

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»  
 Отделение нефтегазового дела

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

<b>Тема работы</b>
<b>«Организационно-техническое обеспечение эксплуатации насосных установок для сифонного слива бензина из железнодорожных цистерн»</b>

УДК 621.649.74:622.692.234

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СА	Метелёва В.О.		01.06.2022

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		01.06.2022

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН, ШБИП	Былкова Т.В.	канд.экон.наук		01.06.2022

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев М.В.	-		01.06.2022

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н.		01.06.2022

## РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

По основной образовательной программе подготовки бакалавров

По направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Код компетенции	Наименование компетенции
<b>Универсальные компетенции</b>	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(-ых) языке(-ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально- историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
УК(У)-10	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
<b>Общепрофессиональные компетенции</b>	
ОПК(У)-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания
ОПК(У)-2	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
ОПК(У)-3	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
ОПК(У)-4	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
ОПК(У)-5	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности
ОПК(У)-6	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии
ОПК(У)-7	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
<b>Профессиональные компетенции</b>	
ПК(У)-1	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-2	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-3	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-4	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-5	Способен обеспечивать заданные режимы эксплуатации нефтегазотранспортного оборудования и контролировать выполнение производственных показателей процессов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки
ПК(У)-6	Способен проводить планово-предупредительные, локализационно-ликвидационные и аварийно-восстановительные работы линейной части магистральных газонефтепроводов и перекачивающих станций
ПК(У)-7	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-8	Способен использовать нормативно-технические основы и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности работы объектов трубопроводного транспорта углеводородов

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и про-  
дуктов переработки»  
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

\_\_\_\_\_ Брусник О.В.  
 (Подпись) (Дата)  
 (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8СА	Метелёвой Вере Олеговне

Тема работы:

«Организационно техническое обеспечение эксплуатации насосных установок для сифонного слива бензина из железнодорожных цистерн»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 15.02.2022 № 46-45/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

10.06.2022 г.

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. провести гидравлического расчёт трубопроводных коммуникаций и определить диаметра трубопровода для сифонного слива бензина из железнодорожных цистерн;</li> <li>2. рассчитать необходимый напор насоса для слива бензина из железнодорожных цистерн и подобрать насосную установку;</li> <li>3. провести прочностной расчет патрубка для слива бензина из железнодорожной цистерны</li> </ol> Объект исследования: проектируемая распределительная нефтебаза, находящаяся на территории Томской области.
---------------------------------	--

<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Провести литературный анализ по современным технологиям отпуска бензина из железнодорожных цистерн. Рассчитать параметры и подобрать насосную установку для сифонного слива бензина из железнодорожных цистерн на проектируемой нефтебазе.
<b>Перечень графического материала</b>	1.Технологическая схема спроектированной нефтебазы; 2.Технологическая схема железнодорожной сливной эстакады; 3.Технологическая схема резервуара вертикального стального типа РВС – 2000; 4.Технологическая схема железнодорожной цистерны; 5.Алгоритм подбора насосной установки для слива бензина из ж/д цистерн; 6.Алгоритм прочностного расчёта патрубка для слива бензина из ж/д цистерн.
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Былкова Т.В., доцент
«Социальная ответственность»	Гуляев М.В., старший преподаватель

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	18.02.2022
---	------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Чухарева Наталья Вячеславовна	к.х.н., доцент		18.02.2022

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СА	Метелёва Вера Олеговна		18.02.2022

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б8СА	Метелёва Вера Олеговна

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	Отделение нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Стоимость ресурсов определялась по средней рыночной стоимости. Оклады в соответствии с окладами сотрудников организации.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	30 % премии к заработной плате; 20 % надбавки за профессиональное мастерство; 1,3% районный коэффициент для расчета заработной платы.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	отчисления во внебюджетные фонды – 30,2%.

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

4. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Представить оценку коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения
5. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Разработать план научно-исследовательских работ и рассчитать затраты

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

1. Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений
2. Матрица SWOT
3. Перечень этапов, работ и распределение исполнителей
4. Временные показатели проведения научного исследования
5. Календарный план график проведения НИР по теме
6. Материальные затраты
7. Баланс рабочего времени
8. Расчет основной заработной платы
9. Отчисления во внебюджетные фонды
10. Расчет бюджета затрат НИИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	18.02.2022
--	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН, ШБИП	Былкова Татьяна Васильевна	канд.экон.наук		18.02.2022

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СА	Метелёва Вера Олеговна		18.02.2022

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b> 3-2Б8СА		<b>ФИО</b> Метелёва Вера Олеговна	
<b>Школа</b>	<b>Инженерная школа природных ресурсов</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	<b>Отделение нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

«Организационно-техническое обеспечение эксплуатации насосных установок для сифонного слива бензина из железнодорожных цистерн»

**Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:**

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения

Объект исследования: Организационно-техническое обеспечение эксплуатации насосных установок для сифонного слива бензина из железнодорожных цистерн  
Область применения: нефтебаза

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

**1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:**

- специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;
- организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

1. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 13.04.2021) [45].
2. Приказ Ростехнадзора от 07.11.2016 N 461 (ред. от 15.01.2018) Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности Правила промышленной безопасности складов нефти и нефтепродуктов (Зарегистрировано в Минюсте России 30.11.2016 N 44503) [46].
3. Приказ от 16 декабря 2020 г. N 915н об утверждении правил по охране труда при хранении, транспортировании и реализации нефтепродуктов [47].

**2. Производственная безопасность:**

- 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов
- 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия

Вредные факторы:

- повышенная загазованность воздуха рабочей зоны;
- повышенный уровень шума
- повышенный уровень вибрации;
- производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего;
- отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения;

	<p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– движущиеся транспортные средства, грузоподъемные механизмы (подъемные сооружения), перемещаемые материалы, подвижные части оборудования и инструмента;</li> <li>– производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов под действие которого попадает работающий;</li> <li>– пожаровзрывоопасность на объекте;</li> <li>– расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности пола (земли).</li> </ul>
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	<p>Атмосфера: выброс паров нефтепродуктов.</p> <p>Гидросфера: попадание загрязняющих веществ (нефть, нефтепродукты) в сточные воды через трубопроводы.</p> <p>Литосфера: загрязнение почвы производственными отходами, изменение морфологии участков земной поверхности.</p>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<p>Возможные ЧС: ЧС природного характера, террористические акты, военные действия, взрывы, пожары.</p>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	28.02.2022
---	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович	-		28.02.2022

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СА	Метелёва Вера Олеговна		28.02.2022



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»  
 Уровень образования бакалавриат  
 Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2021/2022 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы: 10.06.2022 г.

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
18.02-29.02.2022	<i>Введение</i>	5
07.03-16.03.2022	<i>Обзор литературы</i>	20
21.03-25.03.2022	<i>Объект и методы исследования</i>	10
26.03-03.04.2022	<i>Расчеты и аналитика</i>	15
04.04-07.04.2022	<i>Результаты исследования</i>	15
08.04-17.04.2022	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
25.04-03.05.2022	<i>Социальная ответственность</i>	10
16.05-20.05.2022	<i>Заключение</i>	5
23.05-28.05.2022	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		18.02.2022

**СОГЛАСОВАНО:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Брусник О.В.	к.п.н		18.02.2022

## Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 119 страницы, 32 рисунка, 28 таблиц, 70 источников, 4 приложения.

*Ключевые слова:* насосные установки, сифонный слив, бензин, железнодорожная цистерна, железнодорожная эстакада, нефтебаза, транспортировка нефтепродуктов.

*Объект исследования:* распределительная нефтебаза.

*Цель работы:* выбор технического решения для приема светлых нефтепродуктов из железнодорожных цистерн.

*Метод проведения исследования:* гидравлический расчёт трубопроводных коммуникаций для сифонного слива бензина из железнодорожных цистерн с рекомендуемой средней скоростью в 1,5 м/с для сливаемых углеводородов вязкостью 0,7 мм<sup>2</sup>/с выполнен на основе методики «Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов» Тугунова П.И. и соавторов.

Прочностной расчет патрубка для слива бензина с наружным диаметром 89 мм и толщиной стенки 6 мм из железнодорожной цистерны был выполнен в соответствии с ГОСТ 32388-2013 при помощи программного продукта «START-PROF».

*Результаты исследования:* Полученные данные расчета, необходимого напора насоса для слива бензина из железнодорожных цистерн, позволили провести выбор оптимального насосного агрегата, обеспечивающего требуемый режим подачи бензина в приемочный резервуар.

По найденной величине напора  $H = 30,5$  метров и требуемому расходу слива  $Q = 0,08 \text{ м}^3/\text{с} = 288 \text{ м}^3/\text{ч}$ . был предложен тип насоса НПВ 300-60 с номинальным напором 60 метров и номинальной подачей 300 м<sup>3</sup>/ч.

*Область применения:* проведение технологических мероприятий при транспортировке нефтепродуктов железнодорожным транспортом.

					Организационно-техническое обеспечение эксплуатации насосных установок для сифонного слива бензина из железнодорожных цистерн			
Изм.	Лист	№ докум.№	Подпи-	Да-	Реферат	Лит.	Лист	Листов
Разраб.	Ра-	Метелёва					10	119
Руковод.		Чухарева						
Рук-ль	ООП	Брусник О.В.						
						Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8СА		

## Abstract

The final qualifying work contains 119 pages, 32 figures, 28 tables, 70 sources, 4 applications.

*Key words:* pumping units, siphon discharge, gasoline, railway tank car, railway overpass, tank farm, transportation of petroleum products.

*Object of study:* distribution tank farm.

*The purpose of the work:* the choice of a technical solution for the reception of light oil products from railway tanks.

*Research method:* hydraulic calculation of pipeline communications for siphon discharge of gasoline from railway tanks with a recommended average speed of 1.5 m/s for drained hydrocarbons with a viscosity of 0.7 mm<sup>2</sup>/s was performed on the basis of the methodology "Typical calculations in the design and operation of tank farms and oil pipelines" Tugunova P.I. and co-authors.

The strength calculation of a branch pipe for draining gasoline with an outer diameter of 89 mm and a wall thickness of 6 mm from a railway tank was performed in accordance with GOST 32388-2013 using the START-PROF software product.

*Results of the study:* The obtained calculation data of the required pressure of the pump for draining gasoline from railway tanks made it possible to select the optimal pumping unit that provides the required mode of supplying gasoline to the receiving tank.

According to the found head value  $H = 30.5$  meters and the required drain flow  $Q=0.08$  m<sup>3</sup>/s=288 m<sup>3</sup>/h. was proposed pump type NPV 300-60 with a nominal head of 60 meters and a nominal flow of 300 m<sup>3</sup>/h.

*Scope:* carrying out technological measures during the transportation of petroleum products by rail.

					Abstract	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

## Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

### Нормативные ссылки

В работе использованы ссылки на следующие нормативные документы:

ГОСТ 32513-2013	«Топлива моторные. Бензин неэтилированный»
ГОСТ 12.1.005-88	« Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»
ГОСТ 4610-49	«Оборудование сливо-наливное для горючих и легко-воспламеняющихся жидкостей»
ГОСТ 15150-69	«Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды»
ГОСТ 1510-84	«Нефть и нефтепродукты маркировка, упаковка, транспортирование и хранение»
ГОСТ ISO 17769-1-2014	«Насосы жидкостные и установки»
ГОСТ Р 53675-2009	«Насосы нефтяные для магистральных нефтепроводов»
ГОСТ 32388-2013	«Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия»
Приказ Министерство труда и социальной защиты Российской Федерации № 915н	«Об утверждении правил по охране труда при хранении, транспортировании и реализации нефтепродуктов»

					Организационно-техническое обеспечение эксплуатации насосных установок для сифонного слива бензина из железнодорожных цистерн						
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки						
<i>Разраб.</i>	<i>Метелёва В.О.</i>								<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Чухарева Н.В.</i>									12	119
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>								Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8СА		

### Определения:

В данной работе были применены следующие термины и определения:

Вагон-цистерна — вид подвижного состава железных дорог для перевозки жидкостей, в том числе: нефти и продуктов её переработки, химически активных и агрессивных жидких веществ (кислоты, щёлочи и др.), сжиженного газа (пропан-бутан, кислород), пищевых продуктов (вода, патока, вино, растительные масла) и др.

Нефтебаза — комплекс сооружений и устройств для приёма, хранения, перегрузки с одного вида транспорта на другой и отпуска нефти и нефтепродуктов.

Железнодорожная эстакада — инженерная конструкция из стали или сборного железобетона, оборудованную рабочими площадками, опорами, мостками и переходами.

Насос — гидравлическая машина, преобразующая механическую энергию приводного двигателя или мускульную энергию (в ручных насосах) в энергию потока жидкости, служащую для перемещения и создания напора жидкостей всех видов, механической смеси жидкости с твёрдыми и коллоидными веществами или сжиженных газов.

Насосный агрегат — это комплекс устройств, состоящий из соединённых между собой насоса или нескольких насосов, приводящего двигателя и передачи.

Нефтепродукты — смеси углеводородов и некоторых их производных, а также индивидуальные химические соединения, получаемые при переработке нефти и используемые в качестве топлив, смазочных материалов, электроизоляционных сред, растворителей, дорожных покрытий, нефтехимического сырья и для других целей.

### Обозначения и сокращения:

НБ – нефтебаза;

Ж/Д – железнодорожная;

УВ – углеводороды;

МН – магистральный нефтепровод;

РП – резервуарный парк;

НП – нефтепродукты;

НА – насосный агрегат;

УСН – установка нижнего слива.

