийный уровень разлива; 4 – нормативный уровень верхний; 5 – нормативный уровень нижний; 6 – минимально-допустимый уровень; 7 – товарная емкость резервуара; 8 – полезная емкость резервуара.

Для уменьшения потерь от «малых дыханий» в атмосферных резервуарах необходимо легкоиспаряющиеся нефтепродукты хранить при максимальном заполнении резервуара, так как в этом случае достигается наименьший объем газового пространства. По той же причине рекомендуется по возможности сконцентрировать остатки легкоиспаряющихся нефтепродуктов в одном резервуаре.

3 ИЗМЕРЕНИЕ И УЧЕТ КОЛИЧЕСТВА И КАЧЕСТВА НЕФТИ В РЕЗЕРВУАРАХ

Уровень нефти и подтоварной воды измеряют уровнемерами, измерительными рулетками с лотом по ГОСТ 7502 или электронными рулетками в соответствии с эксплуатационной документацией.

3.1 Современные средства измерения уровней нефти

3.1.1 Система Коммерческого Учета SAAB TRL/2

В настоящее время широко используются уровнемеры Saab - передовое поколение радарных уровнемеров. На процесс измерения уровня не оказывает влияние состояние газовой среды резервуара, наличие пыли и мелких взвесей, а также сорт продукта: нефть, светлые, темные и вязкие нефтепродукты, сжиженные газы, химические и агрессивные жидкости или гранулированные вещества. На основе радарных уровнемеров строится Система Коммерческого Учета SAAB TRL/2, одобренная Госстандартом России.

Система SAAB TRL/2 обеспечивает:

- измерение уровня, температуры, давления продукта;
- измерение уровня подтоварной воды;
- сигнализацию предельных уровней при наливе, утечек продукта при хранении;
- вычисление объема, плотности и массы продукта в резервуаре на основе результатов измерений параметров продукта с погрешностью, удовлетворяющей требованиям ГОСТ Р 8.595-2002.

					«Основные положения технологического использования резервуаров вертикальных стальных типа РВС 20000м ³ »			
Изм.	Лист	№ докум.№	Подпись	Дата				
Разраб.		Ерш Е.А.			Измерение и учет количества и качества нефти в резервуарах	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Герасимов А.В.				ДР	53	
Зав. каф.		Рудаченко А.В.				Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа з-2Т00		

В зависимости от состава оборудования **система TRL/2 может иметь три измерительных канала:**

- канал измерения уровня продукта с использованием радарных уровнемеров;
- канал измерения температуры с использованием многоточечных датчиков температуры;
- канал измерения плотности продукта с использованием датчиков давления.

Одноканальная система TRL/2 обычно используется для измерения уровня в резервуарах хранения, реакторах нефтехимического производства и пр.

Двухканальная система TRL/2 (канал измерения уровня и температуры продукта) является базовым вариантом построения системы и наиболее широко используется для коммерческого учета нефти и нефтепродуктов.

Трехканальная система TRL/2 (каналы измерения уровня, температуры и давления) является полностью автоматизированной системой коммерческого учета нефти и нефтепродуктов. В этом случае с базовой комплектацией системы дополнительно используются датчики давления.

Расчет массы продукта производится в реальном масштабе времени с использованием данных об уровне продукта, его средней температуре и его плотности, определяемой на основе показаний датчика гидростатического давления жидкости (продукта), устанавливаемого вблизи дна резервуара.

В системе TRL/2 применяются радарные уровнемеры **TankRadar REX, TankRadar PRO** с различными типами антенн в зависимости от условий измерения. Уровнемеры непрерывно излучают частотно-модулированные высокочастотные колебания и имеют высокую точность измерения:

					Измерение и учет количества и качества нефти в резервуарах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

- серия 3900 REX $\pm 0,5$ мм,

- серия PRO $\pm 3-10$ мм.

Высочайшая точность измерения достигается за счет термостабилизации электроники и наличия цифрового эталона для автоматической поверки уровнемера перед каждым измерением. Межповерочный интервал уровнемера – 5 лет. Радарные уровнемеры могут применяться в резервуарах различного назначения и конструкций.

Уровнемеры серии PRO предназначены для технологических резервуаров с внутренними конструкциями или мешалками.



Рис.12. Уровнемеры серии RTG3900REX

Уровнемеры серии RTG3900REX рисунок 12, предназначены для коммерческих резервуаров, требующих измерения уровня продукта с особо высокой точностью.

Уровнемеры RTG3930REX с параболической антенной используются на резервуарах с фиксированной крышей для измерения уровня нефти и нефтепродуктов.

Для измерения температуры продукта и уровня подтоварной воды в комплекте с радарными уровнемерами могут применяться одноточечные или многоточечные термометры сопротивления градуировки Pt100 и датчики уровня подтоварной воды серии WLS или серии 508-xxxx/509-xxxx.

					Измерение и учет количества и качества нефти в резервуарах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

Сбор данных о температуре, уровне подтоварной воды и других дополнительных данных обеспечивают модули DAU 2100, которые подключаются к радарному уровнемеру.

К уровнемеру может подключаться многоточечный термометр с 6-ю термоэлементами. Стандартное расположение термоэлементов по высоте с 3-х метровым интервалом, при этом нижний элемент располагается на высоте 1 м от дна резервуара. При большем числе термоэлементов многоточечный термометр должен подключаться с использованием модуля сбора данных DAU2100.

Автоматическое измерение плотности продукта в системе обеспечивается датчиками гидростатического давления, которые подключаются к плате аналоговых входов, устанавливаемой в радарном уровнемере.

Для резервуаров с фиксированной крышей для учета давления в газовом пространстве требуется установка в верхней части резервуара второго датчика давления.

При отсутствии датчиков гидростатического давления плотность продукта вводится в систему вручную на основе результатов лабораторного анализа пробы, отобранной из резервуара. Пробу продукта из резервуара отбирают по методике ГОСТ 2517, а замер плотности продукта выполняют ареометром по методике ГОСТ 3900.

Датчики серии WLS используются для контроля раздела "нефтепродукт-вода" и могут монтироваться совместно с многоточечными термометрами или отдельно от них. Датчики серии 508-xxxx/509-xxxx используются для контроля раздела "нефть-вода" и монтируются отдельно.

Передача информации от датчиков системы в центральный компьютер осуществляется по двухпроводной цифровой полевой шине. Управляет передачей данных полевой коммуникационный модуль FCU2160. В качестве

					Измерение и учет количества и качества нефти в резервуарах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

протокола обмена информацией по полевой шине используется Modbus RTU. Гарантируется нормальная работа системы при протяженности полевой шины до 4 км. Сетевая поддержка упрощает работу в локальной сети Ethernet.

Специализированное программное обеспечение – операторский интерфейс – разработано для работы в операционной системе WINDOWS NT(2000). Операторский интерфейс обеспечивает отображение измеренных величин и следующих вычисленных параметров:

- уровень продукта;
- средняя температура продукта;
- температура воздуха;
- уровень подтоварной воды;
- текущая плотность;
- плотность, приведенная к 20°C;
- объем продукта;
- объем подтоварной воды;
- свободная емкость;
- масса продукта;
- утечки из резервуара.

Радарный уровнемер излучает микроволновый сигнал по направлению к поверхности продукта. Радарный сигнал отражается от поверхности жидкости и возвращается на антенну. Излучение представляет сигнал с непрерывно изменяющейся частотой. Т. к. сигнал, отраженный от поверхности, и сигнал, излучаемый к поверхности, имеют различную частоту, то в результате наложения получается разностный сигнал с низкой частотой. Разница в частоте между излучаемым и отраженным сигналом пропорциональна расстоянию до поверхности жидкости. Этот метод называется методом частотно-модулированной непрерывной волны FMCW. Радарные уровнемеры SAAB работают на частоте 10 ГГц, которая

					Измерение и учет количества и качества нефти в резервуарах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

оптимальна при балансировании между величиной угла излучения и чувствительностью к конденсату.

Высокая точность требует высокой чувствительности. Чувствительность характеризует возможность измерения расстояний с антеннами различной площади в различных условиях состояния поверхности жидкости. В условия состояния поверхности жидкости входят: сорт жидкости, расстояние до поверхности, рябь на поверхности. Энергия сигнала, отраженного от гладкой поверхности, пропорциональна диэлектрической постоянной жидкости. Радарные уровнемеры SAAB могут измерять уровень всех жидкостей в любых условиях.

3.1.2 Система измерения уровня и учета нефти KOR-VOL

Система измерения уровня и учета нефти (СИУ) типа KOR-VOL NT производства ВНР, предназначена для непрерывного измерения уровня нефти в резервуарах, а также имеет возможность для определения объема и товарной массы нефти и учета этих параметров. Эта информация отображается на экране автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора товарного.

К первичным приборам СИУ относятся:

- ✓ микроволновый уровнемер, МТМ-01;
- ✓ многоэлементный термометр сопротивления, Pt 100;
- ✓ сигнализатор аварийного уровня разлива, СУЖ-1Н, СУЖ-ПИ, ПМП-02.

Микроволновый уровнемер МТМ- 01 взрывозащищенного исполнения - радар, установлен на кровле резервуара. Прибор следит за уровнем и изменением уровня нефти в резервуаре с точностью 1 мм.

Многоэлементный термометр сопротивления Pt 100 - прибор взрывозащищенного исполнения вертикального способа монтажа, установлен на кровле резервуара.

К промежуточным преобразователям сигналов относятся:

					Измерение и учет количества и качества нефти в резервуарах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

✓ мультиплексорный блок обработки сигнала от многоэлементного термометра сопротивления Pt100;

✓ компьютер сбора данных промышленного исполнения, TATE;

Мультиплексорный блок обработки сигнала от многоэлементного термометра сопротивления Pt 100 взрывозащищенного исполнения установлен на кровле резервуара. Предназначен для преобразования измеряемых термометрами сопротивления значений в цифровой сигнал и передачи его в компьютер сбора данных промышленного исполнения.

Компьютер сбора данных промышленного исполнения TATE, имеет защиту от внешних воздействий IP 54 и установлен в отдельном блок-боксе за обвалованием РВС, вне взрывоопасной зоны. Предназначен для: контроля за работой приборов двух резервуаров, находящихся в одной группе, сбора, обработки и пересылки данных на АРМ оператора.

АРМ оператора товарного парка состоит из:

✓ модема, осуществляющего прием сигналов из TATE;

✓ компьютера производства HP настольного исполнения большой надежности с устройствами ручного ввода информации;

✓ монитора с низким уровнем излучения, удовлетворяющего эргономическим требованиям;

✓ лазерного принтера HP;

Сигнализаторы аварийного уровня СУЖ-1Н, СУЖ-ПИ, ПМП-01 подключены к устройствам сопряжения с объектами (УСО) микропроцессорной автоматики НПС. В случае срабатывания датчика на каком-либо резервуаре, на АРМ оператора НПС и товарного появляется звуковая сигнализация и оперативное сообщение, включается алгоритм защиты резервуара от перелив.

3.2 Методы отбора проб из РВС [12]

Для отбора проб нефти и нефтепродукта применяют пробоотборники:

					Измерение и учет количества и качества нефти в резервуарах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

3.2.1 Классификация пробоотборников

Переносные пробоотборники:

- металлические рисунок 13;
- бутылка в металлическом каркасе ;
- термостатический.

Стационарные пробоотборники:

- сниженный порционный с клапанами по ГОСТ 13196—85;
- с перфорированной заборной трубкой рисунок 18;
- для отбора точечных проб с трех уровней рисунок 17;
- краны на различных уровнях по высоте стенки резервуара (только для нефти).

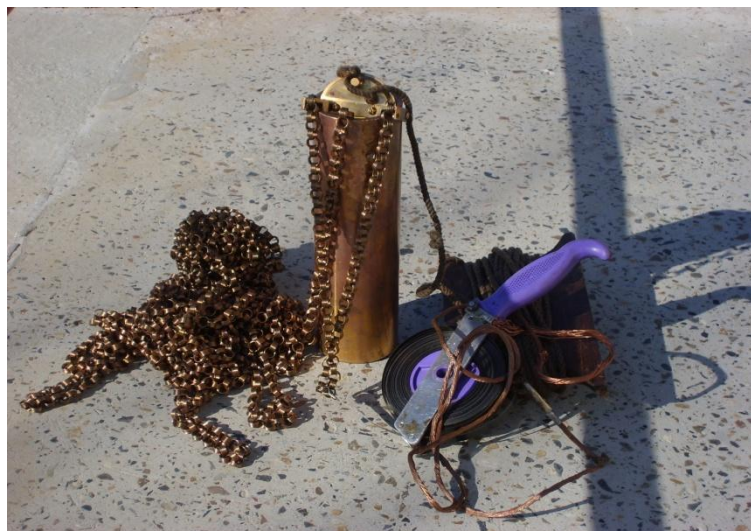


Рисунок 13. Металлический переносной пробоотборник

Переносные пробоотборники для отбора проб нефти и жидких нефтепродуктов с заданного уровня должны иметь крышки или пробки, обеспечивающие их герметичность и легко открывающиеся на заданном уровне (Рис.13).

Масса переносного пробоотборника должна быть достаточной, чтобы обеспечить его погружение в нефть или нефтепродукт.

Пробоотборник осматривают перед каждым отбором пробы. На нем не должно быть трещин. Пробки, крышки, прокладки не должны иметь дефектов, нарушающих герметичность пробоотборника.

Переносные пробоотборники, пробосборники, пробоприемники, трубки, перед отбором проб нефти или нефтепродукта должны быть чистыми и сухими.

Инвентарь для отбора и хранения проб жидких нефтепродуктов после применения следует обработать моющим веществом или сполоснуть неэтилированным бензином; инвентарь для отбора и хранения проб нефти и мазеобразных нефтепродуктов после промывки растворителем следует промыть горячей водой до полного удаления остатков нефтепродуктов. Промытый инвентарь необходимо высушить и хранить в защищенном от пыли и атмосферных осадков месте.

Во избежание загрязнения переносные пробоотборники переносят в чехлах, футлярах или другой упаковке.

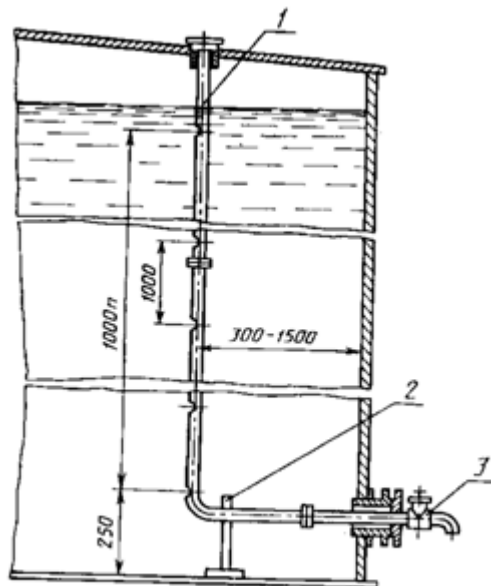
3.2.2 Отбор проб из резервуаров [12]

Перед отбором пробы из резервуара нефть и нефтепродукты отстаивают не менее 2 ч и удаляют отстой воды и загрязнений.

Для проверки удаления воды и загрязнений по требованию представителя заказчика пробу отбирают из сифонного крана, установленного в нижнее положение.

Для отбора объединенной пробы нефти и нефтепродуктов в один прием применяют стационарные пробоотборники по ГОСТ 13196—85 или с перфорированной заборной трубкой рисунок 14.

					Измерение и учет количества и качества нефти в резервуарах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61



1-перфорированная трубка

2-опорная стойка

3-кран

Рисунок 14. Стационарный пробоотборник

За нижнюю точку отбора пробы нефти принимают уровень нижнего среза приемо-раздаточного патрубка (хлопушки) по внутреннему диаметру, а при отборе пробы нефтепродукта — уровень на расстоянии 250 мм от днища резервуара.

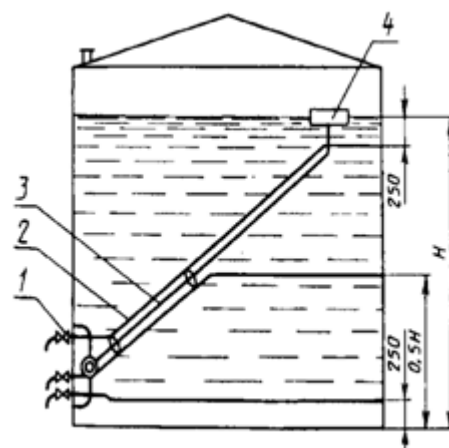
Точечные пробы нефти или нефтепродукта из вертикального цилиндрического или прямоугольного резервуара отбирают стационарным (Рис. 15) или переносным пробоотборником с трех уровней:

верхнего — на 250 мм ниже поверхности нефти или нефтепродукта;

среднего — с середины высоты столба нефти или нефтепродукта;

нижнего: для нефти — нижний срез приемо-раздаточного патрубка (хлопушки) по внутреннему диаметру, для нефтепродукта — на 250 мм выше днища резервуара. Для резервуара, у которого приемо-раздаточный патрубок находится в приемке, за нижний уровень отбора пробы нефти принимают уровень на расстоянии 250 мм от днища резервуара.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата



1-кран

2-пробозаборные трубки

3-несущий рычаг

4-поплавок

Рисунок 15. Стационарный прободборник с перфорированной заборной трубкой для отбора точечных проб трех уровней

Объединенную пробу нефти или нефтепродукта составляют смешением точечных проб верхнего, среднего и нижнего уровней в соотношении 1:3:1.

Точечные пробы из резервуара, в котором нефтепродукт компаундируется, при проверке однородности нефтепродукта отбирают и анализируют отдельно.

По требованию представителя заказчика точечные пробы нефтепродукта отбирают через каждые 1000мм высоты столба нефтепродукта, при этом точечные пробы верхнего и нижнего уровней отбирают как обычно. За начало отсчета первой 1000мм принимают поверхность нефтепродукта.

Объединенную пробу составляют смешением одинаковых по объему точечных проб.

Грамотный отбор проб – важная составляющая достоверного учета нефти. От него в значительной мере зависит количество потерь нефти от погрешности баланса.

3.3. Определение параметров нефти в резервуаре.

3.3.1. Определение температуры нефти в резервуарах [10]

Среднюю температуру нефти в мерах вместимости определяют с помощью стационарных преобразователей температуры или преобразователя температуры в составе электронной рулетки в соответствии с требованиями инструкции по эксплуатации одновременно с измерениями уровня или вручную путем ее измерений при отборе точечных проб.

При отборе объединенной пробы стационарными пробоотборниками в один прием по ГОСТ 2517 определяют среднюю температуру нефти путем измерений температуры этой пробы термометром.

При отборе точечных проб температуру нефти в пробе определяют в течение 1–3 минут после отбора пробы, при этом переносной пробоотборник выдерживают на уровне отбираемой пробы в течение не менее пяти минут. Термометр погружают в нефть на глубину, указанную в техническом паспорте на данный термометр, и выдерживают в пробе до принятия столбиком ртути постоянного положения.

Среднюю температуру нефти рассчитывают по температуре точечных проб, используя соотношение для составления объединенной пробы из точечных по ГОСТ 2517.

Точное измерение температуры нефти необходимо для точного расчета плотности нефти при измерении объема и достоверного определения ее массы.