					Определения, обозначения, сокращения и нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

## Оглавление

Введение.....	16
1. Классификация нефтебаз и емкости для транспортировки нефтепродуктов .....	17
1.1. Определение, состав и свойства бензина .....	17
1.2. Классификация, структура и назначение нефтебаз .....	19
1.3. Оборудование для обеспечения существующих технологий слива нефтепродуктов из железнодорожных цистерн.....	22
1.4. Характеристика ёмкостей для транспортировки нефтепродуктов .....	28
2. Общие принципы технологий приема и отгрузки нефтепродуктов на нефтебазах ..	34
3. Характеристика объекта исследования .....	40
4. Назначение, основные характеристики и классификация насосного оборудования, применяемого на нефтебазах.....	45
4.1 Центробежные насосы .....	48
4.2 Поршневые насосы.....	51
4.3 Шестеренные насосы .....	52
5. Технологические расчеты .....	54
5.1 Гидравлический расчёт трубопроводных коммуникаций для сифонного слива бензина из железнодорожных цистерн.....	54
5.2 Прочностной расчет патрубка для слива бензина из железнодорожной цистерны.....	65
5.3 Расчет необходимого напора насоса для слива бензина из железнодорожных цистерн.....	68
6. Подбор насосного оборудования для приема бензина в резервуар при сливе из железнодорожной цистерны.....	69
6.1 Характеристика насосов вертикального типа, применяемых на нефтебазах, для перекачки нефтепродуктов.....	69
6.2 Выбор насосной установки для сифонного слива бензина из железнодорожных цистерн.....	76

					Организационно-техническое обеспечение эксплуатации насосных установок для сифонного слива бензина из железнодорожных цистерн			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.№</i>	<i>Подпи-</i>	<i>Да-</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Ра-</i>	<i>Метелёва</i>			Оглавление	<i>Лит</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Чухарева</i>						14	119
<i>Рук-ль</i>	<i>ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>				Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8СА		

7. Социальная ответственность.....	79
7.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	79
7.2 Производственная безопасность .....	82
7.3 Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению.....	83
7.4 Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению.....	86
7.5 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работающего.....	90
7.6 Экологическая безопасность .....	91
7.7 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	92
Заключение по разделу .....	95
8. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение .....	96
8.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения .....	96
8.2 Планирование научно-исследовательской работы .....	99
8.2.1 Структура работ в рамках научного исследования .....	99
8.2.2 Определение трудоемкости выполнения работы .....	100
8.2.3 Разработка графика проведения научного исследования .....	102
8.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ).....	104
8.3.1 Расчет материальных затрат НТИ.....	104
8.3.2 Основная заработная плата исполнителей темы .....	104
8.3.3 Дополнительная заработная плата научно-производственного персонала.....	106
8.3.4 Отчисления на социальные нужды.....	106
8.3.5 Накладные расходы .....	106
8.3.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта ...	107
Заключение.....	108
Список использованных источников.....	109
Приложение А.....	116
Приложение Б.....	117
Приложение В.....	118
Приложение Г .....	119

## Введение

*Актуальность выпускной квалификационной работы.* В настоящее время нефтепродукты являются наиболее распространенным продуктом, для отпуска которых потребителям, используют различные технические устройства и средства. Знание современных методик, нормативно-технических документов и технологий позволяет быстро и безопасно осуществлять проведение товарно–коммерческих операций и позволяет формировать грамотных специалистов, осуществляющих свою профессиональную деятельность в области нефтегазового дела. Поэтому выпускная квалификационная работа «Организационно-техническое обеспечение эксплуатации насосных установок для сифонного слива бензина из железнодорожных цистерн», актуальна.

*Цель работы:* выбор технического решения для приема светлых нефтепродуктов из железнодорожных цистерн.

*Для реализации поставленной цели, необходимо выполнить следующие задачи:*

1. проведение литературного анализа по современным технологиям отпуска бензина из железнодорожных цистерн;
2. дать характеристику объекту исследования;
3. проведение гидравлического расчёта трубопроводных коммуникаций и расчёт необходимого напора насоса для сифонного слива бензина из железнодорожных цистерн;
4. подбор насосной установки для сифонного слива бензина из железнодорожной цистерны;
5. проведение прочностного расчета патрубка для слива бензина из железнодорожной цистерны.

					Организационно-техническое обеспечение эксплуатации насосных установок для сифонного слива бензина из железнодорожных цистерн			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	Введение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		Метелёва В.О.					16	119
<i>Руковод.</i>		Чухарева Н.В.						
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						
						Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8СА		



# 1 Классификация нефтебаз и емкости для транспортировки нефтепродуктов

## 1.1 Определение, состав и свойства бензина

Современные автомобильные и авиационные бензины должны удовлетворять нескольким видам требований, обеспечивающих долговечную, экономичную и исправную работу двигателя, и требованиям эксплуатации: иметь хорошую испаряемость, позволяющую получить однородную топливовоздушную смесь оптимального состава при любых температурах; иметь групповой углеводородный состав, обеспечивающий устойчивый, бездетонационный процесс сгорания на всех режимах работы двигателя; не изменять своего состава и свойств, при длительном хранении и не оказывать вредного влияния на детали топливной системы, резервуары, резинотехнические изделия и др. В последние годы экологические свойства топлива выдвигаются на первый план.

Бензин, согласно [1] – это бесцветная горючая жидкость, получаемая переработкой нефти. Бензины предусмотрены для работы в поршневых двигателях внутреннего сгорания с принудительным воспламенением от искры. Бензин является самой легкой фракцией из жидких фракций нефти. Классификация бензина по назначению представлена на рисунке 1.



Рисунок 1 – Классификация бензина по назначению

Бензин – это смесь углеводородов, например, таких как:

- предельные углеводороды (около 25-61 %);
- непредельные (около 13-45 %);
- нафтеновые (около 9-71 %);
- ароматические (около 4-16 %) [2].

					Организационно-техническое обеспечение эксплуатации насосных установок для сифонного слива бензина из железнодорожных цистерн			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Метелёва В.О.</i>			Классификация нефтебаз и емкости для транспортировки нефтепродуктов	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>					17	119
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>				Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8СА		

Так же в состав бензина входят разнообразные примеси – серосодержащие, азотосодержащие и кислородосодержащие соединения и т.д. Содержание серы в автомобильном бензине варьируется от 0,05 до 0,1 %.

Бензины обладают легковоспламеняющимся свойством, а также являются бесцветными или немного желтыми жидкостями с высокой летучестью. Бензин в среднем имеет плотность 700-780 кг/м<sup>3</sup>, а температуру вспышки около 20-40 °С. Температура кипения от 30 до 200 °С. Температура застывания ниже минус 60 °С. При сгорании бензинов образуется вода и углекислый газ. Взрывчатые смеси появляются, когда концентрация паров в воздухе близится к 70—120 мг/м<sup>3</sup>.

В таблице 1 представлена классификация марок автомобильных бензинов в зависимости от октанового числа.

Таблица 1– Классификация автомобильных марок бензинов [3]

Марка бензина	Номер ГОСТ или ТУ	Октановое число	
		<i>моторный метод</i>	<i>исследовательский метод</i>
А-80	ТУ 38.001165-87	76	80
Аи-91	ТУ 38.1011225-89	82,5	91
А-92	ТУ 38.001165-87	83	92
Аи-93	ГОСТ 2084-77	85	93
Аи-95	ГОСТ 2084-77	87	95
Аи-98	ГОСТ 2084-77	89	98

Бензины являются малоопасными продуктами и по степени воздействия на организм человека относятся к 4-му классу опасности в соответствии с ГОСТ 12.1.007 [4].

Бензины обладают наркотическим действием, раздражают верхние дыхательные пути, слизистую оболочку глаз и кожу человека. Постоянный контакт с бензинами может вызвать острые воспаления и хронические экземы.

Предельно допустимая концентрация паров бензинов в воздухе рабочей зоны составляет 100 мг/м<sup>3</sup> в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.005 [5]. Бензины в соответствии с требованиями [6] представляют собой легковоспламеняющуюся жидкость с температурой самовоспламенения 255 - 370 °С.

Температурные пределы распространения пламени: нижний - минус 27 °С - минус 39 °С, верхний - минус 8 °С - минус 27 °С. Концентрационные пределы распространения пламени: нижний - 1,0 %, верхний - 6,0 % [3].

Каждая партия бензинов, выпускаемых в обращение и/или находящихся в обращении, должна сопровождаться документом о качестве продукции - паспортом, содержащим:

- 1 - наименование и обозначение марки бензина;
- 2 - наименование изготовителя (фамилию уполномоченного изготовителем лица) или импортера, или продавца, их местонахождение (с указанием страны);
- 3 - обозначение настоящего стандарта;
- 4 - нормативные значения и фактические результаты испытаний, подтверждающие соответствие бензинов данной марки требованиям настоящего стандарта и технического регламента ТР ТС 013/2011 [3].

## 1.2 Классификация, структура и назначение нефтебаз

Нефтебазами называются предприятия, состоящие из комплекса сооружений и установок, предназначенных для приема, хранения и отпуска нефтепродуктов потребителям. Основное их назначение – обеспечить бесперебойное снабжение промышленности, транспорта, сельского хозяйства и других потребителей нефтепродуктами в необходимом количестве и ассортименте: сохранение качества и сокращение до минимума их потерь в соответствии с [7].

**По принципу оперативной деятельности**, в соответствии с ГОСТ 4610-49 [8], нефтебазы делятся на перевалочные, распределительные и перевалочно-распределительные.

Перевалочные нефтебазы предназначены для перегрузки (перевалки) нефтепродуктов с одного вида транспорта на другой. Размещают их на берегах судоходных рек и морских портов, крупных железнодорожных магистралей, промежуточных перекачивающих станций. Перевалочные нефтебазы обычно играют роль конечного пункта МН.

Распределительные нефтебазы предназначены для непродолжительного хранения нефтепродуктов и снабжения ими потребителей обслуживаемого района. Их разделяют на нефтебазы оперативного и сезонного хранения. Последние предназначены для компенсации неравномерности подачи нефтепродуктов на оперативные нефтебазы.

Перевалочно-распределительные нефтебазы - совмещают функции перевалочных и распределительных нефтебаз.

Базы хранения - осуществляют прием, хранение и периодическое освежение нефтепродуктов.

					Классификация нефтебаз и емкости для транспортировки нефтепродуктов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

**По транспортным связям** нефтебазы делятся на железнодорожные, водные (речные, морские), водно-железнодорожные, трубопроводные, а также глубинные, которые представляют собой распределительные нефтебазы, расположенные на значительном расстоянии от железных дорог и водных путей и получающие нефтепродукты, в основном автомобильным транспортом, а в некоторых случаях — водным.

**По номенклатуре хранимых нефтепродуктов** различают нефтебазы общего назначения, только для легковоспламеняющихся (светлых) нефтепродуктов, только для горючих (темных) нефтепродуктов [8].

Основные операции на нефтебазе представлены на рисунке 2.

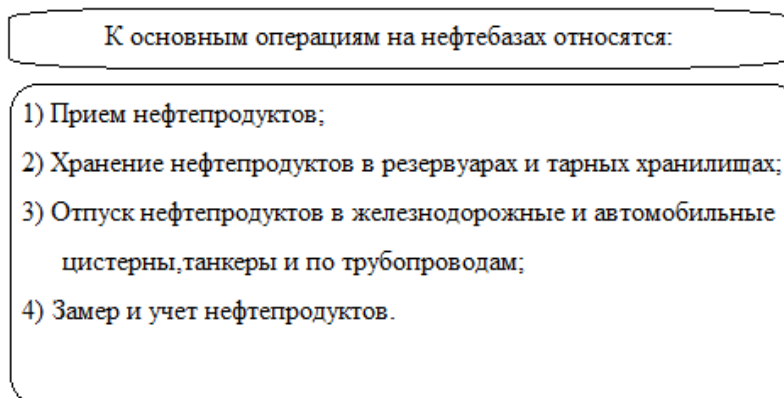


Рисунок 2 – Перечень основных операций на нефтебазах [7]

Вспомогательные операции на нефтебазе представлены на рисунке 3.

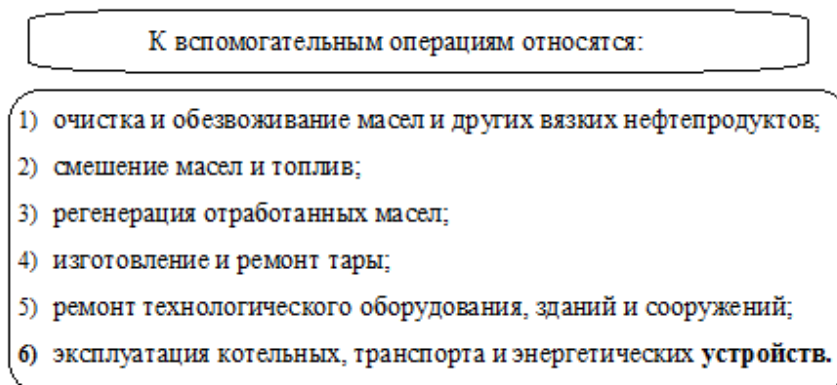


Рисунок 3 – Перечень вспомогательных операций на нефтебазах [7]

## Структура нефтебазы.

Территория нефтебазы в общем случае разделена на 7 зон:

- 1) железнодорожных операций;
- 2) водных операций;
- 3) хранения нефтепродуктов;
- 4) оперативная;
- 5) очистных сооружений;
- 6) вспомогательных сооружений;
- 7) административно-хозяйственная [7].

К основным показателям характеризующим мощность нефтебаз, относятся:

- 1) грузооборот нефтепродуктов в тыс. т/год;
- 2) вместимость резервуарного парка в тыс. м<sup>3</sup> [8].

На рисунке 4 показана технологическая схема перевалочно-распределительной нефтебазы. В состав объектов нефтебазы входят: причальное сооружение I; автоналивная эстакада II; резервуарный парк светлых нефтепродуктов III; резервуарный парк темных нефтепродуктов IV; узел учёта V; камера приёма очистного устройства VI; разливочная VII; насосные VIII; нулевой подземный резервуар IX; сливная железнодорожная эстакада X [9].

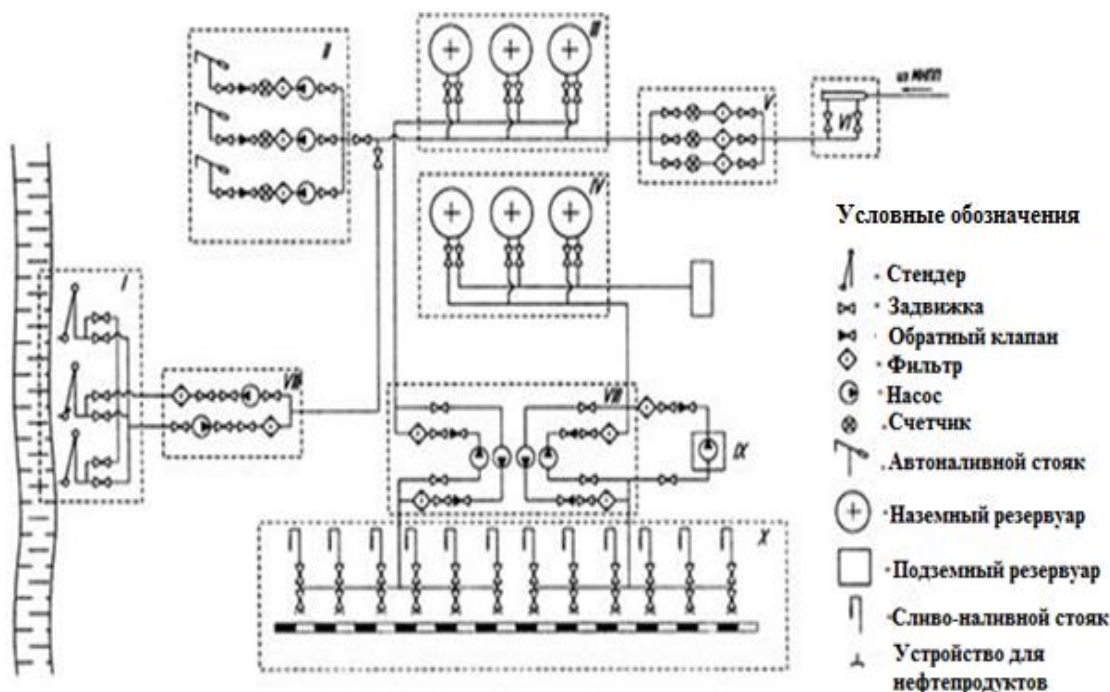


Рисунок 4 – Принципиальная технологическая схема перевалочно-распределительной нефтебазы [9]

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

### 1.3 Оборудование для обеспечения существующих технологий слива нефтепродуктов из железнодорожных цистерн

В соответствии с [10] оборудованием для обеспечения существующих технологий слива нефтепродуктов из железнодорожных цистерн являются установки нижнего слива светлых нефтепродуктов из железнодорожных вагонов-цистерн типа УСН.