					Измерение и учет количества и качества нефти в резервуарах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

3.3.2. Определение массы нефти в резервуарах

Массу нефти в резервуарах типа РВС-20000 м³ определяют: косвенным методом статических измерений и косвенным методом, основанном на гидростатическом принципе.

При измерениях косвенным методом статических измерений в мерах вместимости объем нефти определяют по градуировочной таблице, используя результат измерений уровня нефти в мере вместимости. Плотность нефти измеряют переносным плотномером или определяют в лаборатории по объединенной пробе нефти, отобранной из меры вместимости по ГОСТ 2517. Массу брутто нефти определяют как произведение объема нефти и плотности, приведенной к условиям измерений объема, или как произведение объема нефти и плотности нефти, приведенных к стандартным условиям.

При измерениях косвенным методом, основанном на гидростатическом принципе, массу нефти вычисляют, используя результат измерений гидростатического давления столба нефти, а так же градуировочные таблицы меры вместимости.

Определение вместимости стальных вертикальных цилиндрических резервуаров – по ГОСТ 8.570 и МИ 1124;

3.3.3 Определение фактического объема нефти в резервуаре [10]

Общий объем нефти в резервуаре и объем подтоварной воды определяют по градуировочной таблице на конкретный резервуар.

Фактический объем нефти в резервуаре вычисляют по формуле:

					Измерение и учет количества и качества нефти в резервуарах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

$$V_H = V_0 [1 + (2\alpha_{ст} + \alpha_s) \cdot (t_{ст} - 20)] \quad (1)$$

$$V_0 = V_{ж} - V_{в}, \quad (2)$$

где V_0 – объем нефти в резервуаре по градуировочной таблице, м³,
 $V_{ж}$ – объем жидкости (нефть и подтоварная вода), определяемый по градуировочной таблице резервуара, составленной при температуре 20 °С по ГОСТ 8.570, м³;
 $V_{в}$ – объем подтоварной воды в резервуаре, определяемый по градуировочной таблице резервуара, составленной при температуре 20 °С по ГОСТ 8.570, м³;
 $\alpha_{ст}$ – температурный коэффициент линейного расширения материала стенки резервуара, значение которого принимают равным $12,5 \cdot 10^{-6} 1/^\circ\text{C}$;
 α_s – температурный коэффициент линейного расширения материала средства измерений уровня, значение которого при измерениях уровня рулеткой из нержавеющей стали α_s принимают равным $12,5 \cdot 10^{-6} 1/^\circ\text{C}$. При измерениях уровня нефти рулеткой по высоте пустоты резервуара, а так же при измерениях уровня нефти уровнемерами принимают $\alpha_s = 0$;
 $t_{ст}$ – температура стенки резервуара, принимаемая равной температуре нефти в резервуаре.

3.3.4 Определение массы брутто нефти в мерах вместимости [10]

Массу брутто нефти, в тоннах, в мерах вместимости вычисляют по формуле:

$$M_{бр} = V_H \cdot \rho_H \cdot 10^{-3} \quad (3)$$

где ρ_H – плотность нефти при температуре измерений объема в резервуаре, кг/м³;

V_H – фактический объем нефти в резервуаре, м³.

При откачке нефти из мер вместимости (резервуара) массу сданной нефти определяют как разность первоначальной массы и массы остатка.

					Измерение и учет количества и качества нефти в резервуарах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

Массу сданной нефти $M_{\text{СД}}$ вычисляют по формуле:

$$M_{\text{СД}} = M_{\text{Н1}} - M_{\text{Н2}} \quad (4)$$

где $M_{\text{Н1}}$ – масса нефти до начала откачки, т;

$M_{\text{Н2}}$ – масса остатка нефти, т.

При закачке нефти в меры вместимости (в резервуары, танки наливных судов, железнодорожные цистерны) массу принятой нефти $M_{\text{ПР}}$ вычисляют по формуле

$$M_{\text{ПР}} = M_{\text{Н2}} - M_{\text{Н1}} \quad (5)$$

где $M_{\text{Н1}}$ – масса нефти до начала закачки нефти в резервуар, т;

$M_{\text{Н2}}$ – масса нефти, определённая по окончании процесса закачки, т.

Определение содержания балласта в нефти проводят в испытательной лаборатории с использованием проб, отбираемых в соответствии с ГОСТ 2517.

3.3.5 Определение массы нетто нефти в резервуаре [10]

Массу нетто нефти $M_{\text{Н}}$, т, вычисляют как разность массы брутто нефти M , т, и массы балласта m , т, по формуле

$$M_{\text{Н}} = M - m = M \cdot \left(1 - \frac{W_{\text{В}} + W_{\text{МП}} + W_{\text{ХС}}}{100} \right) \quad (6)$$

где $W_{\text{В}}$ – массовая доля воды в нефти, %;

$W_{\text{МП}}$ – массовая доля механических примесей в нефти, %;

$W_{\text{ХС}}$ – массовая доля хлористых солей в нефти, %

$$W_{\text{ХС}} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{\text{ХС}}}{\rho_{\text{v}}} \quad (7)$$

где $\varphi_{\text{ХС}}$ – концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм³;

ρ_{v} – плотность нефти при условиях измерений объема нефти, кг/м³

					Измерение и учет количества и качества нефти в резервуарах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

Если измеряют не массовую, а объёмную долю воды в нефти, то массовую долю вычисляют по формуле:

$$W_B = \frac{\Phi_B \cdot \rho_B}{\rho_v} \quad (8)$$

где Φ_B – объёмная доля воды в нефти, %;

ρ_B – плотность воды, кг/м³ (принимают равной 1000 кг/м³).

3.4. Основные контролируемые показатели качества нефти

Согласно действующим в Российской Федерации стандартам, процедура контроля качества нефти производится проведением ряда испытаний, по следующим показателям, согласно требований ГОСТ Р 51858-2002 с изменением № 1:

- плотность по ГОСТ 3900, или по ГОСТ Р 51069 с учетом МИ 2153;
- массовую долю воды по ГОСТ 2477 и (или) по АСТМ Д 4006;
- массовую долю механических примесей по ГОСТ 6370;
- концентрацию хлористых солей по ГОСТ 21534 и (или) АСТМ Д 3230;
- массовую долю серы по ГОСТ 1437 и ГОСТ Р 51947 или по АСТМ Д 4294;
- давление насыщенных паров (ДНП) по ГОСТ 1756, АСТМ Д 6377;
- объёмную долю свободного газа по МИ 2575;
- массовую долю парафина по ГОСТ 11851;
- выход фракций по ГОСТ 2177 (метод Б);
- массовую долю сероводорода по ГОСТ Р 50802;
- массовую долю метил- и этилмеркаптанов по ГОСТ Р 50802;
- массовую долю органических хлоридов по АСТМ Д 4929.

Кроме определения перечисленных показателей могут определяться вязкость кинематическая и зольность нефти.

					Измерение и учет количества и качества нефти в резервуарах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

Приведение плотности нефти при 20 С к 15°С выполняют по таблицам ГОСТ Р 8.599, а также по таблицам МИ 2153 или по программам пересчета МИ 2632.

Плотность(нефти допускается определять анализаторами плотности, погрешность которых не хуже погрешности стандартизованных лабораторных методов (поточными или лабораторными).

Допускается определение показателей, составляющих балласт нефти, проводить анализаторами, имеющими сертификат Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Госстандарта РФ) об утверждении типа, и при наличии соответствующих МВИ, аттестованных в установленном порядке.

Нефть принимают партиями. Партией считают любое количество нефти, сопровождаемое одним документом о качестве нефти по ГОСТ 1510-84 «Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение».

Для проверки соответствия нефти требованиям ГОСТ Р 51858 проводят приемосдаточные и периодические испытания.

Приемосдаточные испытания проводят для каждой партии нефти по следующим показателям:

- плотность, кг/м³;
- массовая доля серы, %;
- массовая доля воды, %;
- массовая концентрация хлористых солей, мг/дм³;
- давление насыщенных паров, кПа (при приеме нефти для транспортировки по системе магистрального транспорта);

Периодические испытания выполняют в сроки, согласованные сдающей и принимающей сторонами, но не реже 1 раза в 10 дней по следующим показателям:

					Измерение и учет количества и качества нефти в резервуарах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

- массовая доля органических хлоридов, ppm;
- массовая доля механических примесей, %;
- давление насыщенных паров, кПа, (при сдаче нефти из системы магистрального транспорта, при приеме-сдаче между смежными ОАО (ООО) МН);

- массовая доля сероводорода, ppm;
- массовая доля метил- этилмеркаптанов в сумме, ppm.
- выход фракций, % об.;
- массовая доля парафина, %;

Показатели «выход фракций» и «массовая доля парафина» определяют при приеме нефти в систему магистральных нефтепроводов и при сдаче нефти на экспорт.

Для определения массовой доли механических примесей, массовой доли органических хлоридов и парафина составляют накопительную пробу равных количеств нефти всех суточных объединенных проб за период между измерениями, отобранных по ГОСТ 2517.

Давление насыщенных паров, выход фракций, содержание сероводорода и легких меркаптанов определяют по точечным пробам нефти.

Остальные показатели качества нефти определяют по объединенной пробе нефти, отобранной по ГОСТ 2517.

Содержание свободного газа в нефти определяют не реже одного раза в месяц, а так же по требованию одной из сторон.

Результаты периодических испытаний заносят в паспорт качества испытываемой партии нефти и в паспорта всех партий до очередных периодических испытаний.

При несоответствии результатов периодических испытаний по любому показателю требованиям ГОСТ Р 51858 испытания переводят в категорию

приемосдаточных для каждой партии до получения положительных результатов не менее чем в трех партиях подряд.

По физико-химическим свойствам, степени подготовки, содержанию сероводорода и легких меркаптанов нефть разделяют на классы, типы, группы, виды.

					Измерение и учет количества и качества нефти в резервуарах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

Контроль качества транспортируемой нефти

Показатели качества нефти при приеме, сдаче и в транспортных потоках должны определяться методами регламентированными требованиями Р 50.2.040 «Метрологическое обеспечение учета нефти при ее транспортировке по системе магистральных нефтепроводов» и соответствовать требованиям ГОСТ Р 51858 «Нефть. Общие технические условия» и «Схемы нормальных (технологических) грузопотоков нефти в системе магистрального транспорта.

Контроль показателей качества нефти осуществляют в соответствии с инструкцией по эксплуатации соответствующего СИКН на ПСП. Физико-химические показатели качества нефти определяют поточными приборами по результатам лабораторного анализа проб нефти с использованием лабораторных методов или автоматических анализаторов, поверенных в установленном порядке.

3.5.Определение потерь нефти и их оформление

Возникающую при транспортировке нефти естественную убыль рассчитывают в соответствии с документом «Нормы естественной убыли» нефти при ее транспортировке по маршрутам ОАО и относят на издержки грузоотправителей.

Аварийные потери определяют на основании Акта технического расследования аварии (отказа) линейной части магистрального трубопровода и относят на издержки предприятий нефтепроводного транспорта.

Потери, связанные с ремонтными работами, относят на затраты предприятий нефтепроводного транспорта по выполнению этих ремонтных работ.

Потери, связанные с погрешностью баланса сдаваемой и принимаемой нефти, или фактический дебаланс в предприятиях магистральных нефтепроводов возникает в результате погрешности измерений массы нетто

					Измерение и учет количества и качества нефти в резервуарах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

нефти, принятой от производителей, сданной смежным ОАО (ООО) МН или грузополучателям, зависит от количества пунктов приема-сдачи нефти.

Оснащения ПСП СИКН, погрешностей СИКН, с помощью которой проводят прием и поставку нефти, погрешностей определения величины изменения массы нефти в резервуарах и нефтепроводах на начало и конец отчетного периода, а также погрешностей определения показателей качества нефти.

Нормы погрешности баланса по каждому предприятию, определенные пределами их допускаемых значений, исходя из погрешности средств измерений и методов определения составляющих массы сдаваемой и принимаемой нефти, рассчитывают в соответствии с МИ 2736.

Расчет потерь нефти при хранении ее в резервуарах [15]

Степень испаряемости нефтепродуктов определяется давлением насыщенных паров.

Давлением насыщенных паров жидкости (p_u) называют парциальное давление паров над ее поверхностью, при котором пары находятся в равновесии с жидкостью. Парциальное давление паров равно той части общего давления газовой смеси, которая обусловлена присутствием этого компонента. Кроме того, оно также равно тому давлению газа, которым обладал бы, занимая один весь объем смеси. Давление насыщенных паров жидкости P_u зависит от температуры, и при достижении температуры кипения оно становится равным внешнему давлению. Таким образом, жидкость испаряется тогда, когда парциальное давление ее паров в окружающей атмосфере меньше давления насыщенных паров.

Для данного нефтепродукта P_u зависит только от температуры его поверхности T .

					Измерение и учет количества и качества нефти в резервуарах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

Потери от испарения являются результатом следующих причин:

Потери при опорожнении и заполнении резервуаров, т. е. потери от «**больших дыханий**».

При выкачке нефтепродуктов из емкости в освобождающийся объем газового пространства всасывается атмосферный воздух. При этом начинается испарение нефтепродукта. В момент окончания выкачки парциальное давление паров в газовом пространстве обычно бывает значительно меньше давления насыщенных паров при данной температуре. При последующем заполнении резервуара находящаяся в газовом пространстве паровоздушная смесь вытесняется из емкости. По удельному весу потери от «**больших дыханий**» составляют более 2/3 суммарных потерь от испарения.

Таким образом, из самого определения потери от «**больших дыханий**» зависят от частоты закачки-выкачки резервуаров, т.е. от коэффициента оборачиваемости k .

Потери от «**малых дыханий**» происходит по двум причинам:

1) от суточного колебания температуры, а следовательно, от парциального давления паров, вследствие чего изменяется и абсолютное давление в газовом пространстве резервуара. При достижении давления, превышающего необходимую величину для подъема клапана, приподнимается тарелка клапана и часть паровоздушной смеси выходит в атмосферу (получается как бы «**выдох**»). В ночное время суток газовое пространство и поверхность нефтепродукта охлаждаются, газ сжимается и происходит частичная конденсация паров нефтепродукта, давление в газовом пространстве падает, и как только вакуум в резервуаре достигнет величины, равной расчетной, откроется вакуумный клапан и из атмосферы в резервуар начнет поступать чистый воздух (получается как бы «**вдох**»);

					Измерение и учет количества и качества нефти в резервуарах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

2) от расширения паровоздушной смеси при понижении атмосферного давления, вследствие чего часть газа выйдет из резервуара (при условии, что разность давлений в резервуаре и атмосферного больше расчетного давления клапана).

Потери от вентиляции газового пространства резервуаров происходят при наличии двух отверстий на крыше, расположенных на расстояниях h по вертикали. Вследствие того, что плотность паровоздушной смеси больше плотности воздуха, в резервуаре образуется газовый сифон, при котором паровоздушная смесь начинает вытекать через нижнее отверстие, а свежий воздух поступать через верхнее отверстие.

Таким образом, будет происходить непрерывная циркуляция в газовом пространстве резервуара под газовым давлением.

$$p = h \cdot g(\rho_{см} - \rho_{в}) \quad (9)$$

где $\rho_{см}$ - плотность паровоздушной смеси в резервуаре

$\rho_{в}$ - плотность воздуха.

Потери от насыщения газового пространства резервуара парами нефтепродуктов могут происходить при начальном заполнении резервуара нефтепродуктом, когда газовое пространство резервуара кроме воздуха начинает насыщаться еще и парами нефтепродукта. Эти потери могут быть и в случае смены продукта в резервуаре, когда в него закачивается нефтепродукт с более высоким давлением насыщения паров. В этом случае происходит дополнительное насыщение газового пространства резервуара.

Потери от обратного выхода возможны при частичной выкачке нефтепродуктов из емкости, когда ее газовое пространство оказывается ненасыщенным парами. Поэтому после окончания выкачки происходит дополнительное насыщение газового пространства вследствие испарения некоторого количества нефтепродукта. Если емкость оборудована дыхательным клапаном, то давление в газовом пространстве при этом повышается до давления, на которое этот клапан отрегулирован.

					Измерение и учет количества и качества нефти в резервуарах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

Затем дыхательный клапан открывается и в атмосферу вытесняется некоторый объем паровоздушной смеси, соответствующий объему паров, которые образуются в процессе дополнительного насыщения газового пространства (обратный выход). Аналогичное явление происходит после частичного заполнения очищенной и проветренной емкости, если в конце заполнения газовое пространство еще не вполне насыщено парами (дополнительный выдох). Однако в этом случае дыхательный клапан после окончания наполнения емкости не закрывается, и сразу начинается «дополнительный выдох».

					Измерение и учет количества и качества нефти в резервуарах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ РЕЗЕРВУАРА

4.1. Гидроиспытания резервуара [13]

4.1.1. Общая часть

Гидроиспытание резервуара проводят после монтажа, среднего и капитального ремонта основания, днища, окрайков, стенки, покрытия и анкерных устройств с целью проверки прочности, устойчивости и герметичности конструкции, работоспособности технологической системы с компенсирующими устройствами.

Гидроиспытание проводить только после завершения строительно-монтажных работ, предусмотренных проектом.

Гидроиспытание проводить в соответствии с инструкцией «Методы ремонта элементов конструкций стальных вертикальных цилиндрических резервуаров после длительной эксплуатации» и настоящего проекта.

Гидравлическое испытание следует проводить при температуре окружающего воздуха 5°C и выше. При необходимости испытания резервуаров в зимнее время принять меры по предотвращению замерзания воды в трубопроводах, задвижках и резервуаре.

Испытание резервуара состоит из следующих этапов:

- подготовительные работы;
- проверка на гидростатическую нагрузку;
- проверка на избыточное давление;
- проверка устойчивости резервуара вакуумом;
- оформление результатов испытания;
- оценка результатов испытания.

Изм.	Лист	№ докум.№	Подпись	Дата	«Основные положения технологического использования резервуаров вертикальных стальных типа РВС 20000м ³ »			
Разраб.		Ерш Е.А.			Технологическая эксплуатация резервуара	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Герасимов А.В.				ДР	77	
Консульт.		Чухарева Н.В.				Кафедра транспорта и хранения нефти и газа		
Зав. каф.		Рудаченко А.В.				Группа з-2Т00		

При испытании резервуаров низкого (меньше или равно 2 кПа) давления на прочность и устойчивость избыточное давление принимается на 25%, а вакуум — на 50% больше проектной величины, а продолжительность нагрузки — 30 мин.

4.1.2.Измерение геометрических размеров резервуара при гидроиспытании

Перед и после гидравлического испытания проверить:

- геометрическую форму и размеры резервуара;
- фактический радиус стенки на уровне днища;
- угловатость монтажных швов;
- отклонение образующей стенки от вертикали, размеры выступов и впадин стенки;
- координаты расположения трубопроводов и всех конструктивных элементов в плане и по высоте;
- нивелирование днища.

Нивелирование днища проводить с целью определения отклонения наружного контура днища от горизонтали, уклона днища, наличия выступов и хлопунгов днища.

Все измерения и оценку результатов проводить согласно РД-08-95-95 «Положение о системе технического диагностирования сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов».

4.1.3.Подготовительные работы

Для проведения гидравлического испытания вышестоящей организацией назначается приемочная комиссия с участием представителей от организаций, эксплуатирующих резервуар и исполнителя.

Перед испытанием удалить монтажные приспособления, прикрепленные к конструкции резервуара, разобрать и убрать временные подмости и другие приспособления, использованные при ремонте.

					Технологическая эксплуатация резервуара	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

Осмотреть конструкцию резервуара с целью выявления остатков сварных швов приварки монтажных приспособлений, временных ограждений, а также вырывов, повреждений от газового резака, шлифовального круга. Обнаруженные дефектные участки отремонтировать до испытания резервуара.

Вычистить внутреннюю полость резервуара от мусора. Очистить прилегающую к резервуару площадь от растений, мешающих хорошему обзору конструкции во время испытания. До начала испытаний должны быть закончены все работы по ремонту конструкции резервуара, трубопроводов, обвалования и каре, смонтированы трубопроводы для испытания.

Все сварные швы должны быть проконтролированы и приняты. Оформлена и представлена заказчику техническая документация, в том числе: сертификаты на использованный стальной прокат, сварочные материалы, сварочный журнал, акт на выполнение скрытых работ, результаты контроля сварных соединений — акты на испытание швов днища, сварного соединения стенки с днищем, на просвечивание всех выполненных во время ремонта швов стенки.

На все время испытания установить опасную зону, ограниченную обвалованием резервуара. В пределах опасной зоны во время испытания не должны находиться посторонние люди.

Пульт управления за испытанием смонтировать за пределами обвалования так, чтобы обеспечить хороший обзор резервуара и удобный доступ к задвижкам трубопроводов, наблюдение за измерительными приборами и безопасные условия работы комиссии даже при аварии на резервуаре.

Смонтировать систему для гидравлического испытания (рис.16), состоящую из трубопроводов: подачи и слива воды; измерения давления в газовом пространстве; аварийного сброса воды.

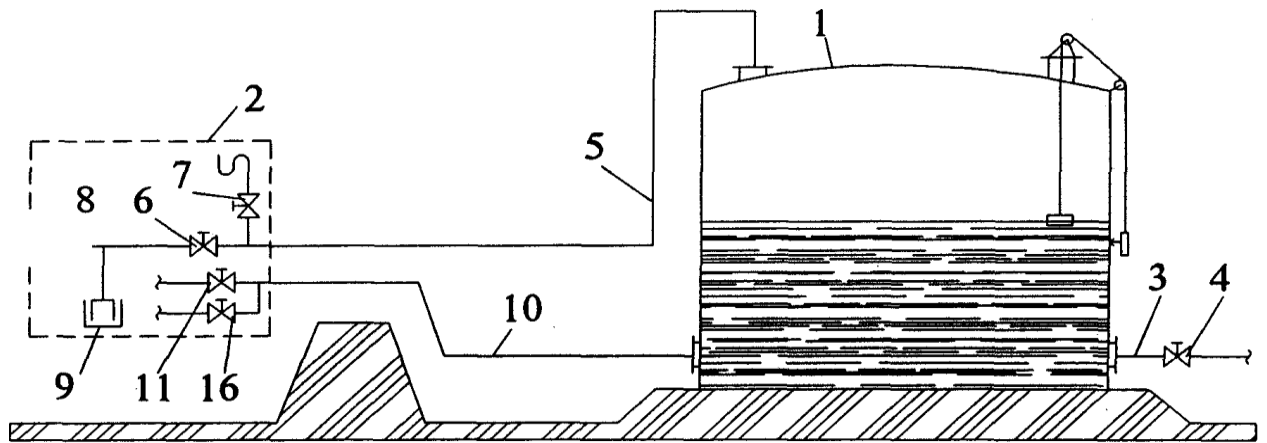


Рисунок 16. Система трубопроводов для гидравлического испытания

1 — резервуар; 2 — пульт управления; 3 — трубопровод аварийного сброса воды; 4 — задвижка трубопровода аварийного сброса воды; 5 — трубопровод системы измерения; 6,7,8 — задвижки; 9 — гидрозатвор; 10 — трубопровод подачи и слива воды; 11 — задвижка подачи воды; 16 — задвижка слива воды

Трубопроводы подключать к специально изготовленным крышкам люков на стенке и кровле. По согласованию с Заказчиком можно использовать технологические трубопроводы резервуара.

Для определения уровня воды нанести на стенку метки с шагом не более 100 мм и смонтировать указатель уровня. Указатель уровня соединить с поплавком с помощью гибкого элемента, проложенного на роликовых опорах. Допускается использование других приборов, обеспечивающих достоверное измерение уровня воды в испытываемом резервуаре.

Трубопровод 10 подачи и слива воды смонтировать из трубы диаметром 273 мм (рис.17) с задвижками с условным проходом 250 мм. Параллельно задвижке 11 подачи воды выполнить трубопровод 12 диаметром 57 мм с соответствующей задвижкой 13 для закачки воды во время создания избыточного давления в газовом пространстве подъемом уровня воды в резервуаре. Параллельно задвижке 16 слива воды смонтировать трубопровод 15 из трубы диаметром 57 мм с соответствующей задвижкой 17 для спуска уровня воды во время создания разряжения в газовом пространстве резервуара.

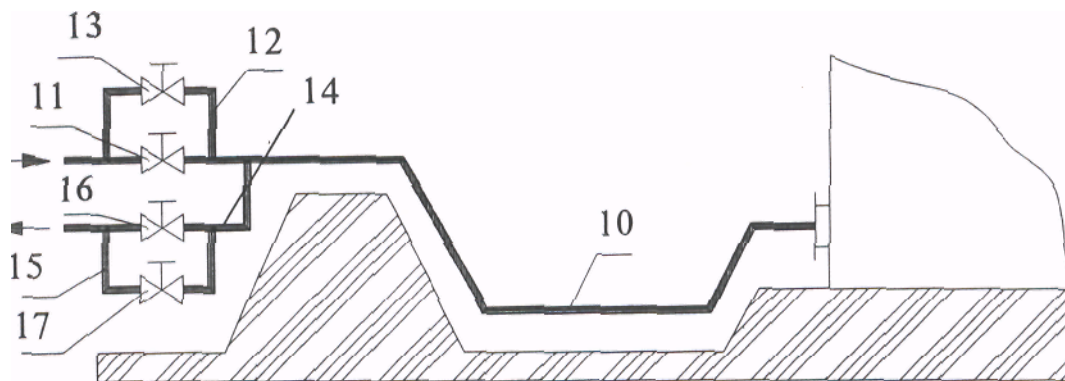


Рис17. Трубопровод подачи и слива воды

10 — труба 273x8 ГОСТ 10704-76 ; 11,16 — задвижки Ду250, РуЮ; 12,15 — труба 57x3.5; 13,17 — задвижки Ду50, РуЮ 14 — трубопровод слива воды, труба 273x8 ГОСТ 10704-76

Трубопровод 3 аварийного сброса воды смонтировать из трубы диаметром 426 мм и снабдить задвижкой 4 с диаметром условного прохода 426 мм (рис.18). Задвижка трубопровода должна находиться за обвалованием у пульта управления или на линии прямой видимости. Оператор трубопровода аварийного сброса воды должен иметь надежную связь с руководителем испытательной комиссии

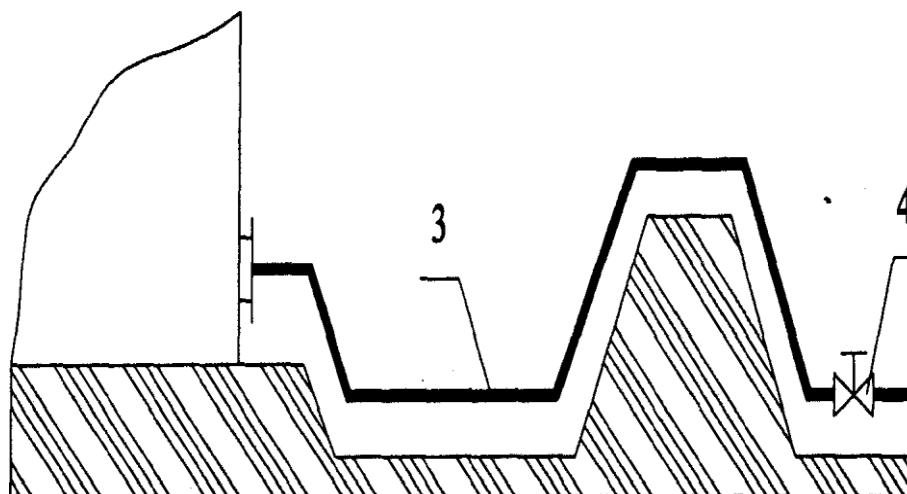


Рисунок 18. Трубопровод аварийного сброса воды

3 - труба 426x10 ГОСТ 10704-76 ; 4 – задвижка Ду 426, РуЮ; ГОСТ 10705-63

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Трубопровод 5 системы измерения давления в газовом пространстве выполнить из труб диаметром 57 мм и подключить к заглушке светового люка (рис.19). Систему снабдить U-образным жидкостным манометром 18 для измерения давления и разряжения, гидрозатвором 9 (рис.4.5), срабатывающим при достижении предельно допустимых значений избыточного давления и вакуума.

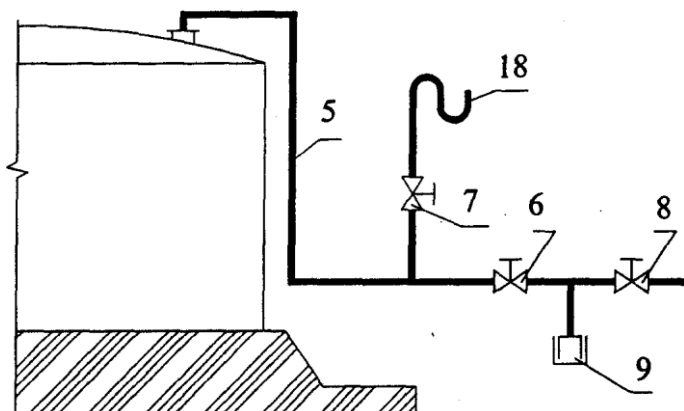


Рисунок 19. Трубопровод системы измерения

5 — труба 57x3.5 ГОСТ 10704-76 ; 6,8 — задвижки Ду50, РуЮ;ГОСТ 10705-63
7 — вентиль регулирования $DySO$, РуЮ; 9 — гидрозатвор избыточного давления и вакуума; 18 — U-образный манометр

Для аварийного сброса давления и вакуума в газовом пространстве испытываемого резервуара выполнить отвод с задвижкой 8. Все задвижки, предохранительные устройства и манометр должны находиться за обвалованием у пульта управления.

Диаметры труб системы гидравлического испытания могут быть изменены с учетом параметров испытываемого резервуара. При выборе диаметров трубопровода системы подачи воды иметь в виду возможность появления недопустимой вибрации трубы. Скорость наполнения водой не должна превышать $500 \text{ м}^3/\text{час}$.

Готовность резервуара к испытанию принимается комиссией, которая должна проверить чистоту внутренней полости резервуара и каре, надежность

закрытия люков, качество выполнения трубопроводов для испытания, работоспособность задвижек и измерительных приборов.

Испытание резервуара проводить в соответствии с графиком, согласованным с Заказчиком.

К началу испытания должны быть подготовлены стремянки, автоподъемники, лестницы для наблюдения за резервуаром.

Максимальный уровень залива воды принимать по проектному уровню разлива, но не ниже верхнего уровня предпоследнего пояса.

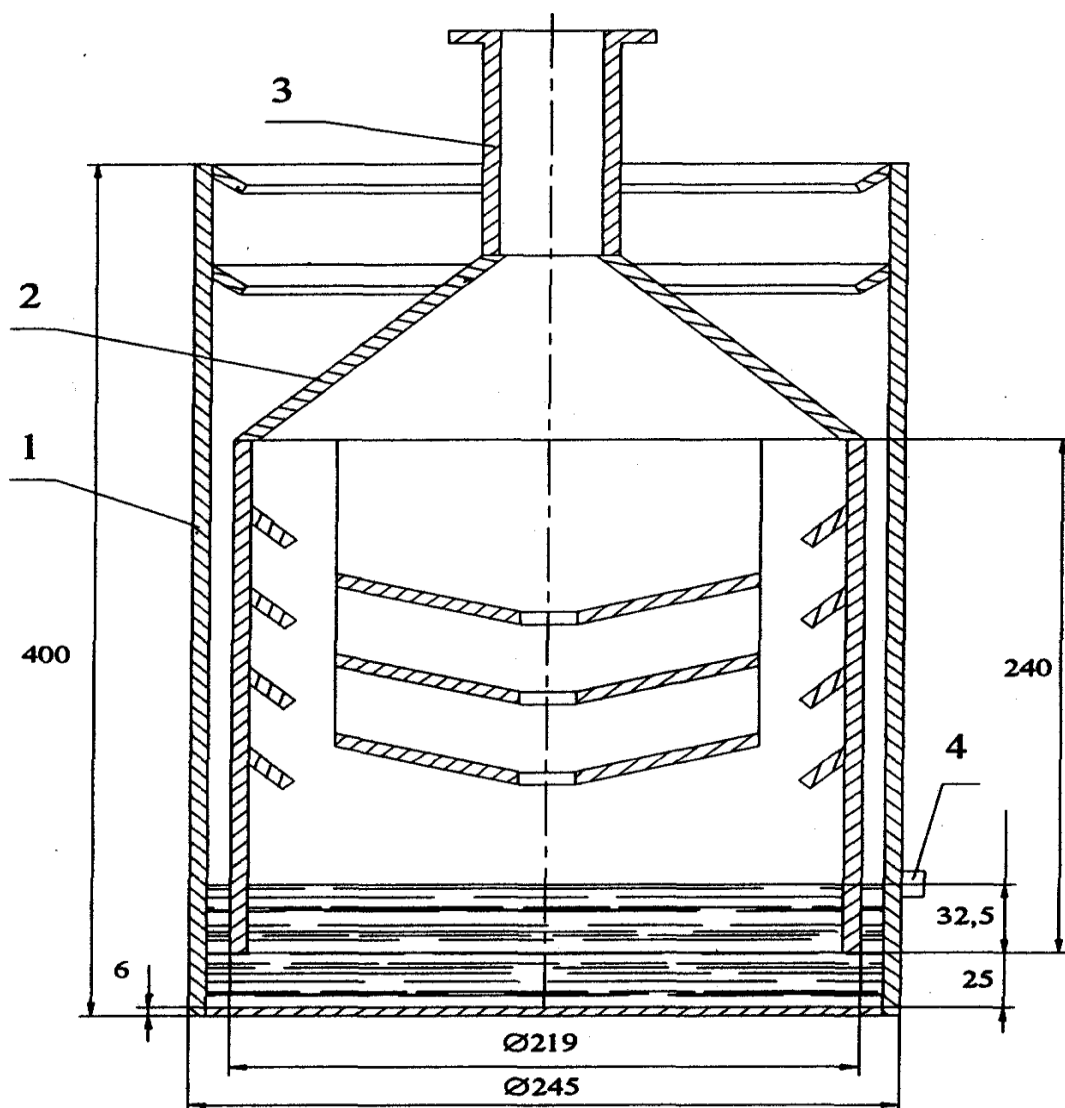


Рисунок 20. Гидрозатвор избыточного давления и вакуума

1 — резервуар; 2 — колокол; 3 — патрубок; 4 — пробка

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

4.1.4.Проведение гидроиспытания

Гидравлическое испытание состоит из следующих этапов:

- испытание на герметичность и прочность днища стенки при максимальном гидростатическом нагружении;
- испытание на герметичность и прочность днища, стенки и кровли при максимальном гидростатическом нагружении и избыточном давлении в газовом пространстве;
- испытание на устойчивость конструкции вакуумом.

Во время испытания на герметичность и прочность днища и стенки при максимальном гидростатическом нагружении все световые и замерные люки на крыше резервуара, задвижку 8 сброса избыточного давления и вакуума держать открытыми, а задвижки аварийного сброса воды 4 и слива воды 16 и 17 — закрытыми.

Налив воды в резервуар производить при открытой задвижке 11 ступенями по поясам с выдержкой на каждой ступени продолжительностью 30 минут, необходимой для осмотра резервуара. Время на осмотр может быть увеличено.

По мере заполнения резервуара водой необходимо наблюдать за состоянием конструкции и сварных швов. Аварийной ситуацией следует считать появление трещин и свищей в любом месте конструкции, потерю устойчивости резервуара. При обнаружении течи из-под края днища или появления мокрых пятен на поверхности отмотки необходимо прекратить испытание, слить воду, установить и устранить причину течи. Для слива воды открыть задвижку 16 и закрыть задвижку 11. Для ускоренного слива при аварийной ситуации открыть задвижку 4.

При появлении в стенке свищей, течи или трещин независимо от величины дефекта испытание должно быть прекращено, и вода слита до уровня:

- полностью — при обнаружении дефекта в I поясе;

на один пояс ниже расположения дефекта — при обнаружении дефекта во II-VI поясах; -до V пояса — при обнаружении дефекта в VII поясе и выше.

Обнаруженные дефекты должны быть устранены, ремонтные участки проверены на герметичность.

Резервуары, залитые водой до проектной отметки, выдерживать под этой нагрузкой (без избыточного давления) объемом до 15000 м³ не менее 24 ч.; объемом 20000 м³ и выше — не менее 72 ч. В случае необходимости увеличения выдержки резервуара под гидростатической нагрузкой срок выдержки определяется проектом.

Обнаруженные отпотины подлежат устранению при пустом резервуаре. Исправленные места должны быть проверены на герметичность керосином или вакуум-методом.

После 30-минутной выдержки и длительной выдержки под максимальной гидростатической нагрузкой провести нивелирование наружного контура днища с целью определения отклонения от горизонтали и величины осадки контура днища.

Подготовить резервуар к испытанию под максимальным гидростатическим нагруженным и при избыточным давлением в газовом пространстве. Для этого:

- закрыть все световые и замерные люки;
- закрыть задвижки 4, 8, 11, 16 и 17;
- открыть задвижки 6 и 7.

Во время испытания резервуара на избыточное давление и вакуум, когда все люки на крыше и стенке закрыты, задвижки 6 и 7 всегда держать открытыми. При закрытых задвижках 6 и 7 в газовом пространстве резервуара может появиться неконтролируемое избыточное давление или вакуум, способное разрушить резервуар.

При испытании под избыточным давлением следует иметь в виду, что при изменении температуры атмосферного воздуха и во время дождя

					Технологическая эксплуатация резервуара	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

может произойти изменение давления воздуха в газовом пространстве резервуара.

Избыточное давление в газовом пространстве создавать подачей сжатого воздуха или наливом воды в резервуар.

В случае, если во время гидроиспытания с избыточным давлением произошел выброс воды из гидрозатвора, то необходимо восстановить начальный уровень воды в гидрозатворе. Для этого:

- открыть задвижку 8, соединяющую газовое пространство резервуара с атмосферой
- установить причину внезапного повышения давления и устранить ее;
- понизить, регулируя задвижкой 8 давление в газовом пространстве резервуара до 2 кПа (200 мм вод. ст.);
- закрыть задвижку 6 и открыть задвижку 8;
- отвернуть пробку гидрозатвора;
- наливом воды восстановить начальный уровень воды в гидрозатворе;
- завернуть пробку;
- закрыть задвижку 8 и открыть задвижку 6.