Большинство видов нефтепродуктов и нефтей транспортируются железнодорожными (ж/д) цистернами от мест добычи до нефтеперерабатывающего завода (НПЗ), между НПЗ и от НПЗ до нефтебаз и складов хранения. От времени организации слива зависит эффективность использования ж/д цистерн. Слив нефтепродуктов осуществляется на сливо-наливных или сливных эстакадах. Технология слива осуществляется через донный клапан при открытой крышке заливного люка ж/д цистерны. Открытие донного клапана осуществляется из заливного люка при помощи винтового механизма.

Система приемки продукта из ж/д цистерн состоит из установок слива (по одной на каждую ж/д цистерну), присоединенных к сливным коллекторам различных продуктов, которые принимаются на конкретном объекте. Каждый коллектор, как правило, соединен отдельным трубопроводом с насосом, перекачивающим конкретный продукт в соответствующий резервуар.

Установки типа УСН предназначены для обеспечения нижнего слива светлых нефтепродуктов из железнодорожных вагонов-цистерн на нефтеналивных станциях нефтебаз.

В соответствии с [11], установки предназначены для применения во взрывоопасных зонах класса 1 в которых возможно образование взрывоопасных смесей категории ПА.

Установки изготавливаются следующих типов:

1. УСН – 175 – установка нижнего слива с условным проходом 175 мм, диапазоном обслуживания 4 м представлена на рисунок 5;
2. УСН – 150 – установка нижнего слива с условным проходом 150 мм, диапазоном обслуживания 4 м представлена на рисунке 6 и рисунке 7.

Технические характеристики УСН-150 и УСН-175 приведены в таблице 2.

					Классификация нефтебаз и емкости для транспортировки нефтепродуктов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

Таблица 2 – Технические характеристики УСН-150 и УСН-175 [12]

Наименование параметра, размера	Норма	
	УСН-150	УСН-175
Диапазон обслуживания	4 м	4 м
Диаметр условного прохода, мм	150	150
Условное давление, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	0,4 (4)	
Сопротивление заземления между головкой присоединительной и контуром заземления, Ом, не более	10	
Диапазон температур окружающей среды °С -для климатического исполнения У -для климатического исполнения ХЛ, УХЛ	От -40 до +50 От -60 до +50	
Зона подключения установки к патрубку сливного прибора вагона-цистерны, м, не менее	± 2	
Уклон патрубков установки относительно горизонтальной плоскости, град, не менее	1,0	

Установки изготавливаются в климатическом исполнении У и ХЛ категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69 [13].

Установка нижнего слива УСН – 175 У1 ТУ 3689-186-05806720-2002.

Расшифровка условного обозначения установки:

УСН – установка нижнего слива;

175 – условный проход, мм;

4- диапазон обслуживания;

У – климатическое исполнение;

1 - категории размещения.

Установка работает следующим образом:

1. из гаражного положения установку по горизонтальной плоскости перемещают в рабочую зону с помощью ручек, приваренных к угловым коленам таким образом, чтобы раструб патрубка сливного прибора – цистерны соосно установился с центром корпуса головки присоединительной;
2. подсоединить и закрепить головку присоединительную к патрубку сливного прибора вагона-цистерны;
3. открыть запорную арматуру сливного трубопровода;
4. произвести слив нефтепродукта из вагона-цистерны;
5. отсоединить головку присоединительную от патрубка сливного прибора вагона-цистерны;
6. установить установку в гаражное положение;
7. закрыть запорную арматуру сливного трубопровода.

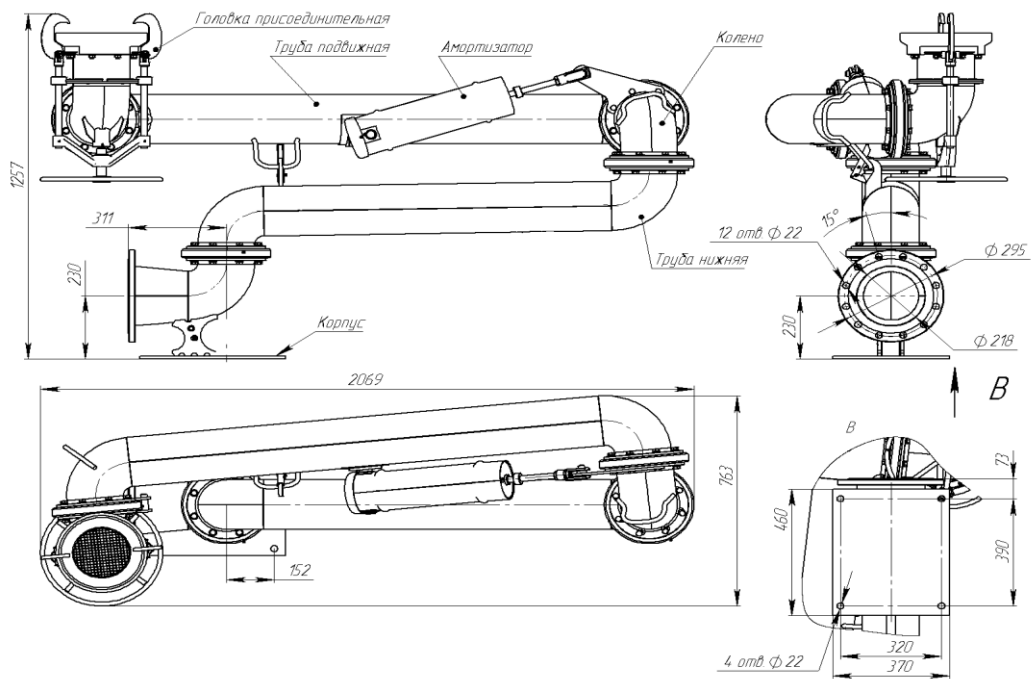


Рисунок 5 – Установка УСН - 175.4 [12]

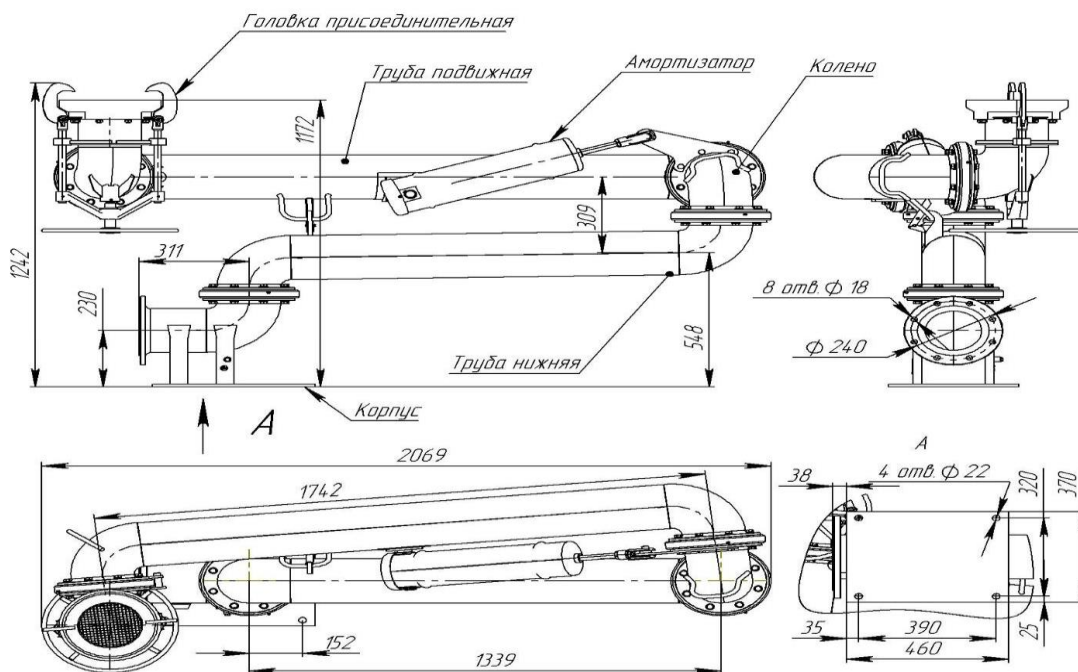


Рисунок 6 – Установка УСН - 150.4 [12]

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Классификация нефтебаз  
и емкости для транспортировки нефтепродуктов

Лист

24



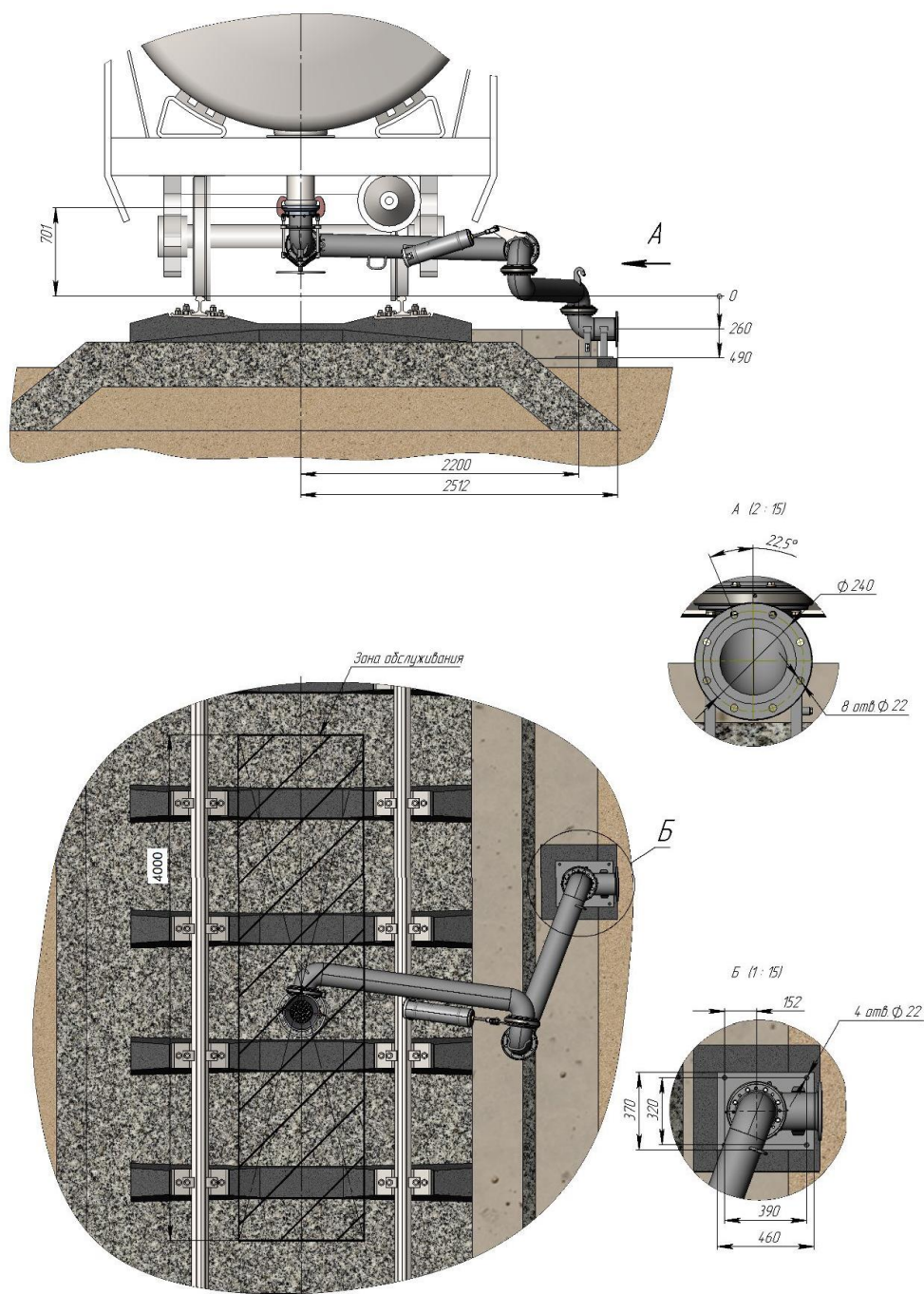


Рисунок 7 – Установка нижнего слива УСН - 150.4. [12]

Установка нижнего слива с насосом УСН-100НС с диаметром условного прохода 100 мм, представленная на рисунке 8, предназначена для автоматизированного нижнего слива нефти, нефтепродуктов и других жидкостей из железнодорожных вагонов-цистерн с подачей до резервуара без использования насосной станции. Установка после насоса обратного клапана позволяет автоматизировать технологию слива без применения управляемых задвижек.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

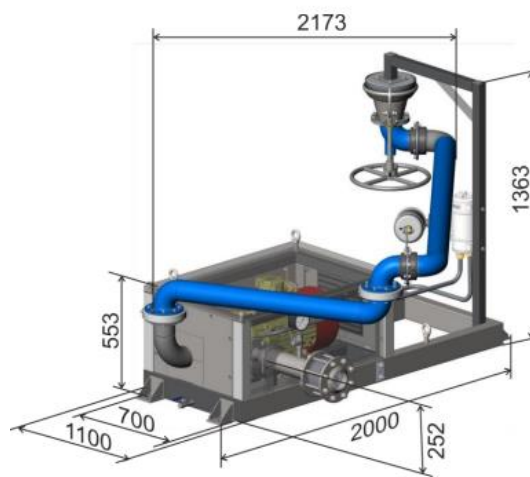


Рисунок 8 – Установка нижнего слива с насосом УСН-100НС [10]

Таблица 3 – Технические характеристики УСН-100НС [10]

Наименование параметра, размера	Норма
	УСН-100НС
Диапазон обслуживания	4 м
Диаметр условного прохода, мм	100
Условное давление, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	0,4 (4)
Сопротивление заземления между головкой присоединительной и контуром заземления, Ом, не более	10
Подача электронасоса, м <sup>3</sup> /ч (л/с)	50 (13,9)
Напор электронасоса, м	50
КПД электронасоса, %	66
Мощность электродвигателя насоса, кВт	15,0
Диапазон температур окружающей среды °С -для климатического исполнения У -для климатического исполнения ХЛ, УХЛ	От -40 до +50 От -60 до +50
Масса, кг, не более	320
Зона подключения установки к патрубку сливного прибора вагона-цистерны, м, не менее	± 2, ± 3
Уклон патрубков установки относительно горизонтальной плоскости, град, не менее	1,0

Установки слива типа УСН Э-175 и УСН Э-150 с диаметром условного прохода 175мм. и 150мм, диапазоном обслуживания 4м. и 6м. с электрообогревом предназначены для нижнего слива нефти, вязких нефтепродуктов из железнодорожных вагонов-цистерн. Установка применяется в составе сливного комплекса с независимым разогревом продукта в цистерне. Применение саморегулирующегося обогревного кабеля на трубопроводах, с теплоизоляцией установки позволяет компенсировать теплопотери в процессе слива.