Для создания избыточного давления в газовом пространстве наливом воды открыть задвижку 13 и через трубопровод 12 малого сечения подать воду.

Если при повышении уровня воды на 100 мм давление в газовом пространстве не увеличилось 100 мм вод. столба и более, то это свидетельствует о неплотности кровли или прокладок люков кровли. В этом случае остановить процесс налива воды, выдержать 30 мин. установить причину неплотности резервуара. При необходимости использовать индикаторную жидкость (мыльный раствор).

Перед ремонтом уравнивать давление в газовом пространстве с атмосферным давлением открывая задвижку 8.

					Технологическая эксплуатация резервуара	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

Слить воду до уровня максимального гидростатического нагружения, закрыть задвижку 8. Наливом воды создать избыточное давление 1 кПа (100 мм вод. ст.).

Выдержать 30 мин., проверить стабильность избыточного давления. Если избыточное давление за 30 мин. понизится больше, чем на 0,2 кПа (20 мм вод. ст.), то установить причину падения давления. При необходимости промазать для проверки герметичности все сварные швы кровли индикаторной жидкостью, установить место утечки воздуха, отремонтировать. В этом случае остановить процесс налива воды, выдержать 30 мин. установить причину неплотности резервуара

Перед ремонтом уравнивать давление в газовом пространстве с атмосферным давлением открывая задвижку 8.

Закрывать задвижку 8, создать избыточное давление 2,4 кПа (240 мм вод. ст.). Выдержать 30 мин.

Понизить давление до 2 кПа (200 мм вод. ст.), проверить кровлю на герметичность. Для проверки промазать все сварные швы индикаторной жидкостью. Появление пузырьков 'свидетельствует о нарушении герметичности контролируемого участка. Отметить дефектные участки.

Сбросить избыточное давление, отремонтировать дефектные участки и повторно проверить герметичность отремонтированных участков кровли созданием избыточного давления до 2 кПа (200 мм вод.ст.) или вакуум-методом.

Завершить испытание на избыточное давление, открыть задвижку 8, уравнивать давление в газовом пространстве с атмосферным. Довести уровень воды в резервуаре до уровня максимального гидростатического нагружения.

Подготовить резервуар к испытанию на устойчивость при вакууме, для чего закрыть задвижки 8, 11, 13 и 16.

Создать разрежение до 0,25 кПа (25 мм вод.ст.) в газовом пространстве сливом воды через трубопровод 15 малого сечения с задвижкой 17. Разрежение контролировать манометром 18.

Выдержать 30 мин. Ухудшение вакуума больше, чем на 0,1 кПа (10 мм вод. ст.) свидетельствует о нарушении герметичности или о повреждении конструкции за счет потери устойчивости. В этом случае прекратить испытание, найти и устранить причину. Ремонт проводить при снятом разрежении.

Создать разрежение 0,375 кПа (37,5 мм вод. ст.), выдержать 30 мин. Следить за состоянием конструкции и стабильностью разрежения. Если во время выдержки разрежение ухудшилось больше, чем на 0,1 кПа (10 мм вод. ст.), то установить и устранить причину потери разрежения.

При положительном результате испытания на вакуум открыть задвижку 8, уравнять давление в газовом пространстве с атмосферным.

Подготовить резервуар к сливу воды, для чего открыть световые и замерные люки.

Слить полностью воду из резервуара, очистить резервуар от грязи.

Дать выдержку 30 мин., после чего провести нивелирование наружного контура днища с целью определения отклонения от горизонтали и осадки резервуара.

Резервуар считается выдержавшим гидравлическое испытание, если в процессе испытания на поверхности стенки или по краям днища не появилась течь, уровень воды во время испытания не снижалась, резервуар не потерял устойчивость, а осадка резервуара соответствует требованиям проекта, СНиП 3.03.01-87, ВСН 311 -89 и РД-08-95-95.

					Технологическая эксплуатация резервуара	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

Приемочной комиссии перед сдачей резервуара в эксплуатацию представить документы:

- а)дефектная ведомость (при нескольких дефектах);
- б)чертежи, необходимые при ремонте;
- в)проект производства работ по ремонту резервуара (ППР) или технологическая карта ремонта отдельных мест или узлов;
- г)документы (сертификаты и другие документы), удостоверяющие качество металла, электродов, электродной проволоки, флюсов, клея и прочих материалов, примененных при ремонте;
- д)копии удостоверений (дипломов) о квалификации сварщиков, проводивших сварку конструкции при ремонте, с указанием присвоенных им цифровых или буквенных знаков;
- е)акты испытания сварных соединений днища, стенки, кровли на герметичность;
- ж)заключения по качеству сварных соединений стенки и окрайков днища со схемами расположения мест контроля при физических методах контроля;
- з)журнал проведения ремонтных работ и журнал сварочных работ или другие документы, указывающие атмосферные условия в период ремонта;
- и)документы о согласовании отклонений от чертежей и ППР, если при ремонте такие отклонения были допущены;
- к) результаты нивелирной съемки по наружному контуру днища и самого днища; результаты измерений геометрической формы стенки, в том числе и местных отклонений;
- л)акт опробования оборудования (клапанов, задвижек и т.п.);
- м)акт проверки омического сопротивления заземления.

В сомнительных случаях целостность покрытия определяется проверкой адгезии и замером толщины.

Поврежденные участки подлежат восстановлению. Разрушенное покрытие удаляется механическим способом, поверхность зачищается, обезжиривается и наносится покрытие по основному варианту.

Выполненные металлографические исследования показали, что для любой технологии нанесения защитного покрытия глубина пескоструйной обработки должна быть не менее 0,4 мм, в противном случае под слоем защитного покрытия остаются продукты коррозии. Кроме того, необходимо ограничить высоту хлопунгов днища до 30 мм во избежание растрескивания покрытий при реализации изгибных деформаций при прощелкивании.

Защита от коррозии наружной поверхности стенки и крыши резервуара должна производиться лакокрасочными покрытиями, состоящим из одного слоя грунтовки ГФ-021 или ГФ-0163 и двух слоев лака ПФ-170 или ПФ-171 с добавлением 10-15% алюминиевой краски.

При защите кровли РВС рекомендуется наносить несколько слоев покрытия на хлопунги и вмятины.

Окраска наружной поверхности резервуаров может осуществляться краскопультами, вручную малярными валиками, а в труднодоступных места малярной кистью с подмостей или подвесных люлек.

Периодически окраску наружной поверхности необходимо обновлять.

После завершения ремонта и гидравлического испытания резервуара, для защиты внешней части металлоконструкций РВС подключить систему электрохимзащиты.

4.2 Зачистка резервуаров[14]

Резервуары должны подвергаться периодической зачистке не реже одного раза в два года - для автомобильных бензинов, дизельных топлив и аналогичных по физико-химическим свойствам нефтепродуктов.

Степень чистоты должна соответствовать требованиям.

Резервуары зачищают также при необходимости:

- смены сорта нефтепродуктов;
- освобождения от пирофорных отложений, осадков с наличием минеральных загрязнений, ржавчины и воды;

					Технологическая эксплуатация резервуара	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

- очередных или внеочередных ремонтов, реконструкции, проведения комплексной дефектоскопии.

В зависимости от назначения к зачистки предъявляются различные требования к чистоте внутренней поверхности и газового пространства резервуара (Таблица 4).

Таблица 4- Требования, предъявляемые к чистоте поверхностей и газового пространства резервуара, для различного назначения зачистки.

Назначение зачистки	Чистота поверхностей и газового пространства		
	верхняя и боковая поверхность	днище (нижняя часть)	газовое пространство
Периодическая	Допускается пленка нефтепродукта; металл может иметь налет ржавчины	Допускается пленка нефтепродукта; допускается наличие донного остатка мех примесей и ржавчины) не более 0,1 % объема	Допускается наличие в парах углеводородов, ТЭС
Для смены марки нефтепродукта и проверки герметичности	металл может иметь налет ржавчины	донный остаток - отсутствует	Допускается наличие углеводородов не более ПДК, ТЭС не более 0,00002 мг/м ³
Для выполнения диагностики ремонта (огневых работ), градуировки и окрашивания	Пленка нефтепродукта отсутствует; металл может иметь налет ржавчины; ТЭС - не более ПДК	Пленка нефтепродукта отсутствует; донный осадок отсутствует; ТЭС - не более ПДК	Допускается наличие углеводородов и ТЭС не более ПДК
Для выполнения ремонта без огневых работ	Допускается пленка нефтепродукта; металл может иметь налет ржавчины; ТЭС - не более ПДК	Допускается пленка нефтепродукта; донный осадок отсутствует; ТЭС - не более ПДК	Допускается наличие углеводородов и ТЭС не более ПДК

Объем выполняемых работ при зачистке зависит от цели зачистки.

Периодическая зачистка резервуара, зачистка для смены вида нефтепродукта и нивелировки днища относятся к работам по техническому обслуживанию резервуара. Зачистка резервуара для полного технического обследования, подготовки его к огневым (ремонтным) работам относятся к работам по текущему или капитальному ремонту резервуара.

4.2.1 Организация и проведение работ по зачистке резервуаров.

Должны осуществляться в соответствии с действующими в системе НПС №1 нормативными документами.

На зачистку резервуара составляется проект производства работ, предусматривающий порядок проведения и технологию зачистных работ, который должен содержать следующие разделы:

- подготовка резервуара к проведению работ по зачистке;
- схемы обвязки и установки оборудования (размеры воздухопроводов, газоотводных труб и другие вопросы, связанные с особенностями монтажа оборудования и его эксплуатации);
- порядок вывода резервуара из эксплуатации под зачистку;
- порядок проведения зачистки;
- требования к качеству зачистки;
- требования к применяемой технике, оборудованию, инструменту, приспособлениям, схемы их размещения;
- мероприятия промышленной, пожарной, экологической безопасности и охраны труда при проведении зачистных работ.

Проект ПР утверждается главным инженером ОАО и согласовывается пожарной охраной объекта.

Работы по зачистке резервуаров выполняются ремонтными подразделениями эксплуатирующей организации или специализированными предприятиями, имеющими право на проведение данных работ.

					Технологическая эксплуатация резервуара	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

На период работ по зачистке резервуара приказом предприятия назначаются ответственные за подготовку и проведение зачистки резервуаров с целью:

- руководства и обеспечения безопасных условий труда, если зачистка выполняется эксплуатирующей организацией;
- контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на объекте и решения организационных вопросов, при привлечении к зачистке специализированной организации.

К работам по зачистке резервуаров допускаются работники мужского пола, не моложе 18 лет, прошедшие медицинский осмотр, годные по состоянию здоровья к выполнению данных работ, прошедшие проверку знаний требований охраны труда, все виды инструктажей и знающие технологию зачистки.

К зачистке резервуаров приступают после оформления наряд-допуска на проведение газоопасных работ.

Технологический процесс зачистки резервуаров от остатков нефтепродуктов включает следующие операции:

- подготовительные работы;
- удаление минимального технологического остатка;
- предварительная дегазация для приведения газовой среды в резервуаре во взрывобезопасное состояние;
- мойка и зачистка внутренних поверхностей резервуара;
- дегазация газового пространства резервуара до санитарных норм;
- удаление донных отложений;
- доводка внутренних поверхностей резервуара до требуемой степени чистоты, контроль качества зачистки;
- утилизация отложений.

Необходимость включения в технологический процесс той или иной операции определяется в подготовительном периоде зачистки с учетом

конструкции резервуаров, физико-химических свойств нефтепродуктов, объема и свойств донных отложений, цели зачистки.

Резервуар, на котором выполняются очистные работы, должен быть отключен от действующих коммуникаций, обесточен, освобожден от нефтепродукта и отглушен заглушками с хвостовиком с установкой диэлектрических прокладок со стороны возможного поступления нефтепродукта.

Установка и снятие заглушек производится под руководством лица, ответственного за безопасную подготовку резервуара к зачистным работам.

Работы по установке заглушек производятся после отключения СКЗ и проверки герметичности технологических задвижек. Заглушки должны быть изготовлены из металла и иметь «хвостовики» с выбитым на них номером и величиной допустимого давления в трубопроводе. Места установки заглушки должны быть обозначены на схеме установки заглушек, прилагаемой к наряду-допуску, и зарегистрированы в «Журнале учета установки и снятия заглушки».

4.2.2 Дегазация резервуара

Приведение резервуара в безопасное состояние обеспечивается его дегазацией до содержания паров нефтепродуктов в газовом пространстве в соответствии с требованиями ВППБ 01-03-96.

Дегазация резервуара может осуществляться с помощью естественной или принудительной вентиляции, пропаркой или другими способами.

Естественная вентиляция резервуара при концентрации паров в газовом пространстве более 2 г/м^3 должна производиться только через верхние световые люки с установкой на них дефлекторов. Вскрытие люков-лазов первого пояса для естественной вентиляции (аэрации) допускается при концентрации паров углеводородов в резервуаре не более 2 г/м^3 .

Запрещается проводить вскрытие люков и дегазацию резервуара (принудительную и естественную) при скорости ветра менее 1 м/с.

					Технологическая эксплуатация резервуара	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

Принудительная приточная вентиляция осуществляется подачей в резервуар воздуха или пара. При снижении концентрации паров нефтепродуктов в зачищаемом резервуаре ниже 0,5 НКПР допускается принудительная вытяжная вентиляция.

При наличии пара дегазацию резервуара рекомендуется проводить парожекторами.

Резервуары следует пропаривать при открытых световых люках. При пропарке резервуара внутри него должна поддерживаться температура не ниже плюс 78°С (за исключением резервуаров с синтетическими понтонами).

При всех применяемых методах дегазации концентрация вредных веществ в атмосфере в обваловании и за его пределами не должна превышать максимальной предельно допустимой концентрации.

В процессе очистки резервуара ведется периодический контроль концентрации углеводородов в газовом пространстве и в обваловании. Для приведения резервуара (технологического оборудования) в безопасное состояние при проведении огневых ремонтных работ, его дегазацию необходимо обеспечивать до содержания паров нефтепродуктов в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.005-88.

Применяемое при очистке электрооборудование должно отвечать следующим требованиям:

- обеспечивать взрывозащищенность и искробезопасность;
- обеспечивать выполнение всех технологических операций с соблюдением технической и экологической безопасности процесса;
- быть сертифицированным в соответствии с установленными правилами.

Моющие средства должны быть химически нейтральными к контактному материалу (металл, лакокрасочное покрытие) и иметь гигиенический сертификат. Химические реагенты различного спектра действия должны иметь гигиенический сертификат и заключение о его применимости на объектах транспорта нефтепродуктов.

Отходы, полученные в результате очистки резервуара и не подлежащие дальнейшему использованию, должны быть утилизированы или размещены в специально отведенных местах, согласованных с территориальными органами санэпиднадзора, органами, уполномоченными в области охраны окружающей природной среды и экологической безопасности.

После выполнения очистных работ составляется акт на выполненную очистку по форме.

4.3.Антикоррозионная защита резервуаров

В состав работ по подготовке и антикоррозионной защите внутренней и внешней поверхности резервуара входит:

- пескоструйная обработка металлических поверхностей от старого покрытия и ржавчины;
- обезжиривание поверхностей нефрасом С150/200 методом распыления;
- нанесение антикоррозионного покрытия на внутреннюю поверхность (дно и первый пояс) резервуара и окраска внешней поверхности.

Очистка днища и нижнего пояса резервуара от старой краски и ржавчины производится с использованием пескоструйного агрегата СМБ-039 или ТПА-1. В качестве абразива применяется природный песок II класса фракции не более 2,5мм. Источником сжатого воздуха для пескоструйного агрегата является станция воздушно-компрессорная шахтная передвижная ЗИФ-ШВ-5М.

Скорость абразивной массы 30-50м/с. Сопло следует держать под углом 75-80° к обрабатываемой поверхности. Пескоструйная обработка производится до тех пор, пока поверхность не будет полностью очищена от любых видимых загрязнений, либо до металлического блеска. После проведения пескоструйной обработки тщательно удалить продукты очистки и частички применяемого песка.

					Технологическая эксплуатация резервуара	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96

Обезжиривание поверхности резервуара выполняется безвоздушным распылением растворителя (нефрас 150/200) при высоком давлении с использованием агрегата «Финиш-211».

Антикоррозионная защита внутренней поверхности резервуара выполняется с использованием эпоксидно-кремнийорганического покрытия «Грунтовка ВГ-33» по ТУ 2312-004-29727639-97. Покрытие представляет собой двухкомпонентную систему, состоящую из полуфабриката грунтовки и отвердителя АСОТ-2, смешиваемых перед употреблением. Покрытие наносится с использованием агрегата высокого давления «Финиш-211».

Первый слой покрытия нанести и просушить при температуре 15-35°С в течение 1-2 часов. Второй слой покрытия нанести и просушить при температуре 15-35°С в течение 5 суток. Нанесение третьего слоя грунтовки ВГ-33 сопровождается распылением пигмента спекулярита по мокрому слою грунтовки. Третий слой подлежит просушке в течение 7 суток при температуре 15-35°С. Суммарная толщина покрытия из трех слоев должна составлять 80-120мкм.

После высыхания третьего слоя производится проверка покрытия на сплошность путем замера электрического сопротивления пленки по ГОСТ 25812.

Окраска наружной поверхности резервуара выполняется с использованием окрасочного агрегата «Финиш-211» в 4 слоя: покрытие ЭП-140М в 2 слоя и КО-814 в 2 слоя. Толщина одного слоя не менее 25 мкм, время высыхания при температуре 18-25° С не менее 2 часов.

					Технологическая эксплуатация резервуара	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		97

5 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ

Исходные данные для расчетов

Таблица 5. Исходные данные

Наименование	Значение	Единица измерения
Нагрузка снеговая (максимальная)	150	кг/м ²
Нагрузка ветровая (максимальная)	55	кг/м ²
Геометрическая вместимость	4866	м ³
Диаметр	22,8	м
Высота стенки	11,92	м
Толщина стенки: -1-го пояса	9	мм
-2-го пояса	8	
-3-го пояса	7	
-последующих	6	
Толщина днища	5	мм
Масса стенки	45,86	т
Масса днища	19,5	т
Масса покрытия	20,83	т
Масса резервуара общая	93,44	т

Материал резервуара: Сталь 09Г2С.

$$\sigma_s = 460 \text{ МПа};$$

$$R^H = \sigma_m = 310 \text{ МПа};$$

$$E = 2,1 \cdot 10^6 \text{ кгс/см}^2;$$

$$\rho = 0,0009 \text{ кг/м}^3;$$

$$\mu = 0,3$$

Изм.	Лист	№ докум.№	Подпись	Дата	«Основные положения технологического использования резервуаров вертикальных стальных типа РВС 20000м ³ »			
Разраб.		Ерш Е.А.			Технологические расчеты	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Герасимов А.В.				ДР	98	
Зав. каф.		Рудаченко А.В.				Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа з-2Т00		

5.1 Расчет толщины стенки

$$\delta = \frac{\gamma(n_1 P_1 + n_2 P_2)}{mR} \quad (10)$$

$$P_1 = \gamma h \quad (11)$$

$$R = R^* n \quad (12)$$

где γ - внутренний радиус резервуара;

P_1 - гидростатическое давление;

P_2 -избыточное давление (определяется максимально допустимой нагрузкой на дыхательные клапаны)200 мм.в.ст. (0,02 кг/см²);

h -высота залива продукта (определяется через коэффициент заполнения резервуара);

n_1 -коэффициент перегрузки гидростатического давления;

n_2 - коэффициент перегрузки избыточного давления

m - коэффициент условий работы цилиндрической оболочки;

R - расчетное сопротивление стали.

Для 8-ого пояса $P_1 = 0,0009 \cdot 150 = 0,135 \text{ кг} / \text{см}^2$

Для 7-ого пояса $P_1 = 0,27 \text{ кг} / \text{см}^2$

Для 6-ого пояса $P_1 = 0,405 \text{ кг} / \text{см}^2$

Для 5-ого пояса $P_1 = 0,54 \text{ кг} / \text{см}^2$

Для 4-ого пояса $P_1 = 0,675 \text{ кг} / \text{см}^2$

Для 3-ого пояса $P_1 = 0,81 \text{ кг} / \text{см}^2$

Для 2-ого пояса $P_1 = 0,945 \text{ кг} / \text{см}^2$

Для 1-ого пояса $P_1 = 1,019 \text{ кг} / \text{см}^2$

По формуле (10) рассчитываем:

$$\text{Для 8-ого пояса: } \delta_8 = \frac{2280(1,1 \cdot 0,135 + 1,2 \cdot 0,02)}{0,8 \cdot 2635} = 0,1865 \text{ см.}$$

$$\text{Для 7-ого пояса: } \delta_7 = 0,3472 \text{ см.}$$

$$\text{Для 6-ого пояса: } \delta_6 = 0,5078 \text{ см.}$$

$$\text{Для 5-ого пояса: } \delta_5 = 0,6684 \text{ см.}$$

$$\text{Для 4-ого пояса: } \delta_4 = 0,829 \text{ см.}$$

$$\text{Для 3-ого пояса: } \delta_3 = 0,9896 \text{ см.}$$

$$\text{Для 2-ого пояса: } \delta_2 = 1,1503 \text{ см.}$$

$$\text{Для 1-ого пояса: } \delta_1 = 1,3026 \text{ см}$$

5.2 Уточненный расчет нижнего узла резервуара.

Равномерно - распределенная нагрузка на 1 сантиметр периметра резервуара от веса кровли, корпуса и снегового покрова рассчитывается по формуле 13:

$$q = \frac{G}{2\pi r}; \quad (13)$$

где G – суммарный вес стенки, кровли, снежного покрова.

Вес снежного покрова рассчитывается по формуле 14

$$G_{\text{снег}} = q_{\text{сн}}^H F \quad (14)$$

где F – площадь кровли;

$q_{\text{сн}}^H$ – нормативная нагрузка.

$$D_{\text{дн}} = \frac{2,1 \cdot 10^6 \cdot 0,6^3}{12(1 - 0,3^2)} = 4,1538 \cdot 10^4 \text{ кг} \cdot \text{см};$$

Коэффициент деформации днища:

$$\beta_{\text{см}} = 4 \sqrt{\frac{K_{\text{см}}}{4D_{\text{см}}}}; \quad (15)$$

					Технологические расчеты	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		100

Коэффициент постели песчаного основания:

$$K_{\text{дн}} = 20 \frac{\text{кгс}}{\text{см}^3};$$

$$\beta_{\text{см}} = \sqrt[4]{\frac{20}{4 \cdot 4,1538 \cdot 10^4}} = 0,1047 \frac{1}{\text{см}};$$

Перемещения стенки:

$$\delta_{11}^{\text{см}} = \frac{1}{\beta_{\text{см}} D_{\text{см}}}; \quad (16)$$

$$\delta_{11}^{\text{см}} = \frac{1}{0,0236 \cdot 4,225 \cdot 10^5} = 0,10029 \cdot 10^{-3} \frac{1}{\text{кг}};$$

$$\delta_{12}^{\text{см}} = \delta_{21}^{\text{см}} = \frac{1}{2\beta_{\text{см}}^2 D_{\text{см}}}; \quad (17)$$

$$\delta_{12}^{\text{см}} = \delta_{21}^{\text{см}} = \frac{1}{2 \cdot 0,0236^2 \cdot 4,225 \cdot 10^5} = 0,2124 \cdot 10^{-2} \frac{\text{см}}{\text{кг}};$$

$$\delta_{22}^{\text{см}} = \frac{1}{2\beta_{\text{см}}^3 D_{\text{см}}}; \quad (18)$$

$$\delta_{22}^{\text{см}} = \frac{1}{2 \cdot 0,0236^3 \cdot 4,225 \cdot 10^5} = 0,9003 \cdot 10^{-1} \frac{\text{см}^2}{\text{кг}};$$

Перемещение стенки относительно постели:

$$\Delta_{1P}^{\text{см}} = \frac{\gamma}{K_{\text{см}}}; \quad (19)$$

$$\Delta_{1P}^{\text{см}} = \frac{0,0009}{0,525} = 0,1714 \cdot 10^{-2} \text{см};$$

$$\Delta_{2P}^{\text{см}} = \frac{\gamma}{K_{\text{см}}} H; \quad (20)$$

где H – высота резервуара

$$\Delta_{2P}^{\text{см}} = \frac{0,0009}{0,525} 1192 = 2,0434 \text{см};$$

Перемещения днища:

$$\delta_{11}^{\partial n} = \frac{1}{\beta_{\partial n} D_{\partial n}} \cdot \frac{1 + \eta_3^2 + 2\eta_1^2}{4}; \quad (21)$$

$$\delta_{11}^{\partial n} = \frac{1}{0,1047 \cdot 4,1538 \cdot 10^4} \cdot \frac{1 + 0,8784^2 + 2 \cdot 0,6174^2}{4} = 1,4566 \cdot 10^{-4} \text{ см};$$

$$\Delta_{1q_0}^{\partial n} = -\frac{q_0 \beta_{\partial n}}{2K_{\partial n}} (1 - \eta_3 \eta_4 + 2\eta_1 \eta_2); \quad (22)$$

$$\begin{aligned} \Delta_{1q_0}^{\partial n} &= -\frac{1,0728 \cdot 0,1047}{2 \cdot 20} (1 - 0,8784 \cdot 0,3564 + 2 \cdot 0,6174 \cdot 0,261) = \\ &= -1,0239 \cdot 10^{-3} \text{ см}; \end{aligned}$$

$$\Delta_{2q_1}^{\partial n} = \frac{q_1}{2\beta_{\partial n}^2 D_{\partial n}} \eta_1^2; \quad (23)$$

$$\Delta_{1q_0}^{\partial n} = \frac{23,6}{2 \cdot 0,1047^2 \cdot 4,1538 \cdot 10^4} \cdot 0,6174^2 = 9,878 \cdot 10^{-3} \text{ см};$$

Суммарные перемещения:

$$\delta_{11} = \delta_{11}^{\partial n} + \delta_{11}^{cm}; \quad (24)$$

$$\delta_{11} = 1,4566 \cdot 10^{-4} + 1,0029 \cdot 10^{-4} = 2,4595 \cdot 10^{-4} \text{ см} \quad (25)$$

$$\Delta_{1P} = \Delta_{1P}^{cm} + \Delta_{1q_0}^{\partial n} + \Delta_{2q_1}^{\partial n}$$

$$\Delta_{1P} = 1,714 \cdot 10^{-3} - 1,0239 \cdot 10^{-3} + 9,878 \cdot 10^{-3} = 10,5681 \cdot 10^{-3} \text{ см};$$

Все полученные выше значения подставляем в систему канонических уравнений.

$$\begin{cases} \delta_{11} M + \delta_{12} H + \Delta_{1P} = 0 \\ \delta_{21} M + \delta_{22} H + \Delta_{2P} = 0 \end{cases} \quad (26)$$

Момент в стенке:

$$M_{cm} = \frac{\frac{\delta_{12}^{cm} \Delta_{2P}^{cm}}{\delta_{12}^{cm}} - \Delta_{1P}}{\delta_{11} - \frac{\delta_{12}^{cm} \cdot \delta_{21}^{cm}}{\delta_{22}^{cm}}}; \quad (27)$$

$$M_{cm} = \frac{\frac{0,002124 \cdot 2,0434}{0,09003} - 0,0105681}{2,4595 \cdot 10^{-4} - \frac{0,002124 \cdot 0,002124}{0,09003}} = 192,04 \text{ кгс} \cdot \text{см};$$

$$H = - \left(\frac{\delta_{21}^{cm} M_{cm} + \Delta_{2P}^{cm}}{\delta_{22}^{cm}} \right); \quad (28)$$

$$H = - \left(\frac{0,002124 \cdot 192,04 + 2,0434}{0,09003} \right) = -27,2275 \text{ кгс};$$

Момент в днище:

$$M_{дн} = \frac{M_{cm}}{2} (1 + \eta_3^2) - \frac{q_1}{4\beta_{ly}} (1 - 2\eta_1\eta_2 + \eta_3\eta_4) - \frac{q_0}{4\beta_{дн}^2} \eta_2^2; \quad (29)$$

$$M_{дн} = \frac{192,04}{2} (1 + 0,8784^2) - \frac{23,6}{4 \cdot 0,1047} (1 - 2 \cdot 0,6174 \cdot 0,261 + 0,8784 \cdot 0,3564) - \frac{1,0728}{2 \cdot 0,1047^2} \cdot 0,2610^2 = 146,2097 \text{ кгс} \cdot \text{см};$$

5.3 Расчет потерь нефти от «малых дыханий» в резервуаре РВС 20000 м³, расположенного на НПС №1[15].

В процессе «малых дыханий» часть жидкого нефтепродукта, испаряясь, превращается в газообразное состояние, тем самым как бы уменьшается объем, занимаемый нефтепродуктом, и увеличивается объем газового пространства резервуара. Но при практических расчетах можно пренебречь этим колебанием газового пространства и принять $V_1 - V_2 = V$;

Тогда уравнение для подсчета потерь от «малых дыханий» в наземных резервуарах имеет вид:

$$G_{лм.д.} = V * [(P_a - P_{кв} - P_{y1}) / T_1 - (P_a + P_{кд} - P_{y2}) / T_2] * P_y / (P - P_y) * M_{\text{ф}} / R \quad (30)$$

Определим потери нефти в июле от одного «малого дыхания» в РВС - 20000 м³, установленного на НПС№1 и заполненного до нижнего нормативного уровня $H_{нн}=0,810$ м.

Объем по строительному номиналу: $V_{стр}=19486$ м³. Объем по нормативному уровню нижнему: $V_{нн}=1295$ м³.

Температура начала кипения нефти $t_{нк} = 46$ °С.

Среднее атмосферное давление $Pa = 105$ Па.

Среднемесячная температура воздуха в июне в Томской области $t_{бср} = 21,5$ °С. Среднемесячная минимальная температура $t_{bmin} = 13,2$ °С. Амплитуда суточного колебания температуры газового пространства резервуара $\Delta t_2 = 32,8$ °С. Плотность нефти $\rho = 845$ м³/кг.

Решение:

Определяем температуру в газовом пространстве резервуара:

а) среднемесячная амплитуда колебания температуры воздуха:

$$\frac{\Delta t_в}{2} = t_в^{ср} - t_в^{\min}$$

$$\Delta t_в = 2 * (21,5 - 13,2) = 16,6 \text{ °С}$$

б) минимальная температура в газовом пространстве резервуара:

$$t_{2min} = t_{вmin} = 13,2 \text{ °С}$$

в) максимальная температура в газовом пространстве резервуара:

$$t_{2max} = t_{2min} + \Delta t_2 = 13,2 + 32,8 = 46,0 \text{ °С}$$

Определяем температуру верхних слоев нефти:

$$t_{всmin} = t_{вср} - 0,3 * \Delta t_2 / 2 = 21,5 - 0,3 * 32,8 / 2 = 16,6 \text{ °С}$$

$$t_{всmax} = t_{вср} + 0,3 * \Delta t_2 / 2 = 21,5 + 0,3 * 32,8 / 2 = 26,4 \text{ °С}$$

Определяем объемную концентрацию паров нефти в газовом пространстве резервуара. Для этого, пользуясь графиком зависимости давления насыщенных паров нефтей или нефтепродуктов от температуры, находим давление насыщенных паров P_y при $t_{всmin}$ и $t_{всmax}$:

$$P_{y1} = 0,018 \text{ МПа и } P_{y2} = 0,028 \text{ МПа}$$

Среднеарифметическое давление насыщенных паров:

					Технологические расчеты	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		104

$$P_y = (P_{y1} + P_{y2})/2 = (0,018 + 0,028)/2 = 0,023 \text{ МПа}$$

Определяем молекулярный вес бензиновых паров:

$$M_b = 60 + 0,3 \cdot t_k + 0,001 \cdot t_k^2 = 60 + 0,3 \cdot 46 + 0,001 \cdot 46^2 = 75,9 \text{ кг/(кмоль)}$$

Расчетное избыточное давление дыхательных клапанов КДС-3000:

$$P_{кд} = 200 \text{ мм вод ст} = 1961,3 \text{ Па}$$

Расчетный вакуум дыхательных клапанов КДС-3000:

$$P_{кв} = 25 \text{ мм вод ст} = 245,2 \text{ Па}$$

Среднее давление в газовом пространстве:

$$P = (P_a + P_{кд} + P_a - P_{кв})/2 = (2 \cdot 105 + 1961,3 - 245,2)/2 = 100858,05 \text{ Па}$$

Потери нефти за одно «малое дыхание»:

$$G_{\text{т.д.}} = V \cdot [(P_a - P_{кв} - P_{y1})/T_1 - (P_a + P_{кд} - P_{y2})/T_2] \cdot P_y / (P - P_y) \cdot M_b / R' =$$

$$= (19486 - 1295) \cdot [(105 - 245 - 18000)/(273 + 13,2) - (105 + 1961 -$$

$$28000)/(273 + 46,0)] \cdot 23000 / (100858 - 23000) \cdot 75,9 / 8314 = 2639,546 \text{ кг}$$

$$T_1 = t_{\text{min}} + 273, T_2 = t_{\text{max}} + 273.$$

Расчет показал, что потери нефтепродукта от одного «малого дыхания» в резервуаре РВС-20000м³, находящемся на НПС №1 составляют 2640 кг.

5.4 Расчет потерь нефти от «больших дыханий» в резервуаре РВС-20000м³ [15]:

Из самого определения «больших дыханий» следует, что величина потерь должна быть пропорциональна объему закачанного в резервуар нефтепродукта.

Для «атмосферных» резервуаров примем $P_1 = P_2 = P$.

Поскольку «большие дыхания» происходят за короткий промежуток времени, то $T_1 = T_2 = T$, а следовательно, и $C_1 = C_2 = C$. Тогда уравнение примет вид:

$$G_{\text{б.д.}} = (M \cdot V_1 - V_2) \cdot C \cdot \frac{P}{T} \cdot \frac{M_b}{R'} \quad (31)$$

Здесь $V_1 - V_2 = V_b$ - объем закачанного в резервуар нефтепродукта, а

$\frac{P}{T} \cdot \frac{M_b}{R'} = \rho_b$ - плотность паров нефтепродукта.

Если резервуар рассчитан на какое-то избыточное давление, то в начале процесса «большого дыхания» часть паров сожмется и газовое пространство резервуара уменьшится до V'_2 . Сжатие газов будет происходить до тех пор, пока давление в газовом пространстве не станет больше P_2 .

Следовательно, потери от «больших дыханий» начнутся с объема газового пространства $V'_2 < V_1$.

Тогда из резервуара уйдет объем паровоздушной смеси равный $V_\delta - \Delta V$, где V_δ - объем закачанного в резервуар нефтепродукта, а $\Delta V = V_1 - V'_2$ - часть объема газового пространства резервуара, которая может быть заполнена нефтепродуктом без потерь от «больших дыханий».

Таким образом, для определения V'_2 уравнение (31) надо приравнять к нулю.

$$\text{Тогда } V'_2 = V_1 \cdot (P_a - P_{кв} - P_{y1}) / (P_a + P_{кд} - P_{y2}) \cdot T_2 / T_1$$

Принимая $T_1 = T_2 = T$ и $P_{y1} = P_{y2} = P_y$ и заменяя $P_1 = P_a - P_{кв}$ и

$P_2 = P_a + P_{кд}$, получаем:

$$V'_2 = V_1 \cdot \frac{(P_1 - P_y)}{(P_2 - P_y)}$$

$$\Delta V = V_1 - V'_2, \Delta V = V_1 \cdot \left(\frac{1 - (P_1 - P_y)}{(P_2 - P_y)} \right)$$

$$\Delta V = V_1 \cdot \frac{(P_2 - P_1)}{(P_2 - P_y)}$$

Объем газов, выходящих из резервуара, $V_2 = V_\delta - \Delta V$

Или

$$V_2 = V_\delta - V_1 \cdot \frac{(P_2 - P_1)}{(P_2 - P_y)} \quad (32)$$

Вес паров нефтепродукта, теряемых из резервуара при одном «большом дыхании»:

$$G_{б.д.} = (V_\delta - \Delta V) \cdot \rho \cdot C \text{ при } \frac{P}{T} \cdot \frac{M_\delta}{R} = \rho_\delta \text{ и } C = P_y / P$$

т.е.

$$G_{б.д.} = \left(V_{б} - V_1 \cdot \frac{(P_2 - P_1)}{(P_2 - P_y)} \right) \cdot \frac{P_y}{T} \cdot \frac{M_{б}}{R} \quad (33)$$

Определим потери нефти от одного «большого дыхания» в РВС-20000м³, расположенного на НПС №1 в Томской области

При заполнении его от нижнего нормативного уровня $H_{нн}=0,810\text{м}^3$ до верхнего нормативного уровня $H_{вн}=10,480\text{м}^3$.

Объем по строительному номиналу: $V_{стр}=19486\text{м}^3$, объем по нормативному уровню нижнему: $V_{нн}=1295\text{м}^3$, объем по нормативному уровню верхнему $V_{вн}=17071\text{м}^3$.

Температура начала кипения нефти $t_{нк} = 46 \text{ }^\circ\text{C}$. Среднее атмосферное давление $P_a = 105 \text{ Па}$.

Среднемесячная температура воздуха в июне в Томской области

$t_{бср} = 21,5^\circ\text{C}$. Среднемесячная минимальная температура $t_{bmin} = 13,2 \text{ }^\circ\text{C}$.

Амплитуда суточного колебания температуры газового пространства резервуара $\Delta t_2 = 32,8 \text{ }^\circ\text{C}$. Плотность нефти $\rho = 845 \text{ м}^3/\text{кг}$.