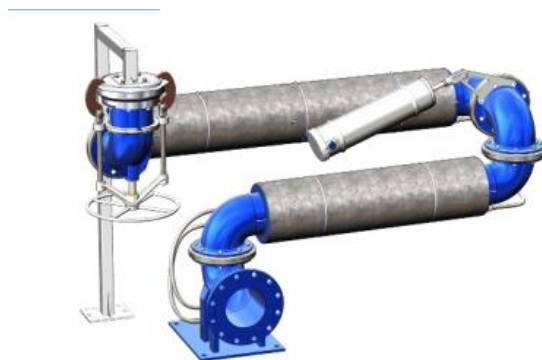


Рисунок 9 – Установки слива типа УСН Э-150 [10]

Таблица 4 – Технические характеристики УСН Э-150/Э-175 [10]

Наименование параметра, размера	Норма	
	УСН Э-150/Э-175	
Диапазон обслуживания	4 м/6 м	4 м/6 м
Диаметр условного прохода, мм	150	175
Условное давление, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	0,4 (4)	
Напряжение питания электрообогрева, В	230	
Потребляемая мощность, Вт	750	
Максимальная температура нагревательного элемента, °С	120	
Сопротивление заземления между головкой присоединительной и контуром заземления, Ом, не более	10	
Диапазон температур окружающей среды °С -для климатического исполнения У -для климатического исполнения ХЛ, УХЛ	От -40 до +50 От -60 до +50	
Масса, кг, не более	180	
Зона подключения установки к патрубку сливного прибора вагона-цистерны, м, не менее	± 2 (для 4) / ± 3 (для 6)	
Уклон патрубков установки относительно горизонтальной плоскости, град, не менее	1,0	

Установки слива типа УСН-175 и УСН-150 с диаметром условного прохода 175 мм. и 150 мм, диапазоном обслуживания 4 м. и 6 м. с паровым обогревом предназначены для нижнего слива нефти, вязких нефтепродуктов из железнодорожных вагонов-цистерн. Установка применяется в составе сливного комплекса с независимым разогревом продукта в цистерне. Применение паровой рубашки с теплоизоляцией, на трубопроводах установки позволяет компенсировать теплопотери в процессе слива.



Рисунок 10 – Установки слива типа УСН-175 [10]

Таблица 5 – Технические характеристики УСН-150 / УСН-175 [10]

Наименование параметра, размера	Норма	
	УСН-150 / УСН-175	
Диапазон обслуживания	4 м/6 м	4 м/6 м
Диаметр условного прохода, мм	150	175
Условное давление, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	0,4 (4)	
Давление подводимого пара, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	0,4 (4)	
Сопротивление заземления между головкой присоединительной и контуром заземления, Ом, не более	10	
Диапазон температур окружающей среды °С -для климатического исполнения У -для климатического исполнения ХЛ, УХЛ	От -40 до +50 От -60 до +50	
Масса, кг, не более	210/260	
Зона подключения установки к патрубку сливного прибора вагона-цистерны, м, не менее	± 2 (для 4) / ± 3 (для 6)	
Уклон патрубков установки относительно горизонтальной плоскости, град, не менее	1,0	

#### 1.4 Характеристика ёмкостей для транспортировки нефтепродуктов

Согласно [14] нефть и нефтепродукты транспортируют следующими видами транспорта:

- по магистральным нефтепроводам и нефтепродуктопроводам;
- железнодорожным транспортом;
- автомобильным транспортом;
- воздушным транспортом;
- морским и речным транспортом.

Допускается транспортировать нефть и нефтепродукты в транспортных средствах, не имеющих внутренних защитных покрытий и введенных в эксплуатацию до 01.01.1993.

Для транспортировки нефти воздушный транспорт из-за высокой себестоимости практически не применяют. Его используют лишь для снабжения нефтепродуктами отдельных пунктов на Крайнем Севере, дрейфующих станций и зимовок в Арктике. Как правило, доставка нефтепродуктов воздушным транспортом осуществляется в бочках.

Основным транспортом для перевозки нефти и нефтепродуктов водным способом являются морские и речные танкеры, представленные на рисунке 14, баржи морские и речные (лихтеры). Водные нефтеперевозки, в сравнении с железнодорожными, снижают затраты на 10-15%, и на 40% в сравнении с автомобильными.

Нефть и нефтепродукты также транспортируют в железнодорожных цистернах (рисунок 11) и автомобильных цистернах (рисунок 13), оборудованных приборами нижнего налива и слива.

Железнодорожные цистерны, подаваемые для подготовки под налив, должны сопровождаться документом, содержащим наименование слитого нефтепродукта. При отсутствии указанного документа наименование слитого нефтепродукта устанавливают анализом остатка из цистерны.

Подаваемые под налив железнодорожные цистерны должны сопровождаться документом, содержащим наименование нефтепродукта, слитого из цистерн перед их подготовкой, наименование нефтепродукта, под налив которого цистерны подготовлены, и обозначение подготовки. Железнодорожные цистерны, вагоны и автоцистерны с нефтепродуктами пломбуют в соответствии с правилами перевозки грузов, действующими на железнодорожном и автомобильном видах транспорта [14].

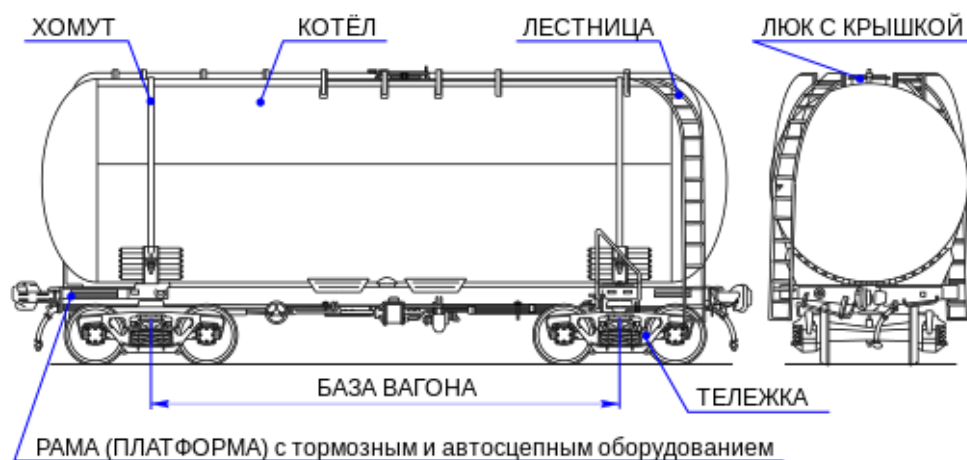


Рисунок 11 – Конструкция вагона-цистерны [15]

Кузов ж/д вагона представляет собой цилиндрическую емкость, закрытую с боков эллиптическими днищами. Емкости цистерн имеют различные устройства для загрузки / выгрузки, различающиеся в зависимости от перевозимого груза. Также в зависимости от перевозимого груза вагоны-цистерны могут иметь теплоизоляционное покрытие, оборудование для подогрева перевозимого груза, а также приборы контроля состояния груза. В ж/д цистернах рамной конструкции нагрузки, возникающие в процессе движения поезда, воспринимаются несущей рамой, в безрамных цистернах функцию несущей рамы выполняют сами емкости. Дополнительно для повышения прочности и жесткости емкостей железнодорожных цистерн большого диаметра и длины емкости могут усиливаться кольцами-шпангоутами на наружной или внутренней поверхности.

Согласно [15] различаются следующие типы ж/д цистерн:

по типу:

- вагоны-цистерны общего назначения для перевозки нефтепродуктов;
- вагоны-цистерны специального назначения для перевозки определенных видов грузов.

по конструкции:

- ж/д цистерны с рамной конструкцией;
- ж/д цистерны с безрамной конструкцией.

по числу осей:

- четырехосные ж/д цистерны;
- шестиосные ж/д цистерны;
- восьмиосные ж/д цистерны.

по емкости:

- грузоподъемность вагонов-цистерн варьируется от 22,9 т до 125 т. Объем ж/д цистерны колеблется от 25,2 м<sup>3</sup> до 161,5 м<sup>3</sup>.

Автоцистернами (автомобилями-цистернами и автопоездамицистернами) называются автотранспортные средства, служащие для перевозки и временного хранения жидких, полужидких, газообразных, порошкообразных и сыпучих грузов [15].

					Классификация нефтебаз и емкости для транспортировки нефтепродуктов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

## Классификация резервуаров цистерн



Рисунок 12 – Классификация резервуаров цистерн [16]

Цистерны (резервуары автоцистерн) имеют различную форму, конструкцию и материал, что зависит от вида перевозимого груза и его свойств. Цистерны обычно выполняют сварными из листовой стали (малоуглеродистой, коррозионно-стойкой). При этом цистерны из малоуглеродистой стали могут иметь внутреннее противокоррозионное покрытие из эмали, свинца, цинка, пластмассы, эпоксидных смол и других материалов. Цистерны также могут быть изготовлены из алюминиевых сплавов или пластмасс, армированных внутри стекловолокном.

Автомобиль-цистерна, представленная на рисунке 13, предназначена для перевозки светлых нефтепродуктов состоит из базового шасси грузового автомобиля, на котором установлена цистерна, имеющая горловину для заправки и компенсации температурного расширения нефтепродукта, дыхательный клапан, ограничитель наполнения, отстойник с водоотделителем, указатель уровня нефтепродукта, волнорезы.

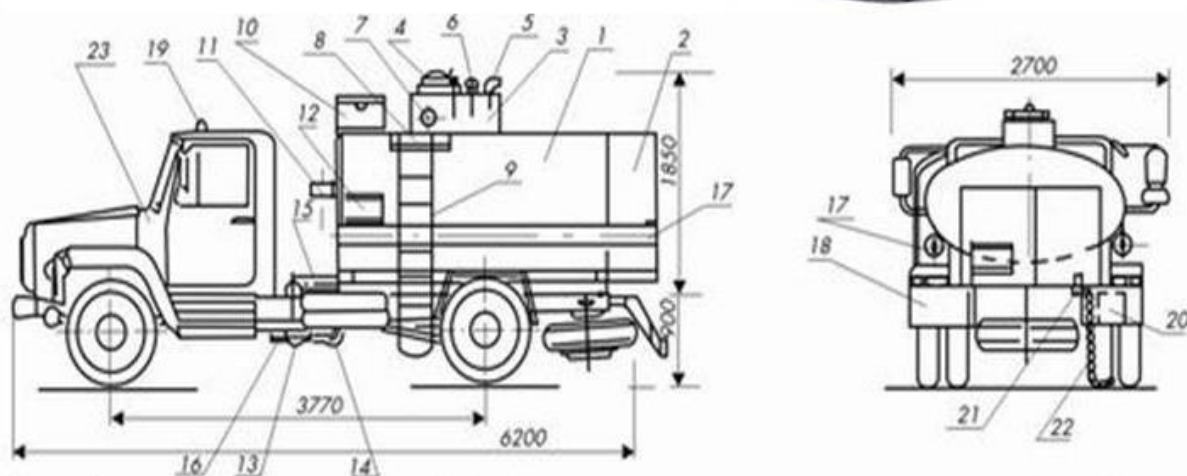


Рисунок 13 – Устройство автоцистерны для перевозки светлых нефтепродуктов: 1 – цистерна; 2 – отсек с оборудованием и схемой управления; 3 – горловина для расширения топлива; 4 – заливная горловина; 5 – дыхательный клапан; 6 – мерная линейка; 7 – мерное стекло; 8 – площадка для обслуживания; 9 – лестница; 10 – ящик для песка; 11 – кронштейн для огнетушителя; 12 – кронштейн для таблиц с обозначением марки топлива; 13 – насос; 14 – всасывающий трубопровод; 15 – напорный трубопровод; 16 – карданный вал; 17 – пеналы для шлангов; 18 – брызговики; 19 – проблесковый маячок; 20 – ящик для инструментов с клином заземления; 21 – розетка шнура заземления; 22 – цепь заземления; 23 – шасси [16]

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата



Танкер, представленный на рисунке 14, это судно, которое позволяет транспортировать жидкие грузы наливом. На сегодняшний момент в мировом океане работает более 7000 нефтяных танкеров с явным преобладанием количества перевозчиков сырой нефти.

Общая классификация нефтяных танкеров с точки зрения пожарной безопасности в соответствии с [17] делат на 2 категории:

1. Танкеры для перевозки сырой нефти и нефтепродуктов с температурой вспышки ниже 60° С и давлением паров ниже атмосферного.
2. Танкеры для перевозки нефтепродуктов с температурой вспышки свыше 60 °С.