Решение

По графику определяем давление насыщенных паров нефти при ее средней температуре

$t_{вср} = t_{ср} = 17,8 \text{ }^\circ\text{C}$, при $t = 21,5 \text{ }^\circ\text{C}$, $P_y = 0.021 \text{ МПа}$

Определим объем закачанной нефти:

$V_{б} = V_{вн} - V_{нн} = 17071 - 1295 = 15776 \text{ м}^3$;

Определим объем газового пространства перед заполнением резервуара:

$V_1 = V_{стр} - V_{нн} = 19486 - 1295 = 18191 \text{ м}^3$;

$P_1 = P_a - P_{кв} = 105 - 245 = 99755 \text{ Па}$; $P_{кд} = 200 \text{ мм вод ст} = 1961,3 \text{ Па}$;

$P_2 = P_a + P_{кд} = 105 + 1961 = 101961 \text{ Па}$; $P_{кд} = 200 \text{ мм вод ст} = 1961,3 \text{ Па}$;

Средняя температура в газовом пространстве резервуара:

$t_{ср} = (t_{max} + t_{min}) / 2 = t_{ср} + (\Delta t_2 - \Delta t_8) / 2 = 21,5 + (32,8 - 16,6) / 2 = 29,6^\circ\text{C}$;

$\Delta t_{\delta} = 2 \cdot (21,5 - 13,2) = 16,6^{\circ}\text{C}$ – перепад температур в газовом пространстве

$$M_{\delta} = 60 + 0,3 \cdot t_k + 0,001 \cdot t_k^2 = 60 + 0,3 \cdot 46 + 0,001 \cdot 46^2 = 75,9 \text{ кг/(кмоль)}$$

Потери нефти за одно «большое дыхание»:

$$G_{\delta, \text{д.}} = \left(V_{\delta} - V_1 \cdot \frac{(P_2 - P_1)}{(P_2 - P_y)} \right) \cdot \frac{P_y}{T} \cdot \frac{M_{\delta}}{R} = [15776 - 18191 \cdot (101961 -$$

$$99755) / (101961 - 21000)] \cdot 21000 / (273 + 29,6) \cdot 75,9 / 8314 = 9680,885 \text{ м}^3$$

Расчет показал, что потери нефти от одного «большого дыхания» в РВС-20000 м³, расположенного на НПС №1 составляет 9681 кг.

P_y , МПа

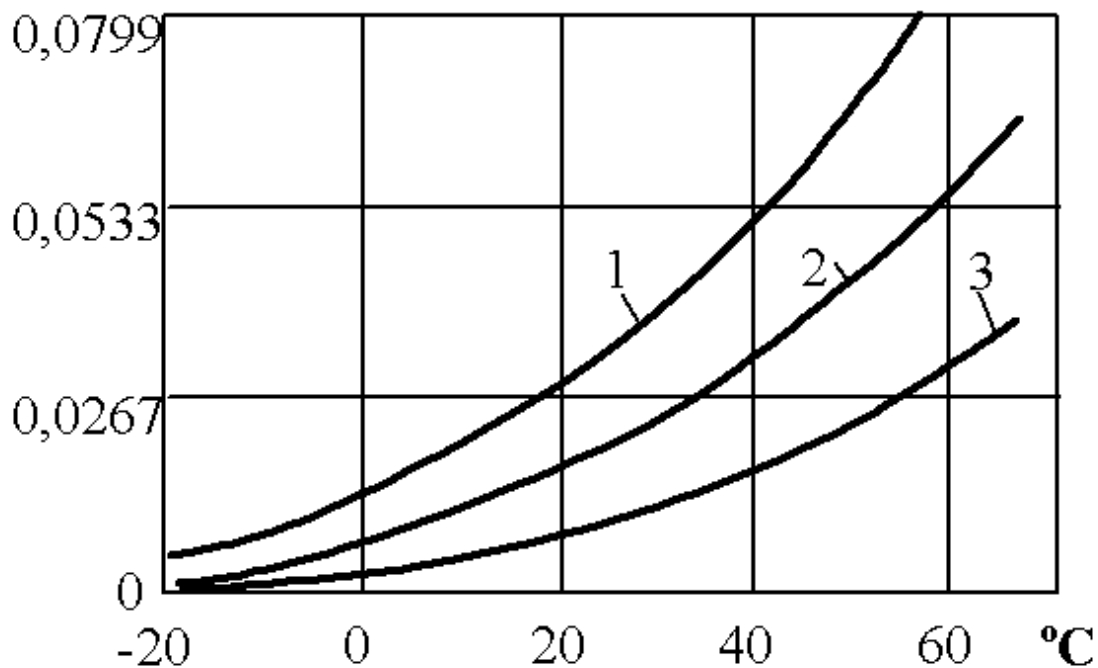


Рис. 21. Зависимость давления насыщенных паров нефтей от температуры
 1-нефти легкие, $\rho = 0,8 \text{ т/м}^3$; 2-нефти средние, $\rho = 0,87 \text{ т/м}^3$; 3-нефти тяжелые, $\rho = 0,97 \text{ т/м}^3$.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

При анализе рассматриваются эксплуатационные характеристики НПС, которая находится в одном из районов Томской области. В геоморфологическом плане район местоположения НПС представляет слабопересеченную заболоченную равнину.

Климат района резко- континентальный с продолжительной холодной зимой и сравнительно жарким и коротким летом. Средняя годовая температура воздуха составляет -2° С. Самый теплый месяц - июль, самый холодный - январь

В данном разделе рассматривается возможное влияние используемого оборудования, сырья, энергии, продукции и условий работы на человека и окружающую среду; техника безопасности при работе с оборудованием и действия при чрезвычайных ситуациях.

6.1 Производственная безопасность

Обслуживание резервуара является работой повышенной опасности при эксплуатации которой возможны опасные и вредные производственные факторы. К опасным производственным факторам на объекте относятся факторы, которые могут привести к травме, а к вредным – факторы, которые могут привести к заболеванию. Опасные и вредные факторы (ОВПФ) делятся на физические, химические, биологические и психофизиологические. Объекты нефтепроводного транспорта, как носители опасных и вредных факторов, относятся к категории повышенной опасности.

Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.

Рассмотрим вредные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при обслуживании НПС.

					«Основные положения технологического использования резервуаров вертикальных стальных типа РВС 20000м ³ »			
Изм.	Лист	№ докум.№	Подпись	Дата				
Разраб.		Ерш Е.А.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Герасимов А.В.				ДР	109	
Консульт.		Гуляев М.В.				Кафедра транспорта и хранения нефти и газа		
Зав. каф.		Рудаченко А.В.				Группа з-2Т00		

А также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны:

В настоящее время для оценки допустимости проведения работ и их нормирования на открытом воздухе в условиях крайнего севера (а также районах приравненных к районам крайнего Севера) используется понятие предельной жесткости погоды (эквивалентная температура, численно равная сумме отрицательной температуре воздуха в градусах Цельсия и удвоенной скорости ветра в м/с), устанавливаемая для каждого района решением местных региональных органов управления.

Предельная жесткость погоды, ниже которой не могут выполняться работы на открытом воздухе, колеблется в пределах от -40 до -45 °С.

При эквивалентной температуре наружного воздуха ниже -25 °С работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, а также грузчикам, занятым на погрузочно-разгрузочных работах, и другим работникам, ежечасно должен быть обеспечен обогрев в помещении, где необходимо поддерживать температуру около +25 °С [17].

Работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены в зимнее время спецодеждой и спецобувью с повышенным суммарным тепловым сопротивлением, а также защитными масками для лица. При работах, связанных с ограниченностью движения, следует применять спецодежду и спецобувь со специальными видами обогрева [18].

Работники должны быть обучены мерам защиты от обморожения и оказанию доврачебной помощи.

В рабочих зонах помещения и площадки обслуживания температура воздуха различна в теплый и холодный периоды года.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		110

Таблица 6. Фактические и допустимые значения температуры воздуха в рабочей зоне машинных залов (Т – теплый период, X – холодный период года).

Наименование рабочих зон	Период года	Температура воздуха, °С											
		-5	0	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
площадка обслуживания	Т (факт.)										Т	Т	Т
	Т (допуст.)						Т	Т	Т				
	X (факт.)									X	X	X	
	X (допуст.)						Т	Т					
нижняя рабочая зона	Т (факт.)						Т	Т					
	Т (допуст.)						Т	Т	Т				
	X (факт.)		X	X	X								
	X (допуст.)						Т	Т					

Интенсивность теплового облучения от работающих агрегатов и от нагретых поверхностей не должна превышать 35 Вт/м² при облучении 50% поверхности тела, 70 Вт/м² при облучении 25-50% поверхности тела и 100 Вт/м² при облучении менее 25%. Максимальная температура при этом 28°C (301 К).

Для поддержания микроклимата предусматриваются приточная и вытяжная вентиляции, нагреватели и кондиционеры [17].

Профилактика перегревания работников осуществляется организацией рационального режима труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха, использования средств индивидуальной защиты.

- Превышение уровней шума [19].

Допустимый уровень шума составляет 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления, превышающими 135 дБА.

К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся:

- совершенствование технологии ремонта и своевременное обслуживание оборудования;

- использование средств звукоизоляции (звукоизолирующие кожухи); средств звукопоглощения.

Также необходимо использовать рациональные режимы труда и отдыха работников.

В качестве СИЗ Государственным стандартом предусмотрены заглушки-вкладыши (многократного или однократного пользования, вкладыши "Беруши" и др.), заглушающая способность которых составляет 6-8 дБА. В случаях более высокого превышения уровней шума следует использовать наушники, надеваемые на ушную раковину. Наушники могут быть независимыми либо встроенными в головной убор или в другое защитное устройство[20].

- Превышение уровней вибрации[21].

Для санитарного нормирования и контроля используются средние квадратические значения виброускорения или виброскорости, а также их логарифмические уровни в децибелах. Для первой категории общей вибрации, по санитарным нормам скорректированное по частоте значение виброускорения составляет 62 дБ, а для виброскорости – 116дБ. Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6-9 Гц .

Вибробезопасные условия труда должны быть обеспечены:

- применением вибробезопасного оборудования и инструмента; применением средств виброзащиты, снижающих воздействие на работающих вибрации на путях ее распространения от источника возбуждения;

- организационно-техническими мероприятиями (поддержание в условиях эксплуатации технического состояния машин и механизмов на уровне, предусмотренном НТД на них; введение режимов труда, регулирующих продолжительность воздействия вибрации на работающих; вывод работников из мест с превышением ДУ по вибрации) [21].

- Недостаточная освещенность рабочей зоны [22].

Для резервуарных парков и участков работ необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 2 лк независимо от применяемых источников света, за исключением автодорог . При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов [23].

- Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны [24].

Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях посредством газоанализатора или рудничной лампы. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). Предельно допустимая концентрация пыли, как вещества умеренно опасного, в воздухе рабочей зоны составляет 1,1-10 мг/м³ , для природного газа ПДК равно 300 мг/м³ [25].

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами.

При работе с вредными веществами 1-, 2-, 3-го классов опасности (ртуть, одорант, сероводород, метанол, диэтиленгликоль и т.д.) должно быть обеспечено регулярное обезвреживание и дезодорирование СИЗ .

Уменьшение неблагоприятного воздействия запыленности и загазованности воздуха достигается за счет регулярной вентиляции рабочей зоны.

Работающие в условиях пылеобразования должны быть в противопыльных респираторах («Лепесток», Ф-62Ш, У-2К, «Астра-2», РП-КМ и др.), защитных очках и комбинезонах. При загазованности траншеи или котлована в результате утечки газа необходимо прекратить работу и вывести людей, запретив курить, зажигать спички или пользоваться открытым огнем [25].

Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению [26].

Опасными производственными факторами называются факторы, способные при определенных условиях вызывать острое нарушение здоровья и гибели человека [26].

- Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные).

Скорость движения автотранспорта, по строительной площадке и вблизи мест производства работ не должны превышать 10 км/час на прямых участках и 5 км/час на поворотах.

Движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства (например двуручное управление), предотвращающие травмирование.

Также необходимо соблюдать технику безопасности при работе оборудования, машин и механизмов, а их эксплуатацию должны выполнять только лица имеющие на это право [27].

- Электрический ток, электрическая дуга и металлические искры при сварке.

Напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека, не должны превышать следующих значений:

- переменный (50 Гц) порог осязаемого тока 1,1 мА;
- переменный (400 Гц) – порог неотпускающего тока 10,1 мА;
- постоянный – порог фибрилляционного тока 100,0 мА.

Напряжения прикосновения и токи для лиц, выполняющих работу в условиях высоких температур (выше 25°C) и влажности (относительная влажность более 75%), должны быть уменьшены в три раза [28].

Чтобы предупредить возможность случайного проникновения и тем более прикосновения к токоведущим частям, находящимся под

напряжением, используются защитные сетчатые и смешанные ограждения (переносные временные ограждения и плакаты). Ограждению подлежат неизолированные токоведущие части выключателей, подающих напряжение на установки [28].

Предусмотреть технических средств электробезопасности: применение малых напряжений (12 - 42 В), защитное заземление (4 - 10 Ом), устройство защитного отключения [28].

Для защиты от поражения электрическим током персонала необходимо использовать следующие средства индивидуальной защиты: диэлектрические перчатки и галоши (дежурные), резиновые коврики, изолирующие подставки.

Для защиты от электрической дуги и металлических искр при сварке необходимо использовать: защитные костюмы, защитные каски или очки и т.п.

Защита взрывоопасных сооружений и наружных установок от прямых ударов молнии выполняется отдельно стоящими молниеотводами и прожекторными мачтами с молниеотводами. Все металлические, нормально нетоковедущие части электрооборудования, могущие оказаться под напряжением вследствие нарушения изоляции, присоединяются к защитному заземлению.

Для защиты от электрической индукции и отвода зарядов статического электричества все технологическое оборудование и аппараты заземляются путем присоединения к защитному контуру заземления или специально сооружаемому для этой цели очагу заземления.

Предусматривается глухое заземление нейтрали силовых трансформаторов на стороне низкого напряжения. Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 4 Ом [39].

Для обеспечения безопасности обслуживающего персонала от поражения электрическим током предусматривается защитное зануление и устройства защитного отключения (УЗО).

Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, подлежат занулению путем электрического соединения с глухозаземленной нейтралью источника питания посредством нулевых защитных проводников питания посредством нулевых защитных проводников.

- Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением

При несоблюдении правил безопасности при изготовлении, монтаже и эксплуатации оборудование работающее под высоким давлением обладает повышенной опасностью.

Причинами разрушения или разгерметизации систем повышенного давления могут быть: внешние механические воздействия, старение систем (снижение механической прочности); нарушение технологического режима; конструкторские ошибки; изменение состояния герметизируемой среды; неисправности в контрольно-измерительных, регулирующих и предохранительных устройствах; ошибки обслуживающего персонала и т. д [27].

Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования, работающего под давлением, распространяются:

- работающие под давлением пара или газа свыше 0,07 МПа;
- на баллоны, предназначенные для транспортирования и хранения сжатых, сжиженных и растворенных газов под давлением свыше 0,07 МПа;
- на цистерны и бочки для транспортирования и хранения сжиженных газов, давление паров которых при температуре до 50 °С превышает давление 0,07 МПа;
- на цистерны и сосуды для транспортирования или хранения сжатых, сжиженных газов, жидкостей и сыпучих тел, в которых давление выше 0,07 МПа создается периодически [27].

Основным требованием к конструкции оборудования работающего под высоким давлением является надежность обеспечения безопасности при

эксплуатации и возможности осмотра и ремонта. Специальные требования предъявляются к сварным швам. Они должны быть доступны для контроля при изготовлении, монтаже и эксплуатации, располагаться вне опор сосудов. Сварные швы делаются только стыковыми.

Ответственность за исправное состояние и безопасную эксплуатацию сосудов должна быть возложена на специалиста, которому подчинен персонал, обслуживающий сосуды (начальник компрессорной, начальник участка, старший мастер участка и).

Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте[29].

При обеспечении пожарной безопасности ремонтных работ следует руководствоваться 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных взрывопожароопасных объектах»; и другими утвержденными в установленном порядке региональными СНиП, НД, регламентирующими требования пожарной безопасности[41].

Места проведения ремонтных работ должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения:

- асбестовое полотно размеров 2х2 м – 2 шт.;
- огнетушители порошковые ОП-10 – 10 шт., или углекислотные ОУ-10 – 10 штук или один огнетушитель ОП-100 (ОП-50 2 шт.);
- лопаты – 2 шт.;
- ведра – 2 шт.;
- топор, лом – по 1 шт.

Все работники должны допускаться к работе только после прохождения противопожарного инструктажа, а при изменении специфики работы проходить дополнительное обучение по предупреждению и тушению возможных пожаров в порядке установленном руководителем.

Вся передвижная техника в охранной зоне МГ должна быть обеспечена искрогасителями заводского изготовления.

Самоходная техника, сварочные агрегаты, компрессоры,

задействованные в производстве подготовительных и огневых работ, должны быть обеспечены не менее чем двумя огнетушителями ОУ-10, ОП-10 (каждая единица техники).

В помещениях на видных местах должны быть вывешены таблички с указанием порядка вызова пожарной охраны.

Приказом должен быть установлен соответствующий противопожарный режим, в том числе:

- определены места и допустимое количество единовременно находящихся в помещениях материалов;
- установлен порядок уборки горючих отходов, хранения промасленной спецодежды;
- определен порядок обесточивания электрооборудования в случае пожара и окончании рабочего дня;
- регламентированы: порядок проведения временных огневых и других пожароопасных работ, порядок осмотра и закрытия помещений после окончания работы, действия работников при обнаружении пожара;
- определен порядок и сроки прохождения противопожарного инструктажа и занятий по пожарно-техническому минимуму, а также назначены ответственные за их проведение.

Руководитель работ по ремонту газопровода должен совместно с работниками пожарной охраны определить места установки противопожарного оборудования и обеспечить необходимым противопожарным инвентарем.

Горючие отходы, мусор и т.д. следует собирать на специально выделенных площадках в контейнеры или ящики, а затем вывозить.

Применение в процессах производства материалов и веществ с неустановленными показателями их пожаро-взрывоопасности или не имеющих сертификатов, а также их хранение совместно с другими материалами и веществами не допускается.

Объект необходимо обеспечить прямой связью с ближайшим

подразделением пожарной охраны или оператором КС.

Спецодежда лиц, работающих с маслами, лаками, красками должна храниться в подвешенном виде в металлических шкафах, установленных в специально отведенных для этой цели местах.

При работе категорически запрещается курить на рабочем месте.

На рабочих местах должны быть вывешены предупредительные надписи: “Не курить”, “Огнеопасно”, “Взрывоопасно”.

В случае возникновения пожара использовать пенные, порошковые, углекислотные огнетушители или приспособления для распыления воды.

Меры пожарной безопасности при выполнении земляных работ[30].

Работы, связанные с возможным выделением взрывоопасных продуктов, должны выполняться с применением инструмента, не дающего искр, в соответствующей спецодежде и спецобуви, не имеющей металлических подков.

Место проведения газоопасной работ должно быть обозначено (ограждено), а при необходимости выставлены посты с целью исключения пребывания посторонних лиц в опасной зоне.

Меры пожарной безопасности при производстве изоляционных работ

Запрещается применение открытого огня при очистке газопровода от изоляции.

При работе с грунтовками и растворителями запрещается:

- применять этилированный бензин и бензол;
- хранить и транспортировать их в открытой таре;
- бросать заполненную тару при погрузке и выгрузке, вывинчивать пробки и открывать крышки, ударяя по ним металлическими предметами, вызывающими искрообразование;
- перемешивать и переливать их ближе 50 м от открытого огня.

В месте приготовления битумно-полимерной мастики постоянно должен находиться комплект противопожарных средств:

- ящик с сухим песком;

- лопаты;
- технический войлок, брезент или асбестовое полотно;
- углекислотный огнетушитель ОУ-10.

6.2 Экологическая безопасность[38].

При технической эксплуатации резервуара типа РВС 20000 м³ необходимо соблюдать требования по защите окружающей среды, условия землепользования, установленные законодательством по охране природы.

Перед началом производства работ следует выполнить следующие работы:

- оформить в природоохранных органах все разрешения, согласования и лицензии, необходимые для производства работ по данному объекту;
- заключить договора со специализированными организациями на сдачу отходов, грунта, сточных вод образующихся в процессе производства работ;
- оборудовать места временного размещения отходов в соответствии с нормативными требованиями.

При организации ремонта необходимо осуществлять мероприятия и работы по охране окружающей среды, которые должны включать предотвращение потерь природных ресурсов, предотвращение попадания загрязняющих веществ в почву, водоемы и атмосферу.

Виды воздействий на природную среду в период эксплуатации резервуара:

- Загрязнение выбросами выхлопных газов от строительной техники при производстве работ;
- Выбросы при опорожнении и заполнении резервуаров;
- Образование и размещение отходов, образующихся при технологической эксплуатации.

Перед началом работ необходимо обеспечить наличие отвода земельного участка. С целью уменьшения воздействия на окружающую

среду все работы должны выполняться в пределах полосы отвода земли.

Для снижения воздействия на поверхность земель предусмотрены следующие мероприятия:

- минимально необходимые размеры котлована;
- своевременная уборка мусора и отходов для исключения загрязнения территории отходами производства;
- запрещение использования неисправных, пожароопасных транспортных и строительно-монтажных средств;
- применение строительных материалов, имеющих сертификат качества;
- выполнение работ, связанных с повышенной пожароопасностью, специалистами соответствующей квалификации.

Загрязнение атмосферного воздуха в период эксплуатации за счет неорганизованных выбросов и является кратковременным.

К загрязняющим веществам относятся продукты неполного сгорания топлива в двигателях строительных машин и механизмов, вещества, выделяющиеся при сварке труб, выполнении изоляционных работ.

Мероприятия направленные на защиту атмосферного воздуха в зоне производства работ:

- осуществлять периодический контроль за содержанием загрязняющих веществ в выхлопных газах;
- для уменьшения выбросов от автотранспорта необходимо в период ремонтных работ обеспечить контроль топливной системы механизмов и системы регулировки подачи топлива, обеспечивающих полное его сгорание;
- допускать к эксплуатации машины и механизмы в исправном состоянии, особенно тщательно следить за состоянием технических средств, способных вызывать загорание естественной растительности.

Загрязнение атмосферы в период производства работ носит временный обратимый характер.

Производственные и бытовые стоки, образующиеся на строительной

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		121

площадке, должны очищаться и обезвреживаться в порядке, предусмотренном проектом организации строительства и проектами производства работ.

Сельскохозяйственные и лесные угодья должны быть возвращены в состояние, пригодное для использования по назначению и сданы землепользователю.

Безопасность в чрезвычайных ситуациях[31,40].

Для данного района характерны чрезвычайные ситуации природного характера: паводковые наводнения; лесные и торфяные пожары; ураганы; сильные морозы (ниже -40°C); метели и снежные заносы и техногенного характера: пожары; взрывы паровоздушных смесей; отключение электроэнергии, другие аварии. Район не сейсмичен.

По статистическим материалам, путем экспертной оценки или другими методами можно определить наиболее вероятные внутренние и внешние чрезвычайные ситуации (ЧС).

Из внутренних ЧС часто происходят пожары по разным причинам, отключения электроэнергии, воды, тепла, а также крайне опасные, газовые пожары, взрывы паровоздушных смесей. Внешние ЧС происходят на автомобильных и железных дорогах, соседних предприятиях.

Определение вероятных параметров ударной волны при взрыве газовой или паровой смеси.

При технологической эксплуатации на территории НПС необходимо учитывать вероятность воспламенения или взрыва газовой смеси.

При взрыве газовой смеси выделяют зону детонационной волны с радиусом R_1 и зону ударной волны. Определяются также: радиус зоны смертельного поражения людей ($R_{cнл}$), радиус безопасного удаления $R_{бу}$, где $\Delta P_{до} = 5$ КПа; r_2 – расстояние от центра взрыва до элемента участвующего в проведении работ в зоне ударной волны. Давление во фронте ударной волны ($\Delta P_{ф2}$) в зоне ударной волны определяются по таблице. Избыточное давление в зоне детонационной волны $\Delta P_{до}=900\text{кПа}$.

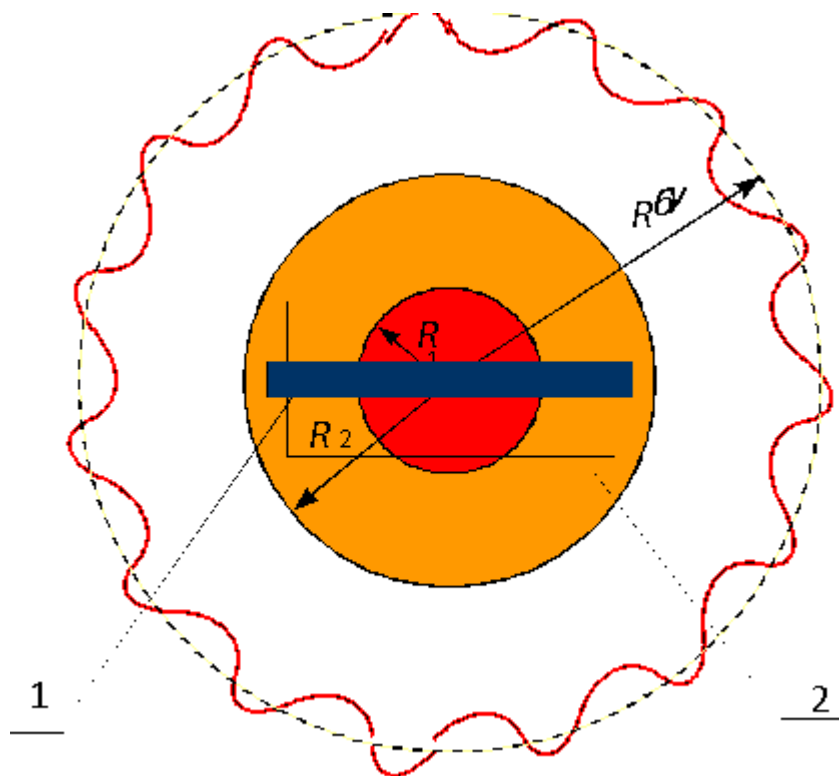


Рисунок.21. Схема параметров ударной волны.

R_1 – Зона детонации; R_2 – зона смертельного поражения персонала;

1 – вскрытый трубопровод; 2 - котлован.

Радиус зоны детонационной волны определяется по уравнению:

$$R_1 = 18.5\sqrt[3]{Q} \quad (\text{м}) \quad (34)$$

где Q - количество газовой смеси в тоннах.

Радиус зоны смертельного поражения людей определяется по формуле:

$$R_{СПЛ} = 30\sqrt[3]{Q} \quad (\text{м}) \quad (35)$$

Радиус безопасного удаления:

$$R_{\delta y} = R_1 \cdot \Delta P_{\delta o} \quad (\text{м}) \quad (36)$$

Таблица 7. Параметры ударной волны

Наименование	Количество газовой смеси, кг.						
	100	500	1000	1500	2000	2500	3000
Радиус детонации, м	8,7	14,7	18,5	21,1	23,3	25	26,6
Радиус смертельного поражения персонала, м	14,0	23,9	30	34,3	37,7	40,6	43,1
Радиус безопасного удаления, м	43,5	73,5	92,5	105	116,5	125	133

Расчеты выполнены в зависимости от количества газовой смеси.

В расчетах принят минимальным количеством – 100 кг, максимальным -3000 кг.

При проведении тех или иных работ связанных с локализацией и ликвидацией аварии на территории НПС либо на МГ, основной задачей при этом становится удаление максимально возможного количества персонала за опасную зону.

Оценка других чрезвычайных ситуации, поражающих факторов и мероприятий по инженерной защите объекта от опасных природных процессов[32].

Мероприятия по защите от чрезвычайных ситуаций:

- Выпадение снега

Обеспечить свободный доступ к оборудованию эксплуатируемого объекта (площадки для выполнения технологических операций с клапанами, арматурой, манометрами). Организовать своевременную уборку снежных заносов, путем расчистки рабочими снега лопатами либо экскаваторами.

- Лесные пожары

Организовать своевременную уборку территории, непосредственно прилегающей к ограждению РВС, от сухой травы, деревьев, кустов и другой потенциально опасной с точки зрения возникновения пожара растительности.

Предупреждение персонала об опасных природных явлениях и передаче информации о чрезвычайных ситуациях природного характера осуществляется через оперативного дежурного Главного управления по делам ГО и ЧС г. Томска и области по существующим системам связи и оповещения, а также через средства массовой информации.

Террористические акты[33]

Мероприятия по предупреждению террористических актов:

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		124

Отделение безопасности состоит из 16 человек, дежурство суточное, в караулы заступают 3 человека.

Вооружение – карабины "Сайга".

Ограждение металлическое высотой 2,5 метра длиной 150м с козырьком из колючей проволоки в 3 ряда. Установлена периметральная сигнализация.

Средства передвижения по территории – отсутствуют.

Защитные зоны по всему периметру очищены от кустов и молодой поросли с внешней и внутренней стороны.

Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В области охраны труда и безопасности жизнедеятельности трудовую деятельность регламентируют следующие правовые, нормативные акты, инструктивные акты в области охраны труда и отраслевые документы:

- Закон об основах охраны труда в РФ №181-ФЗ от 17.07.1999 г (с изменениями от 20 мая 2002 г., 10 января 2003 г., 9 мая, 26 декабря 2005 г.).

- Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997 г. с изменениями от 7.08.2000 г.

- Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014)

- Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08-624-03

- Инструкции по технике безопасности предприятия.

- Порядок разработки деклараций безопасности промышленного объекта РФ. МЧС, Госгортехнадзор №222/59 от 4.04.1996 г.

- ГОСТ 12.0001-82 ССБТ «Система стандартов безопасности труда»

- Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий. СНиП .21/2.11.567-96 от 31.10.1996 г.

- Закон о пожарной безопасности №69-ФЗ, принят 21.12.1994 г (с дополнениями и изменениями от 22.08.1995 г, от 18.04.1996г, от 2.01.1998 г, от 11.2000 г. от 27.12.2000 г.).

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		125

- Пожарная охрана предприятий. Общие требования. НБТ - 201-96, утв. 01.03.1992г.

- Правила пожарной безопасности РФ ППБ-01-93. МВД РФ 14.12.1993 г., дополнения к ним от 25.07.1995 г.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		126

7 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

7.1 Техничко – экономическое обоснование продолжительности работ

В данном разделе рассматриваются затраты на эксплуатацию установки по размыву донных отложений. Используются данные с эксплуатирующего предприятия НПС №1.

Согласно регламенту в месяц проводится 5 циклов размыва донных отложений всего 24 часа в месяц[34].

Таблица 8 - Порядок и периодичность технического обслуживания «Диоген»

Пункт РЭ	Вид ТО	Периодичность, лет/часов	Персонал
1	Оперативный	Через 2 часа при включенном «Диоген»	Оператор товарный Деж. электрик
	Диагностический контроль	Один раз в смену при отключенном «Диоген»	Оператор товарный Деж. электрик
2	Техническое обслуживание	Один раз в три месяца	Ремонтная бригада СРиЭТО

					«Основные положения технологического использования резервуаров вертикальных стальных типа РВС 20000м³»			
Изм.	Лист	№ докум.№	Подпись	Дата				
Разраб.		Ерш Е.А.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Герасимов А.В.				ДР	127	
Консульт.		Вазим А.А.				Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа з-2Т00		
Зав. каф.		Рудаченко А.В.						

Таблица 9– Проверка работоспособности «Диоген - 700»

Наименование работы	Кто выполняет	Средства измерения	Контрольные значения параметров
Измерение уровня вибрации	Дежурный электрик	Переносной виброметр СК-100	Не более 2,8 мм/сек
Контроль температуры корпуса электродвигателя	Дежурный электрик	Термометр контактный типа ТК-5М	Не более 90°С
Измерение тока нагрузки в силовой цепи	Дежурный электрик	Клещи токоизмерительные типа М 266 С	Не более 40 А

7.2.Расчет затрат времени и труда

Исходя из таблицы 8 и 9 общие трудозатраты будут следующие (в месяц):

- оператор товарный 1 чел- 6 часов;
- дежурный электрик 1 чел- 6 часов.

Для проведения технического обслуживания и текущего ремонта привлекается ремонтная бригада в количестве 2-х человек.

Исходя из таблицы 8 и регламента принимаем продолжительность ТО 1 час в месяц.

Исходя из таблицы 9 и регламента принимаем продолжительность текущего ремонта 1 раз в 3 года и среднего ремонта 1 раз в 5 лет.

Продолжительность текущего ремонта 4 часов, а среднего 8 часов.

Текущий ремонт «Диоген-700» осуществляется без демонтажа их с РВС и при этом выполняются следующие работы:

- все операции ТО;
- замена уплотнительных графитовых и резиновых колец в торцевом уплотнении;

- замена приводного зубчатого ремня:
- ТР взрывозащищённого электродвигателя.

При среднем ремонте проводятся все операции текущего ремонта, а также: демонтаж, промывка и замена смазки, подшипников и уплотнительных резиновых в редукторе автоматического привода поворота; замена смазки, опорных подшипников и уплотнительных элементов приводного вала пропеллера и сферического уплотнения.

Капитальный ремонт «Диоген» производится на заводе - изготовителе. Демонтаж подлежащих капитальному ремонту «Диоген» производится согласно плану производства работ, утвержденному главным инженером.

7.3.Расчет расходов на заработную плату

К расходам на оплату труда относятся:

Суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда.

Премии за производственные результаты, надбавки к тарифным ставкам и окладам за профессиональное мастерство и др.

Начисления стимулирующего или компенсирующего характера – надбавки за работу в ночное время, в многосменном режиме, совмещение профессий, работу в выходные и праздничные дни и др.

Надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др.

Суммы платежей (взносов) работодателей по договорам обязательного и добровольного страхования[34].

Таблица 10.Стоимость разряда

Разряд	Ставка, руб/час
2	30
3	40
4	48
5	56
6	64
7	72
8	80

Фонд оплаты труда складывается из почасового оклада, районного коэффициента, премии и ЕСН (34,5 %).

Рабочие имеют 5 разряд, ИТР 8 разряд:

$$(12*56*1,7*1,6*1,5+2*80*1,7*1,6*1,5)*24+34,5 \%= 81510 \text{ руб./мес.}$$

1,7- районный коэффициент

1,5- северный коэффициент

1,6- премия

7.4. Расчет затрат на электроэнергию и материалы

К материальным расходам относятся затраты на приобретение:

Сырья, основных и вспомогательных материалов, используемых в производственном процессе;

Запасных частей, комплектующих изделий, тары и др.;

Топлива, воды и энергии всех видов, используемых на производственные нужды и отопление;

Работ и услуг производственного характера, выполняемых сторонними организациями или индивидуальными предпринимателями, а также собственными структурными подразделениями предприятия (организации) (транспортные услуги, контроль за соблюдением технологического процесса,

техобслуживание основных фондов, средств связи, компьютерной техники и др.);

На содержание и эксплуатацию природоохранных сооружений[35].

Потребность в электроэнергии составляют $18,5 \cdot 24 = 444$ квт./час

18,5 – мощность кВт;

24 – общая продолжительность цикла часов в месяц.

Затраты $444 \cdot 2,2 = 976,8$ руб./мес.

2,2 - стоимость квт./час для промышленности.

Таблица 11. – Расчет потребности в материалах в месяц

Расчет потребности в материалах в месяц				
Наименование	Ед. изм.	Цена за ед., руб.	Кол-во	Стоимость, руб.
				ЗБМ
1	2	3	4	5
Уплотнительные кольца	шт	100	2	200
Ремень	шт	500	1	500
Смазка	кг.	50	1	50
ВСЕГО:				750

Итого: *сумма затрат на электроэнергию и материалы составляет*
 $976,8 + 750 = 1726,8$ руб.

7.5. Расчет затрат на амортизацию

Сумма амортизационных отчислений определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части[36].

Таблица 12 - Расчет затрат по статье “Амортизация”

Наименование	Балансовая стоимость тыс.руб.	Норма АО, %	Сумма А в год, тыс.руб.	Очистка резервуара	
				Отраб. мес.	А тыс.руб.
Диоген-700	200	8.3	16,6	1	1,383
Итого	200		16,6		1,383

Итого: общие затраты на амортизацию составляют **1383** рубля.

7.6. Расчет всех затрат

Кроме перечисленных затрат в составе затрат на проведение организационно-технического мероприятия учитываются накладные расходы, связанные с организацией, управлением и обслуживанием производства.

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение организационно-технического мероприятия по форме таблицы 13[36].

Таблица 13. Стоимость всех затрат на проведение организационно-технического мероприятия

№ п/п	Наименование статей	Стоимость
1	Материалы и электроэнергия	1726,8
2	Оплата труда с отчислениями	81510
3	Амортизация	1383
	Итого:	84619,5
4	Накладные расходы	2709,3
	Всего затрат:	87328,8

Был выполнен расчет затрат на размыв донных отложений, были подсчитаны расходы на материалы, оплату труда, амортизация.

Общий объем всех затрат составил 87328,8 рублей.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основе исходных данных проведены расчеты и установлено:

- Нагрузка на днище(момент днища) составил 146 кгс*см;
- Потери нефти при испарении из резервуара типа РВС – 20000 м³ от «большого» дыхания составили 9621 кг;
- Потери нефти при испарении из резервуара типа РВС – 20000 м³ от «малого дыхания» составили 2640 кг;
- Расчет затрат на размыв донных отложений, общий объем всех затрат составил 87328,8 рублей.

					«Основные положения технологического использования резервуаров вертикальных стальных типа РВС 20000м³»			
Изм.	Лист	№ докум.№	Подпись	Дата				
Разраб.		Ерш Е.А.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Герасимов А.В.				ДР	133	
						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа		
Зав. каф.		Рудаченко А.В.				Группа з-2Т00		

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гродинский О. М. Евразийский Научный Журнал №11 // Рубрика: Технические науки . – 2015г.
2. А.В. Зиновьев, В.Н. Панчиков, М.В. Кульман, П.В. Какаров, О.В. Жеребненко. Журнал современная наука: актуальные проблемы теории и практики. Резервуары для нефти и нефтепродуктов. Серия Естественные и Технические науки, №11 – 2015г.
3. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 21.03.2016г.).
4. Газовик-Нефть // Резервуары и технологическое оборудование. Потери нефти и нефтепродуктов при эксплуатации резервуарных парков; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://http://gazovikneft.ru/articles/poteri/> (дата обращения 21.03.2016г.).
5. М. К. Сафарян. Стальные резервуары для хранения нефтепродуктов. Москва. Московская правда 1958 – 240с.
6. А.М. Большаков. Хладостойкость трубопроводов и резервуаров Севера после длительной эксплуатации: Диссертация д.т.н. Москва, 2009 - 358с.
7. В.М. Куприянов. Повышение эффективности эксплуатации вертикальных стальных резервуаров путем внедрения новых конструктивных решений в основаниях фундаментов: Диссертация к.т.н. Уфа, 2007 - 117с.
8. Ж. Жубейли. Повышение эффективности эксплуатации резервуаров нефтехранилищ: Диссертация к.т.н. Москва, 2000 -128с.
9. А.А. Коршак. Современные средства сокращения потерь бензинов от испарения. Уфа – 2001–141с.
10. Р 50.2.040-2004 «Метрологическое обеспечение учета нефти при ее транспортировке по системе магистральных нефтепроводов».