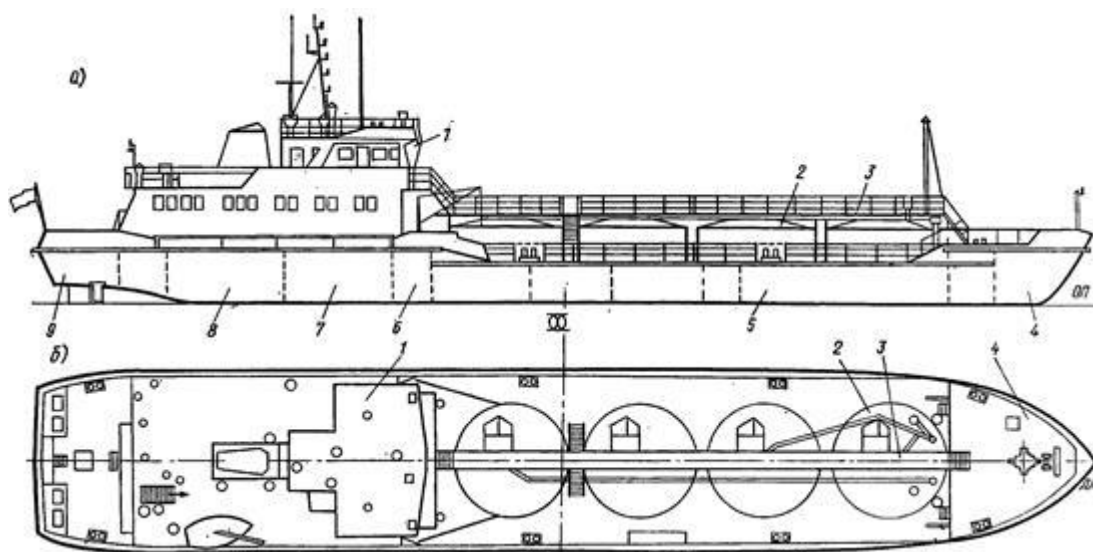


Рисунок 14 – Схема общего расположения танкера:

а – вид сбоку; б – план главной палубы; 1 – рулевая рубка; 2 – грузовые танки; 3 – переходный мостик; 4 – форпик; 5 – трюм; 6 – насосное отделение; 7 – дизель-генераторное отделение; 8 – машинное отделение; 9 – румпельное отделение [17]



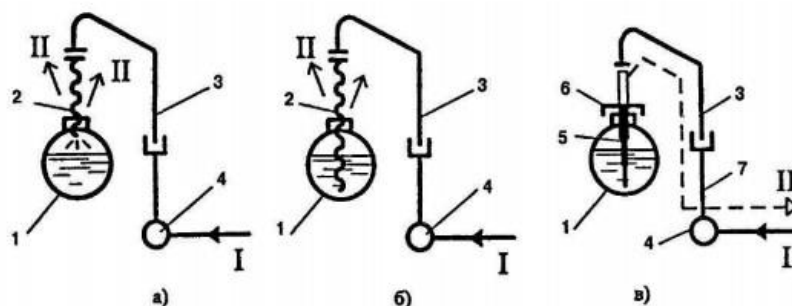


Рисунок 16 - Схемы налива железнодорожных цистерн

а) налив открытой струёй; б) налив закрытой струёй; в) герметичный налив

1 - цистерна; 2 - шланг; 3 - наливной стояк; 4 - коллектор; 5 - телескопическая труба; 6 - герметизирующая крышка; 7 - линия отвода паровоздушной смеси.[19]

Для проведения операций по сливу и наливу железнодорожных цистерн на нефтебазах оборудуются сливо-наливные эстакады, оборудованные сливо-наливными устройствами, подводными трубопроводами с коллекторами, насосами и другим оборудованием, позволяющим принимать цистерны всех типов. Нефтегрузовые операции на эстакадах могут проводиться одновременно с несколькими или одиночными цистернами, причем часто применять закрытый и открытый способы слива и налива цистерн.

К закрытому способу слива и налива нефтепродуктов относится такой способ, который применяют только при полной герметизации технологического оборудования и приборов, соединяющих цистерны с приемораздаточными трубопроводами. При такой системе герметизации исключается возможность контакта струи перекачиваемого нефтепродукта с атмосферным воздухом. Достоинством такого способа является и то, что сокращаются или даже исключаются потери нефтепродуктов от испарения и проливов, а также снижается пожароопасность [19].

К открытому способу слива и налива цистерн относится способ, при котором отсутствует полная герметизация оборудования и наблюдается разбрызгивание нефтепродукта.

При неисправных сливных приборах железнодорожных цистерн или отсутствии сливных устройств, для герметизированного слива нефтепродуктов применяют верхний (сифонный) слив. В связи с этим на всех действующих и вновь строящихся железнодорожных сливо-наливных установках должны быть предусмотрены устройства для обеспечения как нижнего, так и верхнего слива, с учетом того, что в парке действующих железнодорожных цистерн все еще находится значительная часть цистерн, не оборудованных нижними сливными приборами, отвечающими современным требованиям.

Способ верхнего слива цистерн по сравнению со способами нижнего слива имеет более сложные условия работы, связанные с затратой значительного времени на слив (особенно при организации работ по зачистке остатков нефтепродуктов из цистерн). В летний период при высоких температурах возникают трудности при сливе бензинов с высоким давлением насыщенных паров. Быстро изнашиваются прорезиненные напорно-всасывающие рукава, требуется большая численность обслуживающего персонала.

Верхний слив нефтепродуктов обладает целым рядом недостатков по сравнению с нижним:

- 1) часто имеют место значительные потери от испарения;
- 2) частые срывы насосов при сливе продуктов с высоким значением давления насыщенных паров.

Верхний налив применяется в настоящее время и используется значительно чаще вследствие большей простоты, хотя также обладает большими недостатками (повышенное испарение, пожарная опасность и т.д.) [19].

Технология нижнего слива осуществляется через донный клапан при открытой крышке заливного люка ж/д цистерны. Открытие донного клапана осуществляется из заливного люка при помощи винтового механизма.

Самотечный слив сифоном осуществляется при расположении резервуаров на более низкой отметке по отношению к вагону - цистерне. Сливной стояк будет являться сифоном, и с его помощью можно производить слив цистерн. Сифон заряжается при помощи ручного или вакуум-насоса. Для работы сифона необходимо, чтобы давление жидкости в наивысшей точке сифона было больше упругости паров перекачиваемой жидкости. При несоблюдении этого условия в верхней точке сифона перекачиваемая жидкость начнет вскипать и будет происходить разрыв струи. Производительность при самотечном сифонном сливе тем больше, чем больше разность уровней нефтепродукта в цистерне и в резервуаре, и чем меньше гидравлическое сопротивление сливной коммуникации. Однако, согласно [19], необходимо иметь в виду, что повышение разности уровней нефтепродукта и снижение сопротивления коммуникации может привести к срыву работы сифона и прекращению слива. Поэтому производительность слива должна быть согласована с сопротивлением участка коммуникации от входа жидкости в стояк до его высшей точки. Необходимо стремиться к сокращению сопротивления этого участка. Схема сифонного самотечного слива представлена на рисунке 16.

Перед наливом или сливом необходимо проверить положение и техническое состояние запорной арматуры на продуктовых коммуникациях, а также исправность всех сливона-

ливных устройств, плотность соединений телескопических труб или рукавов. Обнаруженная течь должна немедленно устраняться.

Под налив и слив должны подаваться исправные цистерны, соответствующие наливаемому нефтепродукту. Подготовку цистерн под налив нефтепродуктов производит железная дорога или грузоотправитель за счет железной дороги по соглашению, с соблюдением требований, предусмотренных типовым технологическим процессом подготовки цистерн. Перед сливом цистерн следует проверить целостность пломб отправителя с представителем железной дороги, затем проверить накладные и паспорта качества, отобрать пробы, измерив при этом плотность, температуру и высоту наполнения.

Слив нефтепродуктов должен производиться, как правило, закрытым (герметичным) способом через нижние сливные приборы цистерны и установки нижнего слива. Допускается производить слив легковоспламеняющихся нефтепродуктов через горловину цистерны. Слив нефтепродуктов из железнодорожных цистерн должен осуществляться принудительным способом (при помощи насосов) или самотеком в приемные резервуары. Для слива бензинов с высокой упругостью паров, при использовании несамовсасывающих центробежных насосов для верхнего слива из железнодорожных цистерн или при малом перепаде отметок между уровнем жидкости в резервуаре и осью насоса, должны использоваться устройства, обеспечивающие надежное всасывание и полный слив нефтепродукта из железнодорожных цистерн (вакуумные насосы, погружные эжекторы и т.п.) [20].

При самотечном сливе, согласно [20], в промежуточные заглубленные резервуары необходимо обеспечить одновременную откачку нефтепродукта из них в наземные резервуары. Промежуточные резервуары должны иметь вместимость, равную 75 % суммарной вместимости одновременно сливаемых цистерн. Производительность откачки нефтепродукта из этих резервуаров должна составлять не менее 50 % производительности их заполнения. При этом резервуар должен иметь защиту от перелива.

Время механизированного или самотечного налива или слива для всех одновременно подаваемых железнодорожных цистерн независимо от их грузоподъемности и типа нефтепродукта не должно превышать 2 часа.

Если нефтепродукт прибыл в несоответствующей цистерне (например, мазут, масло в цистерне с верхним сливом), по просьбе грузополучателя срок слива таких цистерн должен быть увеличен. При подаче под слив цистерн с неисправными нижними сливными приборами получателю предоставляется дополнительное время для слива (выгрузки) нефтепродукта по согласованию с начальником станции [18].

					Общие принципы технологий приема и отгрузки нефтепродуктов на нефтебазах	Лист 37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Подача под слив и налив железнодорожных цистерн допускается только после тщательной очистки железнодорожных путей от пролитых нефтепродуктов при сливе или наливе предыдущих цистерн. Разлитые во время сливоналивных операций нефтепродукты следует убрать, а зачищенные места засыпать песком. В период, когда слив или налив нефтепродукта не производится, цистерны не должны быть подсоединены к трубопроводам эстакады. Слив и налив нефтепродуктов во время грозы запрещается. Люки железнодорожных цистерн при грозе должны быть закрыты. Работникам, не связанным со сливоналивными операциями, находиться в зоне слива и налива нефтепродуктов запрещается.

Согласно [21] налив нефтепродуктов в железнодорожные цистерны должен производиться под слой жидкости (затопленной струей) без разбрызгивания и всплескивания до установленного уровня наполнения, с учетом возможного расширения от повышения температуры в пути следования.

Приемка нефтепродуктов производится лицами, уполномоченными на то руководителем нефтебазы. Эти лица несут ответственность за строгое соблюдение правил приемки нефтепродуктов. Приемка нефтепродуктов может проводиться маршрутами, отдельными партиями и одиночными цистернами. Масса нефтепродукта определяется грузополучателем по каждой цистерне. Масса нефтепродукта, измеренная объемно-массовым методом в железнодорожных цистернах, после слива должна быть сверена с массой в резервуаре. При приемке нефтепродуктов необходимо:

- получить сопроводительные транспортные документы;
- проверить техническое состояние цистерн (вагонов), наличие пломб и оттисков на них, исправность сливных приборов и устройств.

В целях избежания возможности замерзания высоковязких нефтепродуктов в наливных коммуникациях следует осуществлять циркуляцию нефтепродукта по ним. Для обеспечения циркуляции подача насосов должна быть на 30 % выше по сравнению с требуемой для налива.

По окончании налива, наливные устройства (рукава) должны выниматься из горловин люков цистерн только после стока из них нефтепродукта. После замера уровня нефтепродукта в цистерне крышка ее люка должна быть герметически (на прокладках) закрыта. Крышку следует закрывать осторожно, без ударов в соответствии с [21].

Работники перед наливом/сливом из железнодорожных цистерн должны:

- визуально определить степень загрязнения наружной и внутренней поверхностей цистерны;
- проверить отсутствие в цистернах посторонних предметов;

					Общие принципы технологий приема и отгрузки нефтепродуктов на нефтебазах	Лист 38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- установить внутри цистерн наличие мазеобразных отложений, льда или воды;
- установить наличие остатка нефтепродукта в котле цистерны;
- измерить количество остатка нефтепродукта, определить его марку и соответствие наливаемому нефтепродукту;
- проверить загрязненность (замазученность) колпака, крышки, рабочей площадки и лестницы цистерны;
- проверить техническое состояние шарнира крышки люка, спецлаза люка или выступа крышки, наличие бензостойкой резиновой прокладки в спецлазе люка;
- проверить техническое состояние гаек-барашков, обеспечивающих герметичность закрытия крышки колпака;
- установить наличие заглушки патрубка нижнего сливного прибора, прижимного винта или скобы заглушки и проверить их техническое состояние;
- проверить техническое состояние лестниц, крепления стенок, перил, поручней, ограждений и настила рабочих площадок.

Порядок действия обслуживающего персонала при работе с автоматизированными системами налива согласно [20]:

1. расставить железнодорожные цистерны в местах их налива/слива;
2. открыть люки железнодорожных цистерн;
3. вывести стояк из стационарного каплесборника или фиксатора гаражного положения (в зависимости от типа применяемой фиксации стояка на наливной эстакаде);
4. ручными манипуляциями подвести наливной наконечник в положение над горловиной цистерны;
5. опустить телескопическую трубу наливного наконечника в цистерну;
6. произвести фиксацию наливного наконечника;
7. из помещения для оператора получить разрешение на отпуск;
8. нажав кнопку «ПУСК», произвести налив;
9. по окончании налива произвести дефиксацию наливного наконечника;
10. извлечь наливной наконечник из горловины цистерны;
11. поднять телескопическую трубу наливного наконечника до фиксации;
12. ручными манипуляциями подвести наливной наконечник к стационарному каплесборнику или фиксатору гаражного положения;
13. завести стояк в стационарный каплесборник и зафиксировать в гаражном положении [20].

					Общие принципы технологий приема и отгрузки нефтепродуктов на нефтебазах	Лист 39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

### 3 Характеристика объекта исследования

Распределительные нефтебазы предназначены для непродолжительного хранения нефтепродуктов и снабжения ими потребителей обслуживаемого района.

Нефтебаза предназначена для приема, хранения и отпуска из железнодорожных цистерн в автомобильные цистерны бензина различных марок и дизельного топлива.

Основные объекты склада нефтепродуктов:

1. сливная железнодорожная эстакада;
2. резервуарный парк со стальными вертикальными резервуарами рвс-2000;
3. насосная станция, предназначенная для перекачки светлых нефтепродуктов;
4. фронт налива автоцистерн;
5. система технологических трубопроводов;
6. обеспечивающие инженерные системы.

2D модель проектируемой нефтебазы представлена на рисунке 17.

					Организационно-техническое обеспечение эксплуатации насосных установок для сифонного слива бензина из железнодорожных цистерн		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Метелёва В.О.</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				40	119
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>			Характеристика объекта исследования		
					Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8СА		



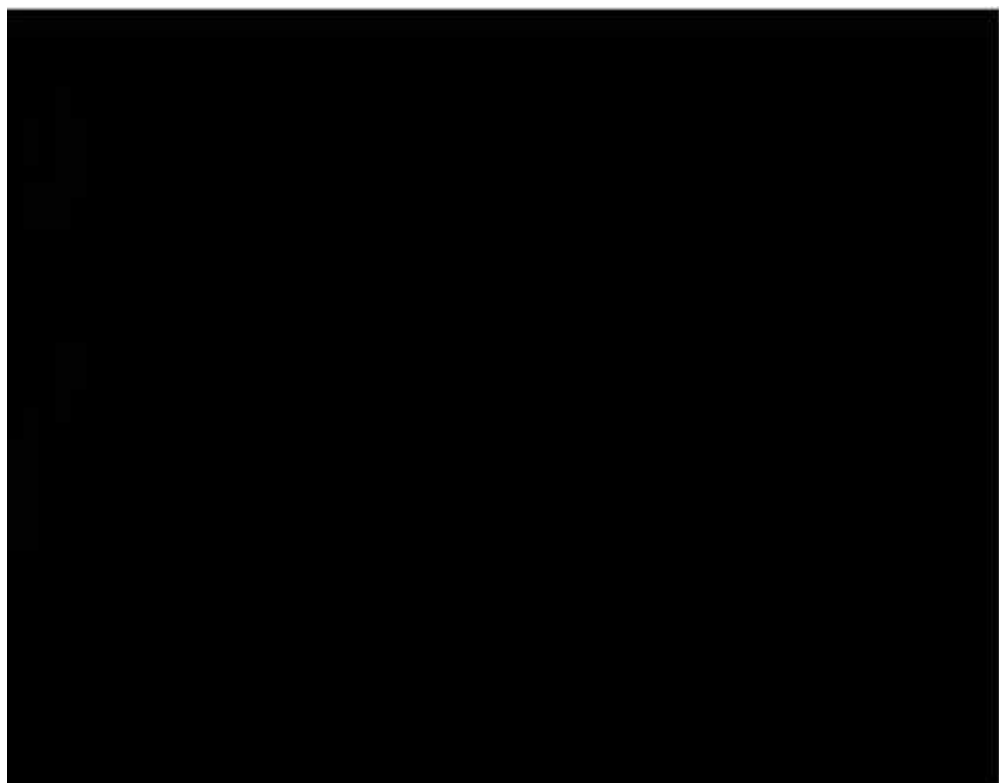


Рисунок 17 – 2D модель нефтебазы [22]

Слив нефтепродуктов (бензин и дизельное топливо) из ж/д цистерн производится на железнодорожной сливной эстакаде (Приложение Б) с помощью устройств нижнего налива УСН-150, представленной на рисунке 18. Нефтепродукты по трубопроводам самотеком направляются к насосам, установленным в насосной станции.

Согласно [23] в состав эстакады входит несколько устройств для слива и налива нефти, расположенных на расстоянии 4–6 метров друг от друга и соединенных общими коллекторами. Для каждого вида жидкостей, с которыми работает эстакада, создается отдельный коллектор, и в дополнение к ним обособленный коллектор для слива неисправных цистерн.

Внешне эстакады представляют собой длинные металлические галереи с эксплуатационными площадками, расположенными на высоте 3–3,5 метра. Минимальная ширина эстакады — 1 метр. В зависимости от количества подведенных к эстакадам железнодорожных путей они делятся на односторонние и двухсторонние.

Если эстакада приспособлена для слива-налива авиационных масел, топлив для реактивных двигателей и авиационных бензинов, то она обязательно должна быть оборудована навесом или крышей.

По фронту слива нефтепродуктов предусмотрен контроль загазованности по нижнему концентрационному пределу взрываемости в рабочей зоне открытой наружной установки.

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

На НБ осуществляется отпуск и прием бензина, дизельного топлива и светлых нефтепродуктов. Хранение нефтепродуктов осуществляется в вертикальных стальных резервуарах типа РВС-2000 в количестве 6 штук.

РВС - 2000 — это изготовленная из стали вертикальная герметичная емкость объемом 2000 м<sup>3</sup>, предназначенная для приема, хранения, выдачи воды, нефтепродуктов, химикатов и других жидкостей (Приложение В).

Резервуар вертикальный стальной цилиндрический состоит из несущих и ограждающих конструкций.

К несущим конструкциям в соответствии с [24] относятся:

- стенка с врезками для патрубков и люков;
- анкерное крепление стенки;
- окрайка днища;
- крыша (полностью бескаркасная или каркас и опорное кольцо каркасной);
- кольца жесткости.

В ограждающие конструкции входят:

- центральная часть днища;
- настил стационарной или плавающая крыша;
- понтон.

Для нижнего слива нефти и нефтепродуктов из железнодорожных цистерн предназначено устройство УСН-150, которое представляет собой шарнирный трубопровод с опорным патрубком и присоединительной головкой. Двухрядные шарниры обеспечивают лёгкость перемещения без перекосов при длительной эксплуатации. Замена уплотняющих манжет не требует разборки шарниров [25].

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

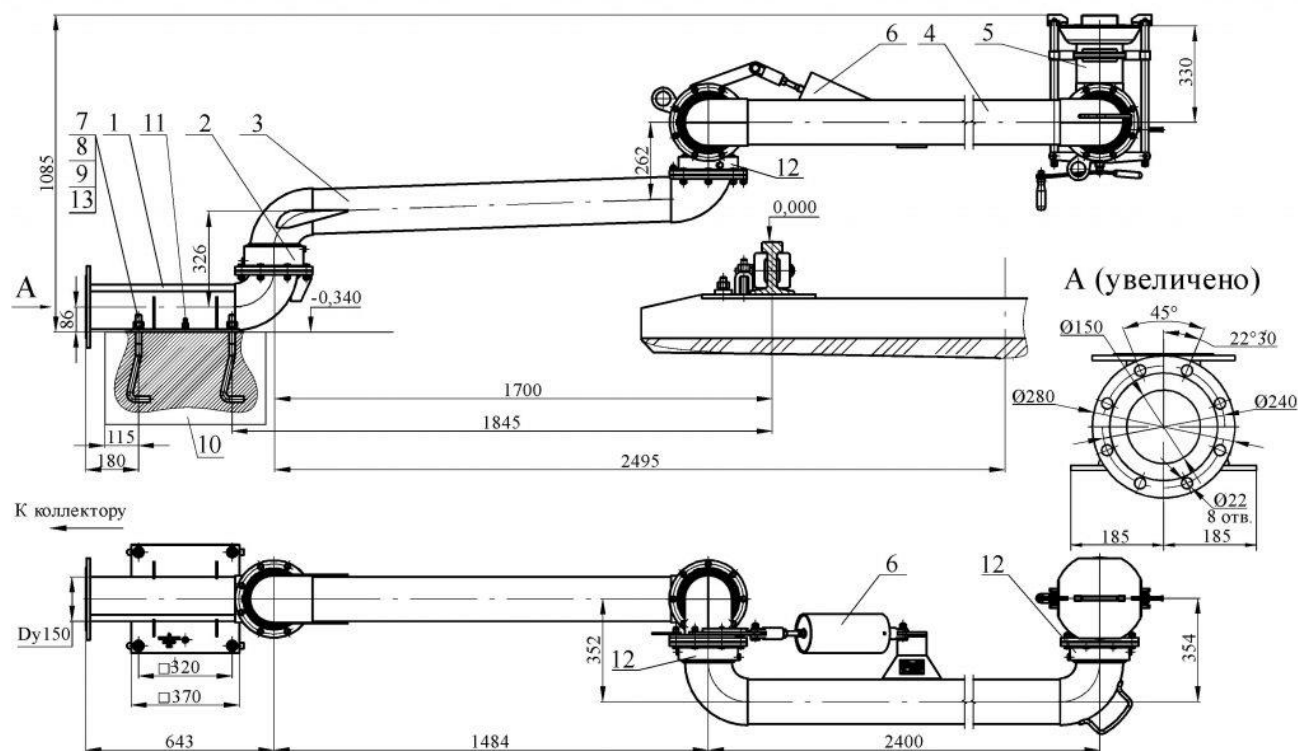


Рисунок 18 – Схема устройства УСН-150:

1 – патрубков опорный; 2 – шарнир ШР-150-01Н; 3,4 – труба; 5 – присоединительная головка; 6 – компенсатор; 7 – болт фундаментный УСН 150.00.00.001; 8 – гайка М20-6Н.5.019 ГОСТ 5915; 9 – шайба 20.1.08.кп ГОСТ 11371; 10 – фундамент; 11 – болт заземления; 12 – шарнир ШР-150-02Н; 13 – шайба 20.65Г.019 ГОСТ 6402 [25]

Дизельное топливо, которое пользуется популярностью — ДТ-Л-К5. Его относят к летнему виду, об этом свидетельствует буква «Л» в названии. Буква «К» расшифровывает содержание серы, «5» при этом показывает на уровень ее содержания. В ДТ-Л-К-% содержится не более 10 мг/кг. Его широко применяют для дизельных двигателей различных видов. Характеристики дизельного топлива согласно [26]:

- цетановое число — 55,8;
- плотность — 843 кг/м<sup>3</sup>;
- содержание серы — до 3мг/кг;
- зольность — 0,001 %;
- вязкость 3,059 мм<sup>2</sup>/с;
- предельная температура фильтруемости -28 °С.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

АИ-92-К5 используется для двигателей внутреннего сгорания. Качественный материал позволяет обеспечить плавную работу и быстрое реагирование двигателя. Также от этого зависит и срок службы транспортного средства. Возможно использование для машин с инжектором. АИ-92 содержит антидетонационные присадки, что делает топливо одним из самых популярных в нашей стране. Бывает этилированный и неэтилированный бензин. Качественное топливо обладает свойствами указанными в ГОСТ.

Характеристики:

- свинец отсутствует;
- плотность до 0,745 г/смА-923;
- содержание серы до 0,05 %;
- массовая доля кислорода 0,39.

АИ-95-К5 — одно из лучших видов топлива на данный момент используемое для современных иномарок. Благодаря соответствию всем стандартам, выброс вредных веществ в окружающую среду самый минимальный. Также не оказывает губительного влияния на состояние двигателя авто.

Характеристики АИ-95-К5 согласно [26]:

- свинец отсутствует;
- температура кипения 33 °С – 205 °С;
- октановое число 87 (моторный метод), 95 (исследовательский);
- содержание серы — 7,5;
- плотность — 0,750 кг/м<sup>3</sup>.
- относится к классу Е.

Все перечисленные выше виды нефтепродуктов поступают на перевалочную базу в железнодорожных цистернах (Приложение Г).

					Характеристика объекта исследования	Лист
						44
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

## 4 Назначение, основные характеристики и классификация насосного оборудования, применяемого на нефтебазах

**Насосом** называется машина, предназначенная для создания потока жидкой среды, в соответствии с данными ГОСТ 17398-72 [27]. Таким образом, насос позволяет преобразовать механическую энергию приводного двигателя в энергию потока жидкости. Принцип действия насосов базируется на разности давлений на поверхности жидкости в нижнем резервуаре и у входа в насос, в итоге происходит всасывание.

Данная техническая установка позволяет всасывать и нагнетать жидкость и сообщает энергию для перемещения по трубопроводам нефти на заданное расстояние и высоту. Другими словами, в соответствии с данными [28], насосы служат для повышения давления жидкости, которая заполняет замкнутую полость. Насос считается главным рабочим органом гидросистемы, от его работы зависит работа линейной части магистрального нефтепровода либо продуктопровода.

### Основные параметры насосов:

Согласно ГОСТ 12124-87 [29], основными параметрами насоса являются: подача (л/с, м<sup>3</sup>/ч), напор (м) и гидравлическая мощность (Вт), К.П.Д (%).

- **Подача** - количество жидкости, перекачиваемой в единицу времени.
- **Напор** - энергия, переданная насосом каждому килограмму перекачиваемой жидкости.
- **Мощность** - работа в единицу времени.
- **Гидравлическая мощность** - мощность, передаваемая на приводной вал насоса, за вычетом потерь внутри насоса.
- **К.П.Д** - отношение полезной мощности к потребляемой мощности.

Классификация насосов, применяемых для перекачки нефти и нефтепродуктов, представлена на рисунке 19.

					Организационно-техническое обеспечение эксплуатации насосных установок для сифонного слива бензина из железнодорожных цистерн			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	Назначение, основные характеристики и классификация насосного оборудования, применяемого на нефтебазах	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Метелёва В.О.</i>					45	119
<i>Руковод.</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8СА		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						



Рисунок 19 – Классификация насосов для перекачки нефти и нефтепродуктов [30]

Динамический насос, это гидравлическая машина, в которой жидкость перемещается под силовым воздействием в камере. Перекачивание жидкости в динамических насосах выполняется, за счет сил инерции (в лопастных) либо трения (в насосах трения) [27]. Классификация динамических насосов представлена на рисунке 20.

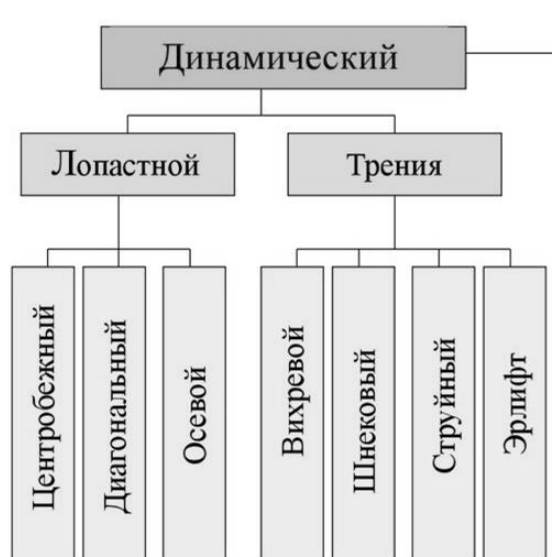


Рисунок 20 – Классификация динамических насосов [30]

Объемный насос, это гидравлическая машина, в которой передача энергии жидкости осуществляется за счет изменения объема рабочей камеры. Рабочая камера объемного насоса - герметична и попеременно сообщается с линиями нагнетания и всасывания - входом и выходом насоса [27]. Классификация объемных насосов представлена на рисунке 21.