					Список использованной литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		134

11. РД 153-39.4-078-01. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 21.03.2016г.).

12. ГОСТ 2517-85. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 22.03.2016г.).

13. РД 39-0147103-341-86. Руководство по гидравлическому испытанию и приемке в эксплуатацию металлических резервуаров для нефти и нефтепродуктов. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 19.03.2016г.).

14. ГОСТ 1510 нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка и транспортирование и хранение. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 21.04.2016г.).

15. Сваровская Н. А. Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции: Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2004. – 263 с.

16. Технологический паспорт резервуара № 5 ОАО «АК «Транснефть».

17. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 20.03.2016г.).

18. СНиП 2.04.05-86 Отопление, вентиляция и кондиционирование; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 20.03.2016г.).

19. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 20.03.2016г.).

					Список использованной литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		135

20. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 02.03.2016г.).

21. ГОСТ 12.1.012-2004. Вибрационная безопасность. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 05.03.2016г.).

22. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 11.03.2016г.).

23. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 23.03.2016г.).

24. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 20.03.2016г.).

25. ГН 2.2.5.1313–03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 18.03.2016г.).

26. ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 21.03.2016г.).

27. ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 20.03.2016г.).

28. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 20.03.2016г.).

					Список использованной литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		136

29. ГОСТ 12.1.004-91 «ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования»; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 15.03.2016г.).

30. ППБ 01-03 Правила пожарной безопасности в Российской Федерации; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 20.03.2016г.).

31. ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 20.03.2016г.).

32. Федеральный закон от 21 декабря 1994 г. № 68-ФЗ. О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 30.03.2016г.).

33. ГОСТ Р 22.3.03-94 Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения; [Электронный ресурс]. – Режим доступа:

34. Андреев А.Ф. и др. Организация и управление предприятиями нефтяной и газовой промышленности: Учебное пособие / Под ред. Е.С. Сыромятникова. – М.: Нефть и газ, 1997 – Ч. 1. – 144 с., М.: Нефть и газ, 1999 – Ч. 2. – 139 с.

35. Злотникова Л.Г. Финансовый менеджмент в нефтегазовых отраслях: Учебник. – М.: Нефть и газ, 2005. – 452 с.

36. Зубарева В.Д. и др. Финансы предприятий нефтегазовой промышленности: Учебное пособие. – М.: ГТА-Сервис, 2000. – 368 с.

37. ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 30.03.2016г.).

					Список использованной литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		137

38. ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 29.03.2016г.)

39. ГОСТ 12.1.030–81 ССБТ. Защитное заземление, зануление. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 28.03.2016г.).

40. ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основные положения. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 27.03.2016г.).

41. .РД 09-364-00. Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных взрывопожароопасных объектах. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 27.03.2016г.).

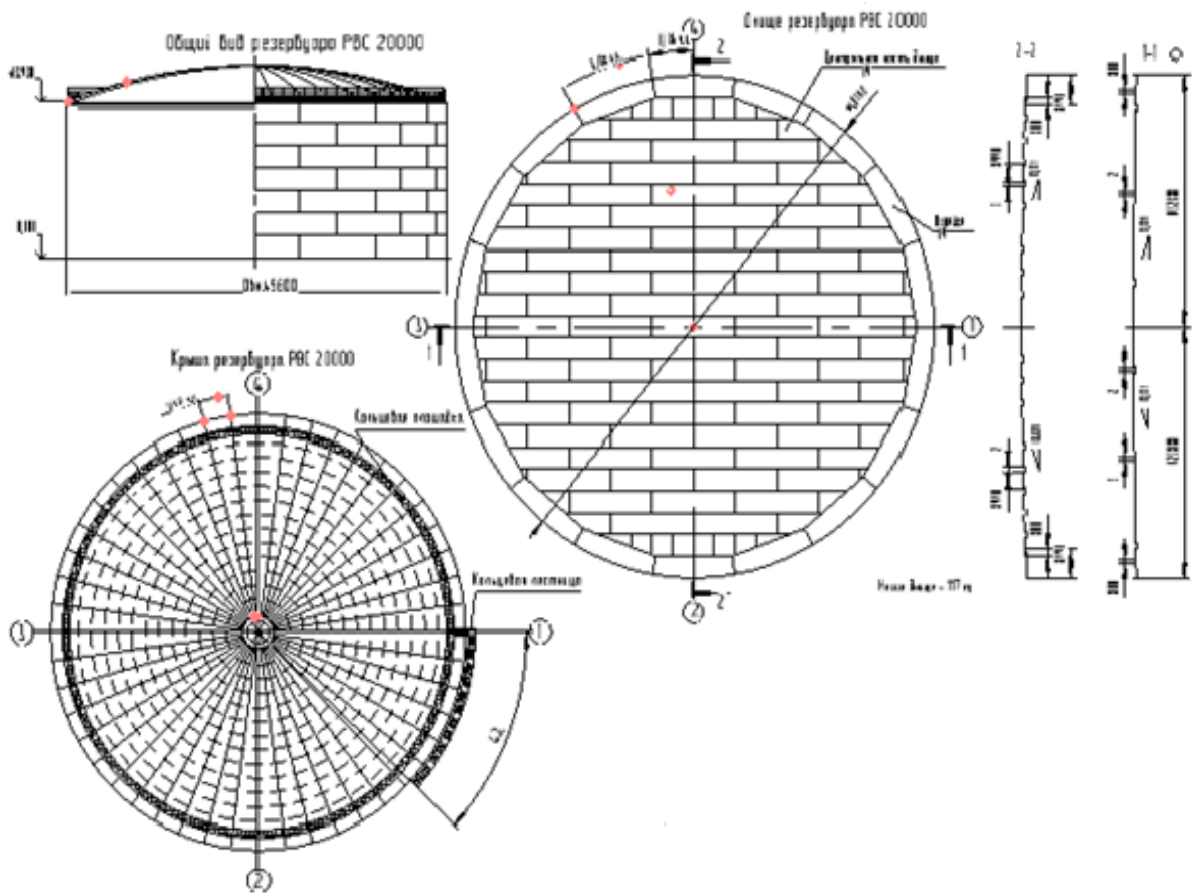
42. СП 86.13330.2014. Свод правил. Магистральные трубопроводы. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 26.03.2016г.).

43.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Технологическая схема резервуара вертикального стального типа РВС – 20000м³

(Общий вид)



Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Приложение

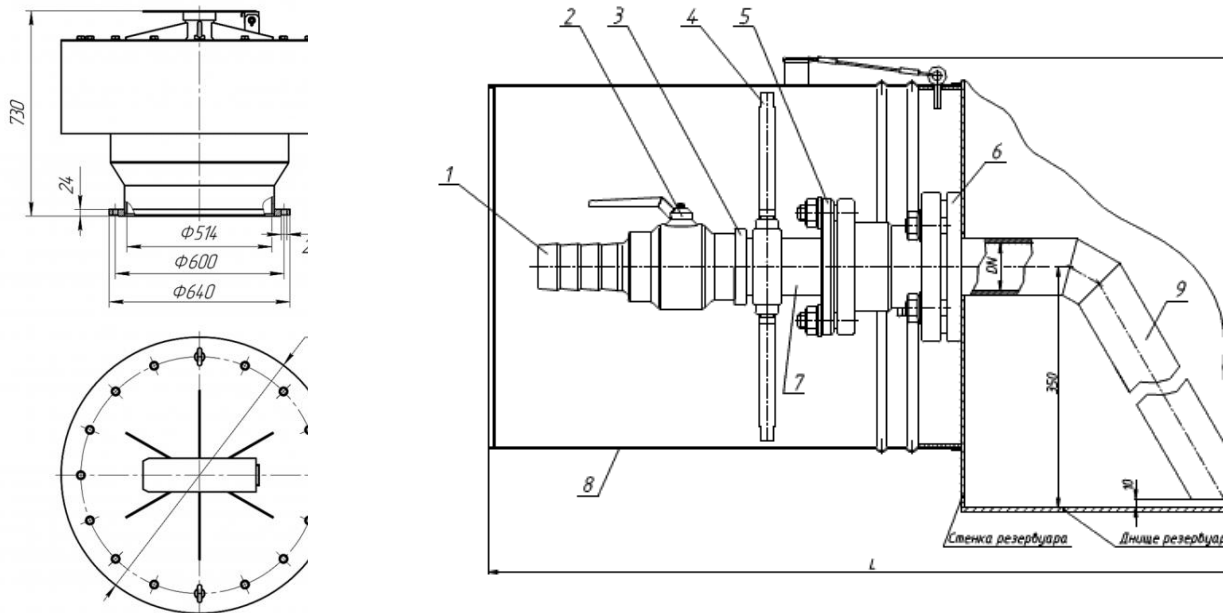
Лист

139

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

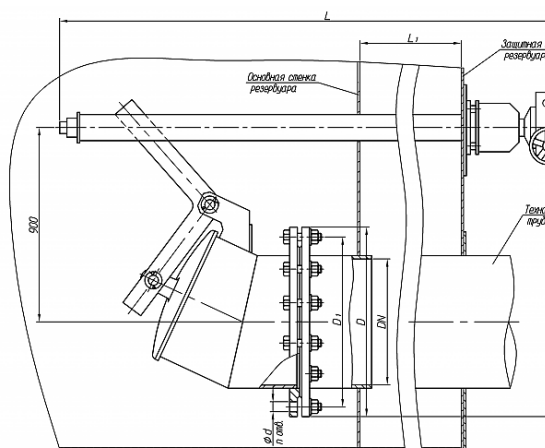
(общий вид)

Технологические схемы оборудования резервуара вертикального
стального

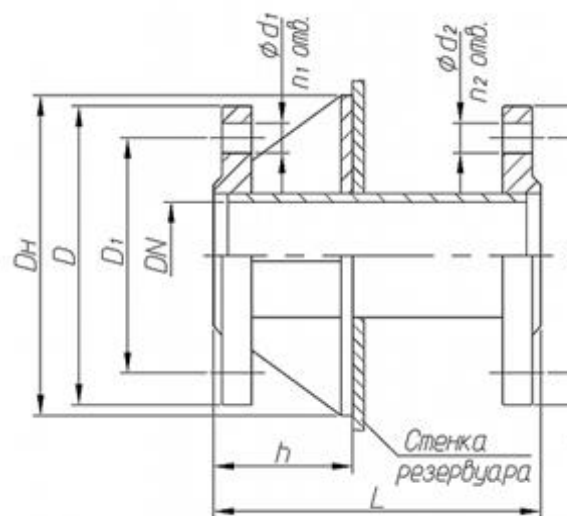


Предохранительный клапан

Сифонный кран: 1-переходник; 2-кран шаровый, 3,6-фланец; 4-ручка; 5-гранд-буksа; 7-труба горизонтальная; 8-кожух; 9-отвод



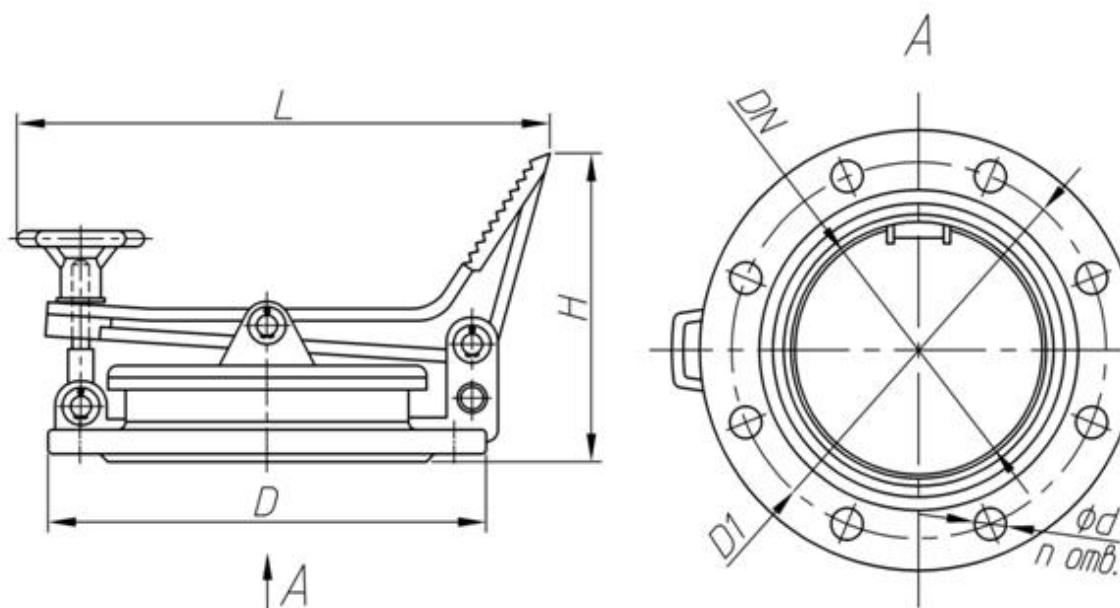
Хлопушка



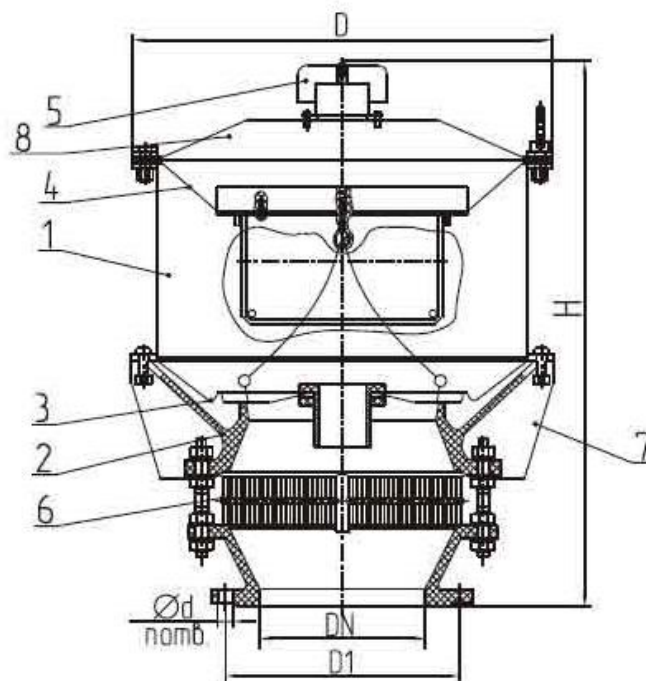
Приёмно-раздаточное устройство

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Приложение Б
(продолжение)

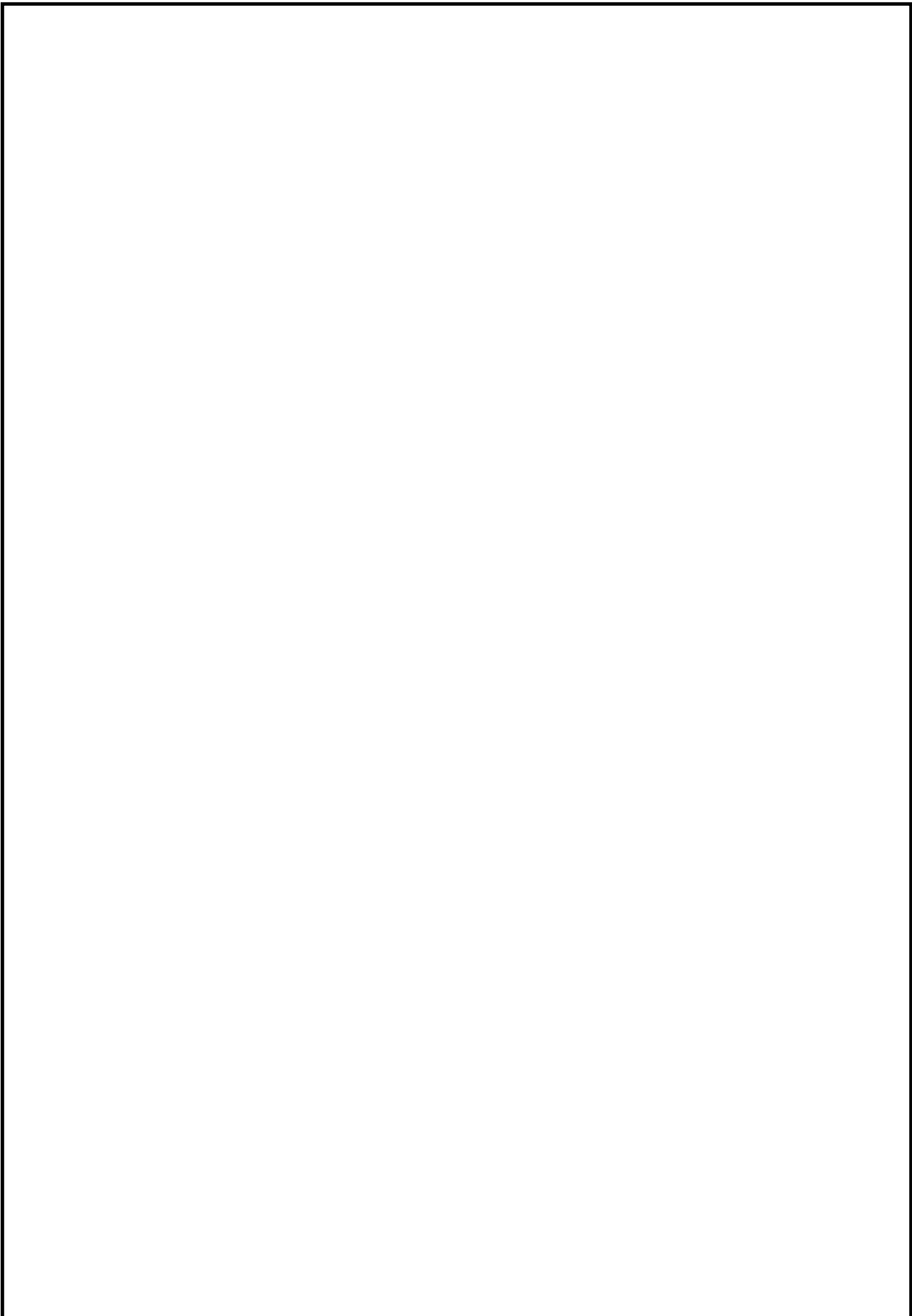


Люк замерный



Клапан дыхательный типа НКДМ: 1 – корпус клапана, 2 – корпус нижний в сборе, 3 – мембрана нижняя в сборе, 4 – диафрагма верхняя, 5- грибок, 6- огнепреграждающий элемент, 7- кожа, 8- крышка.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата



					Приложение	Лист
						142
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		