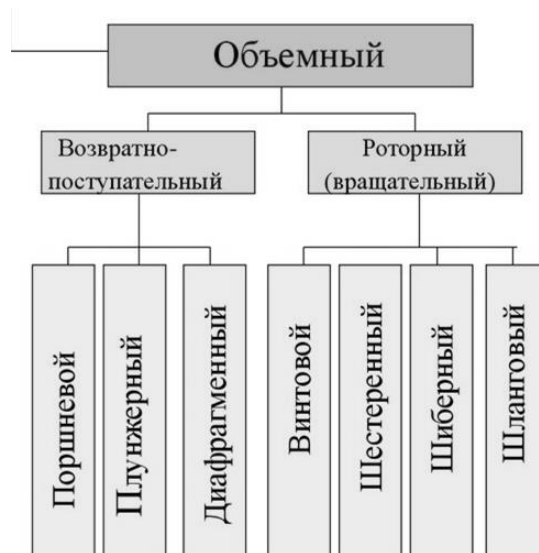


Рисунок 21 – Классификация объемных насосов [30]

Другими примерами классификации машин динамического и объемного типов является классификация агрегатов:

- 1) по направлению оси расположения вращения или движения рабочих органов: - горизонтальный насос, вертикальный насос;
- 2) по расположению рабочих органов: консольный насос, моноблочный насос;
- 3) по конструкции опор: с выносными опорами, с внутренними опорами;
- 4) по расположению входа для жидкости в насос: с осевым входом, с боковым входом;
- 5) по числу ступеней: одноступенчатый, двухступенчатый, многоступенчатый;
- 6) по числу потоков: однопоточный, многопоточный;
- 7) по конструкции и виду разъема корпуса: секционный, с торцевым разъемом, с осевым разъемом, двухкорпусный, с защитным корпусом;
- 8) по расположению насоса: погружной, скважинный, с трансмиссионным валом;
- 9) по требованиям эксплуатации: регулируемый, нерегулируемый, дозировочный ручной, реверсивный, обратимый;
- 10) по условиям всасывания: самовсасывающий, с предвключенной ступенью, с предвключенным колесом;
- 11) по взаимодействию с окружающей средой: герметичный, взрывозащищенный, малошумный, маломагнитный
- 12) по необходимости поддержания температуры среды: обогреваемый, охлаждаемый;
- 13) по месту установки: стационарный, передвижной, встроенный;
- 14) по размерам: малый, средний, крупный;
- 15) по мощности: микро, мелкий, малый, средний, крупный [31].

					Назначение, основные характеристики и классификация насосного оборудования, применяемого на нефтебазах	Лист 47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для того, чтобы осуществлять перекачку углеводородов различной плотности и вязкости, насосы могут быть оборудованы различными видами приводов (рисунок 5).

Привод – устройство, предназначенное для передачи движения, располагается между двигателем и нагрузочным механизмом.



Рисунок 5 – Классификация приводов насосов

Наиболее распространёнными типами приводов для насосных агрегатов являются:

**Электрический привод** — это электромеханическая система, предназначенная для преобразования электрической энергии в механическую и обратно.

**Гидравлический привод** — совокупность устройств, приводится в движение при помощи гидравлической энергии (жидкости).

**Пневматический привод** — совокупность устройств, производящий движение посредством энергии сжатого воздуха [32].

В соответствии от выбранного привода, насосы подразделяют на:

**Гидроприводный насос** — насосный агрегат с приводом от гидроцилиндра, распределительное устройство которого входит в конструкцию насоса;

**Электронасос** — насосный агрегат, с приводом от электродвигателя, узлы которого входят в конструкцию насоса;

**Пневмонасос** — насосный агрегат с приводом от пневмо-цилиндра, распределительное устройство которого входит в конструкцию насоса [33].

#### 4.1 Центробежные насосы

Центробежные насосы конструктивно представляют собой корпус, внутри которого вращается закрепленное на валу рабочее колесо (или несколько колес). Последнее состоит из дисков, между которыми находятся лопатки, загнутые в сторону, обратную направлению вращения.

Принципиальная схема центробежной насосной установки представлена на рисунке 22.

					Назначение, основные характеристики и классификация насосного оборудования, применяемого на нефтебазах	Лист 48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Центробежные насосы классифицируются:

- по количеству рабочих колес (одноступенчатые или многоступенчатые);
- по конструкции рабочего колеса (одностороннего или двустороннего всасывания);
- по способности к самовсасыванию (самовсасывающие или несамовсасывающие).

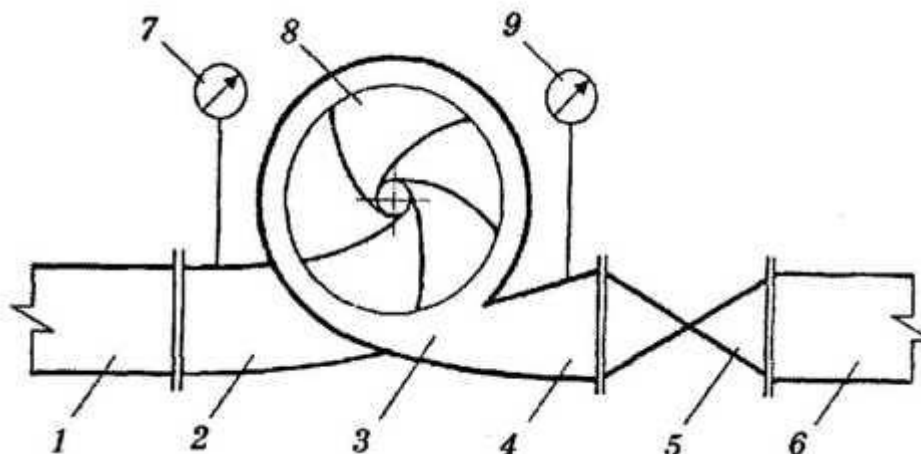


Рисунок 22 – Принципиальная схема центробежной насосной установки:

1 — всасывающий трубопровод; 2 — всасывающий патрубок насоса;  
 3 — спиральная камера; 4 — нагнетательный патрубок; 5 — напорная задвижка; 6 — напорный трубопровод; 7 — мановакуумметр; 8 — рабочее колесо; 9 — манометр [34]

Принцип работы одноступенчатых центробежных насосов следующий. Из трубопровода через всасывающий патрубок жидкость поступает на быстро вращающиеся лопасти рабочего колеса, где механическая энергия вращения вала двигателя преобразуется в ее кинетическую энергию. Под действием центробежных сил жидкость отбрасывается в радиальном направлении, проходит по спиральной камере и попадает в расширяющийся нагнетательный патрубок, где по мере уменьшения скорости потока увеличивается давление. Недостатком одноступенчатых насосов является относительно небольшая величина развиваемого ими напора.

Значительно больший напор имеют многоступенчатые насосы. Их отличительной особенностью является то, что на одном валу закреплено сразу несколько рабочих колес, через каждое из которых перекачиваемая жидкость проходит последовательно. Для этого используются направляющие аппараты, задачей каждого из которых является принять жидкость, выбрасываемую одним рабочим колесом, и направить ее на вход другого. Суммарный напор многоступенчатого насоса складывается из напоров, создаваемых каждым рабочим колесом, за вычетом потерь напора при движении жидкости между ними.

				Назначение, основные характеристики и классификация насосного оборудования, применяемого на нефтебазах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	49

Рабочее колесо центробежных насосов может быть одностороннего и двустороннего всасывания. В первом случае жидкость поступает в рабочее колесо параллельно валу с одной стороны. Однако при этом возникают дополнительные осевые усилия, что отрицательно сказывается на работе подшипников, в которых вращается вал. При двустороннем подводе жидкости данные осевые усилия уравниваются. Отличительной особенностью рабочего колеса двустороннего всасывания является то, что оно состоит не из двух, как обычное, а из трех дисков.

Способность некоторых центробежных насосов к самовсасыванию обеспечивается установкой в их корпусе дополнительного так называемого вихревого колеса, а также применением специального бачка, служащего для отделения паров из смеси, подаваемой вихревым насосом.

На нефтебазах используются центробежные насосы, в основном типов НК (рисунок 23), К, Н, НД.

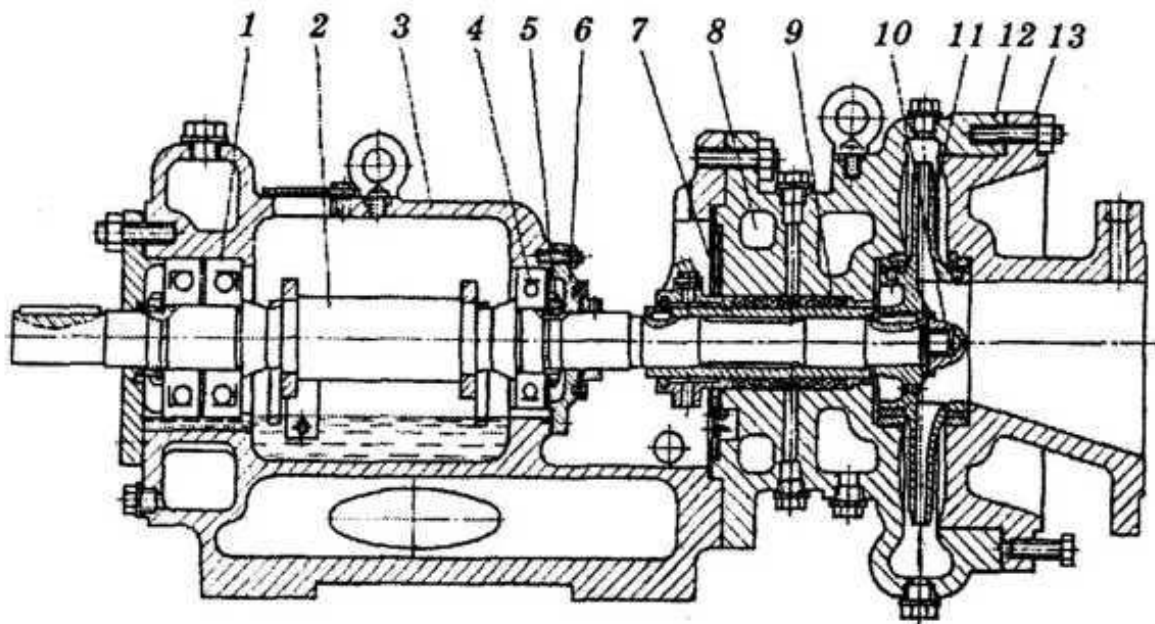


Рисунок 23 – Продольный разрез насоса типа НК:

1 — муфта зубчатого типа; 2 — радиально-упорный шарикоподшипник; 3 — опорная стойка из чугуна; 4 — радиальный шарикоподшипник; 5 — вал насоса; 6 — нажимная втулка; 7 — защитная гильза; 8 — эластичная сальниковая набивка из пропитанных асбестовых колец; 9 — корпус насоса; 10 — гайка рабочего колеса; 11 — крышка с входным патрубком; 12 — рабочее колесо; 13 — разгрузочное устройство [34]

					Назначение, основные характеристики и классификация насосного оборудования, применяемого на нефтебазах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

Для выкачки нефтепродуктов из заглубленных резервуаров на нефтебазах применяют погружные центробежные насосы, например, типов ПНР (погружной нефтяной резервуарный) и НА (нефтяной артезианский). Погружные насосы устанавливают непосредственно в резервуаре, что обеспечивает устойчивость их работы и полноту откачки нефтепродукта.

#### 4.2 Поршневые насосы

Поршневые насосы относятся к группе объемных. Принципиальная схема насосной установки на базе поршневого насоса представлена на рисунке 23. Отличительными особенностями данного типа насосов согласно [34] являются:

- 1) приемная труба всегда герметически отделена от сборной трубы;
- 2) количество жидкости, подаваемой в единицу времени (подача), зависит только от геометрических размеров насоса и частоты перемещения его рабочего органа, но это зависит от развиваемого насосом напора;
- 3) развиваемый напор ограничивается только прочностью деталей насоса и мощностью двигателя, приводящего его в действие;
- 4) подача жидкости неравномерная.

Поршневые насосы классифицируются:

- по роду действия (одинарного, двойного или дифференциального);
- по количеству цилиндров (одноцилиндровые и многоцилиндровые)
- по типу привода (приводные или прямодействующие).

По роду действия поршневые насосы разделяются на насосы:

- 1) одинарного (простого) действия;
- 2) двойного действия;
- 3) дифференциальные.

					Назначение, основные характеристики и классификация насосного оборудования, применяемого на нефтебазах	Лист 51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

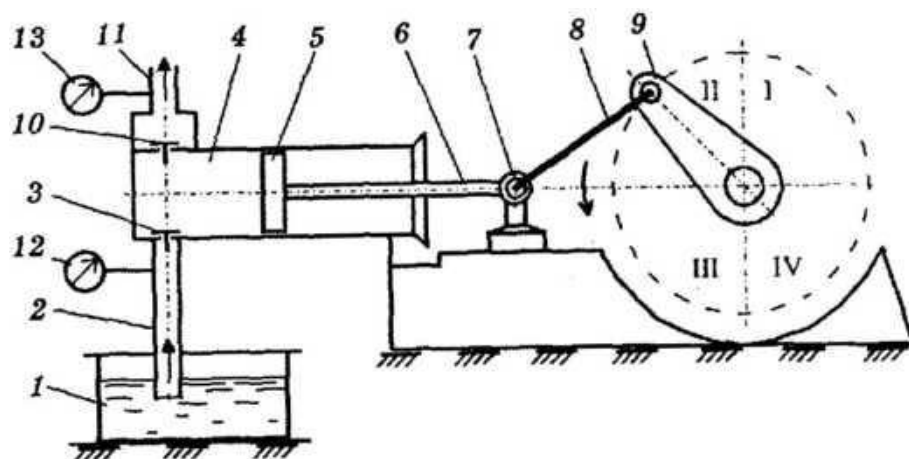


Рисунок 24 – Принципиальная схема насосной установки на базе поршневого насоса:

1 — опорожняемая емкость; 2 — всасывающий трубопровод; 3 — всасывающий клапан; 4 — цилиндр насоса; 5 — поршень; 6 — шток; 7 — крейцкопф; 8 — шатун; 9 — кривошип; 10 — нагнетательный клапан; 11 — напорный трубопровод; 12 — вакуумметр; 13 — манометр

[34]

Работает он следующим образом. При нахождении кривошипа 9 в III и IV квадрантах окружности крейцкопф 7 движется вправо. Соответственно, вправо движется и связанный с крейцкопфом с помощью штока 6 поршень 5. Увеличение объема рабочей камеры А приводит к созданию разрежения в ней, и жидкость, откачиваемая из емкости 1 по всасывающему трубопроводу 2 через всасывающий клапан 3, поступает в цилиндр 4 поршневого насоса [34].

При нахождении кривошипа 9 в I и II квадрантах окружности крейцкопф 7 и поршень 5 движутся влево. Это приводит к увеличению давления в камере А, и клапан 3 закрывается, но открывается нагнетательный клапан 10, после чего жидкость из камеры А поступает в напорный трубопровод 11. Для контроля за работой установки служат вакуумметр 12 и манометр 13.

### 4.3 Шестеренные насосы

Как и поршневые, они являются объемными, но отличаются отсутствием всасывающих и нагнетательных клапанов и имеют значительно большую равномерность подачи. Обычно шестеренные насосы применяются для перекачки масел и других высоковязких нефтепродуктов при температуре не выше 80 °С. Шестеренный насос РЗ-30 в разрезе представлен на рисунке 25.

Электронасосные агрегаты на базе шестеренных насосов состоят из насоса и электродвигателя, соединенных эластичной муфтой.

					Назначение, основные характеристики и классификация насосного оборудования, применяемого на нефтебазах	Лист 52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Согласно [34] он представляет собой корпус, внутри которого две, как правило, одинаковые шестерни, находящиеся в зацеплении и помещенные в камеру, стенки которой охватывают их со всех сторон с малыми зазорами. Перемещаемая из области низкого давления жидкость заполняет впадины между зубьями, подвергается сжатию зубьями ответной шестерни и вытесняется в область высокого давления.

Условные обозначения агрегата: Э — электронасосный агрегат; Ш — шестеренный; Ф — фланцевый; Т — топливный; М — масляный; Г — обогреваемый; числитель дроби — округленное значение подачи агрегата, м<sup>3</sup>/ч; знаменатель — давление на выходе, кг/см<sup>2</sup>; буквы после дроби — материал гидравлической части насоса.

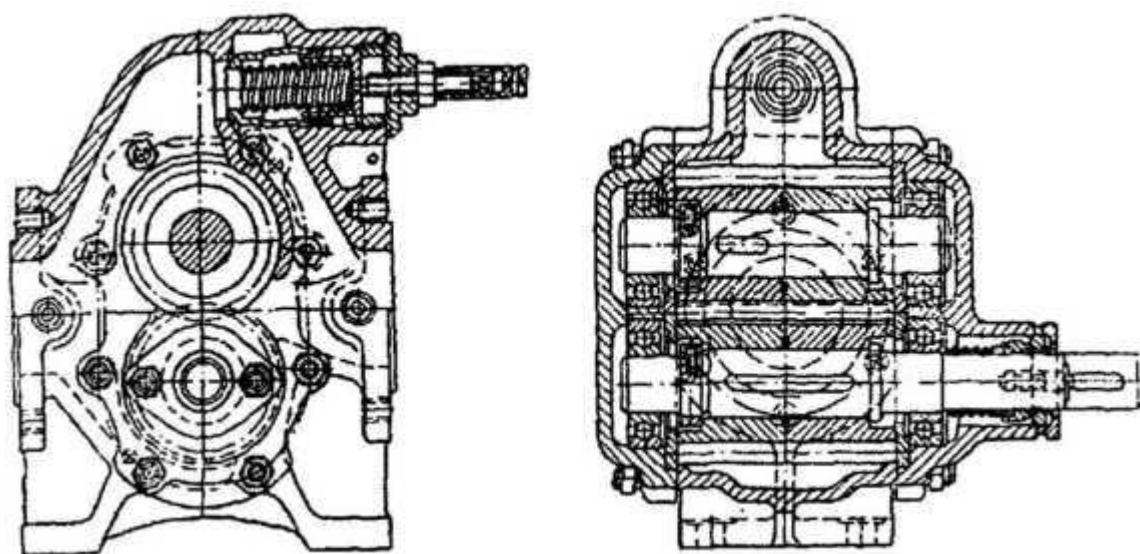


Рисунок 25 – Шестеренный насос РЗ-30 в разрезе [34]

Подачу насосов для слива-налива железнодорожных цистерн следует назначать исходя из весовой нормы маршрута или количества цистерн в одной подаче и расчетного нормативного времени операций слива-налива с учетом коэффициента неравномерности, равного 1,5.

Количество и марку насосов выбирают в соответствии с необходимыми подачей и напором.

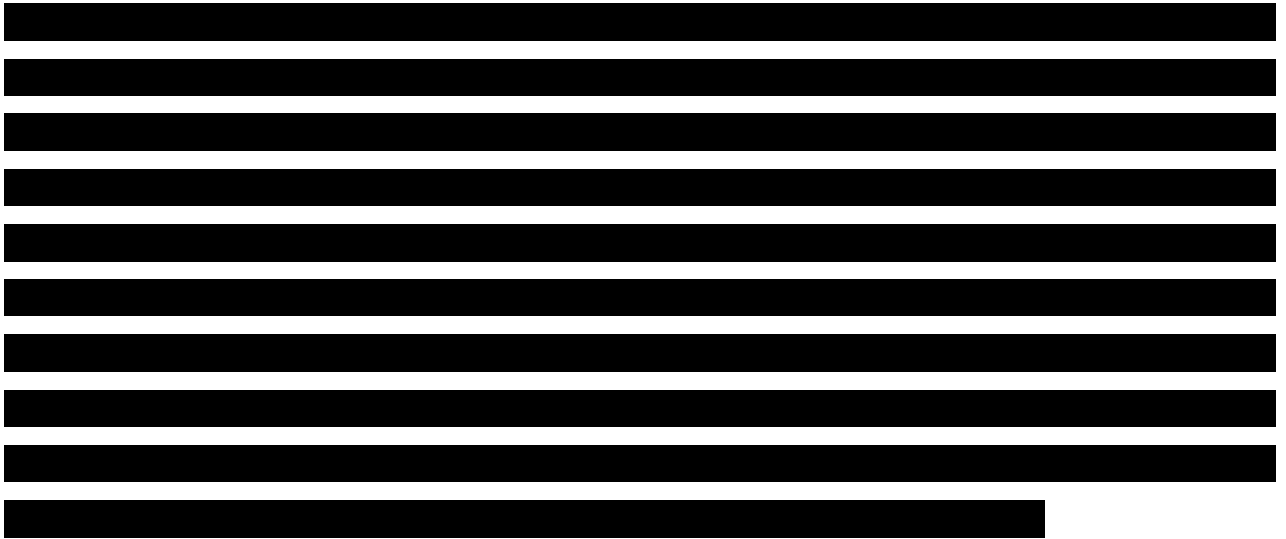
					Назначение, основные характеристики и классификация насосного оборудования, применяемого на нефтебазах	Лист 53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 5 Технологические расчёты

### 5.1 Гидравлический расчёт трубопроводных коммуникаций для слива бензина из железнодорожных цистерн

Для выполнения расчетной части используется методика гидравлического расчета трубопроводной системы, с помощью учебного пособия «Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов». Тугунов П.И., Новоселов В.Ф., Коршак А.А., Шаммазов А.М. 2002 [35].

#### Исходные данные для расчета:



#### Решение:

Коэффициент гидравлического сопротивления в шланге:

$$\lambda_{ш} = \frac{0,0125}{\sqrt[3]{d_y}}, \quad (1)$$

где:  $d_y$ - внутренний диаметр стояка и шланга.



					Организационно-техническое обеспечение эксплуатации насосных установок для сифонного слива бензина из железнодорожных цистерн			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Метелёва В.О.			Технологические расчеты	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					54	119
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8СА		

По таблице 1.12 [35] определяем полезный объем одной цистерны модели 15-890  
 $v_{ц} = 60,0 \text{ м}^3$ .

Необходимый расход через стояк:

$$Q_{ч} = \frac{V_{сл}}{\tau_{сл}^{тр\text{еб}}}, \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}, \quad (2)$$

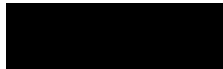
где:  $V_{сл}$ - объем сливаемого нефтепродукта;

$\tau_{сл}^{тр\text{еб}}$  -требуемое время слива.



Секундный расход:

$$Q_c = \frac{Q_{ч}}{3600}, \frac{\text{м}^3}{\text{с}}. \quad (3)$$



Средняя скорость бензина в стояке:

$$v_c = \frac{4Q_c}{\pi d^2}, \text{ м/с}, \quad (4)$$

где:  $d$ - внутренний диаметр трубы.



Параметр Рейнольдса при течении бензина в стояке:

$$Re_c = \frac{4Q_c}{\pi d V_p} = \frac{v_c}{V_p} \quad (5)$$



Эквивалентную шероховатость труб принимаем на перспективу  $K_э = 0,2 \text{ мм}$ . Следовательно, относительная шероховатость труб:

					Технологические расчеты	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

$$\varepsilon_c = \frac{\Delta}{d} \quad (6)$$



Переходные числа Рейнольдса для стояка:

$$Re_1^{(c)} = \frac{10}{\varepsilon}, \quad (7)$$

где:  $\varepsilon = \frac{k_s}{d}$  - относительная шероховатость труб, выраженная через эквивалентную шероховатость  $k_s$ , таблица 5.2 [35] и диаметр.



$$Re_2^{(c)} = \frac{500}{\varepsilon} \quad (8)$$



Выбор формулы, для расчета коэффициента гидравлического сопротивления, зависит от режима течения жидкости и относительной шероховатости:

- ✓ если  $Re < 2300 \rightarrow \lambda = \frac{64}{Re}$  - эмпирическая зависимость для ламинарного режима течения жидкости в трубопроводе;
- ✓ если  $2300 \leq Re \leq \frac{10}{\varepsilon} (Re_1) \rightarrow \lambda = \frac{0,316}{Re^{0,25}}$  - эмпирическая зависимость для зоны гидравлически гладких труб турбулентного режима течения жидкости в трубопроводе (уравнение Блазиуса);
- ✓ если  $\frac{10}{\varepsilon} (Re_1) < Re < \frac{500}{\varepsilon} (Re_2) \rightarrow \lambda = 0,11 \left( \varepsilon + \frac{68}{Re} \right)^{0,25}$  - эмпирическая зависимость для зоны смешанного трения турбулентного режима течения жидкости в трубопроводе (уравнение Альтшуля);
- ✓ если  $Re > \frac{500}{\varepsilon} (Re_2) \rightarrow \lambda = 0,11 * \varepsilon^{0,25}$  - эмпирическая зависимость для зоны шероховатого трения турбулентного режима течения жидкости в трубопроводе (уравнение Шифринсона).



Так как  $Re1(\kappa) < Re\kappa < Re2(\kappa)$ , то течение бензина в стояке соответствует зоне смешанного трения турбулентного режима и коэффициент гидравлического сопротивления для стояка находится по формуле Альтшуля:

$$\lambda_c = 0,11 \times \left( \varepsilon + \frac{68}{Re} \right)^{0,25}, \quad (9)$$

где:  $\varepsilon$ - относительная шероховатость труб.



Потери напора в шланге:

$$h_{ш} = \lambda \frac{L v^2}{d 2g}, \text{ м}, \quad (10)$$

где:  $\lambda$ - коэффициент гидравлического сопротивления;

$L$ -длина трубопровода.



Приведённая длина труб стояка:

$$L_{с пр} = \varepsilon_T \frac{d}{\lambda}, \text{ м}, \quad (11)$$

где:  $\varepsilon_T$ - коэффициент местного сопротивления, зависящий как от вида сопротивления, так и от характера течения жидкости.



Потери напора в трубах стояка:

$$h_c = \lambda \frac{L v^2}{d 2g}, \text{ м}, \quad (12)$$

где:  $\lambda$ - коэффициент гидравлического сопротивления;

L-длина трубопровода.



Необходимый расход бензина через одну половину коллектора:

$$Q_k = Q_c \times h_{co}, \quad (13)$$

где:  $h_{co}$ -общее число стояков, подключенных ко всему коллектору.



Согласно таблице 12.3 [35] рекомендуемая средняя скорость нефтепродукта вязкостью  $0,7 \times 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с} = 0,7 \text{ мм}^2/\text{с}$  на линии всасывания составляет 1,5 м/с. Поэтому расчетный диаметр коллектора по формуле:

$$d_o^k = \sqrt{\frac{4Q_c}{\pi W_o}}, \text{ м}, \quad (14)$$

где:  $W_o$ -ориентировочная средняя скорость перекачки нефтепродукта.



По таблице П.1.3. [35] выбираем стандартный наружный диаметр труб коллектора 219 мм, при толщине стенки 8 мм его внутренний диаметр составит:

$$d_{вн}^k = d_{вн} - 2S, \text{ м}. \quad (15)$$



Скорость движения бензина при выходе из коллектора:

$$v_k = \frac{4Q}{\pi d^2}, \frac{\text{м}}{\text{с}}, \quad (16)$$

где: d- внутренний диаметр трубы.



Число Рейнольдса при течении бензина в коллекторе:

$$Re_k = \frac{4Q}{\pi d V_p} = \frac{u_d}{V_p} \quad (17)$$



Определяем зону трения при течении бензина в коллекторе:

$$\varepsilon_k = \frac{\Delta}{d} \quad (18)$$



$$Re_1^{(k)} = \frac{10}{\varepsilon}, \quad (19)$$

где:  $\varepsilon = \frac{k_3}{d}$  - относительная шероховатость труб, выраженная через эквивалентную шероховатость  $k_3$  таблица 5.2 [35] и диаметр.



$$Re_2^{(k)} = \frac{500}{\varepsilon} \quad (20)$$



Так как  $Re_1^{(k)} < Re_k < Re_2^{(k)}$ , то течение бензина в коллекторе соответствует зоне смешанного трения турбулентного режима и коэффициент гидравлического сопротивления для коллектора находится по формуле Альтшуля:

$$\lambda_k = 0,11 \times \left( \varepsilon + \frac{68}{Re} \right)^{0,25}, \quad (21)$$

где:  $\varepsilon$  - относительная шероховатость труб.







По таблице П.1.3. [35] выбираем трубу 273× 8мм, т.е. внутренний диаметр:

$$d_{вн} = d_{вн} - 2S, м. \quad (26)$$



Скорость течения бензина во всасывающем трубопроводе:

$$v_B = \frac{4Q}{\pi d^2}, \frac{м}{с}, \quad (27)$$

где: d- внутренний диаметр трубы.



Число Рейнольдса при течении бензина во всасывающем трубопроводе:

$$Re_B = \frac{4Q}{\pi d^2 v_p}, \frac{м}{с}. \quad (28)$$



Определяем зону трения при течении бензина во всасывающем трубопроводе:

$$\epsilon_B = \frac{\Delta}{d} \quad (29)$$



$$Re_1^{(B)} = \frac{10}{\epsilon}, \quad (30)$$

где:  $\epsilon = \frac{k_s}{d}$  относительная шероховатость труб, выраженная через эквивалентную шероховатость  $k_s$  таблица 5.2 [35] и диаметр.



$$Re_2^{(B)} = \frac{500}{\varepsilon} \quad (31)$$



Так как  $Re1(B) < Re_B < Re2(B)$ , то течение бензина во всасывающем трубопроводе соответствует зоне смешанного трения турбулентного режима и коэффициент гидравлического сопротивления для всасывающего трубопровода находится по формуле Альтшуля:

$$\lambda_B = 0,11 \times \left( \varepsilon + \frac{68}{Re} \right)^{0,25}, \quad (32)$$

где:  $\varepsilon$ - относительная шероховатость труб.



Приведенная длина всасывающего трубопровода:

$$L_{B\text{ пр}} = \varepsilon_T \frac{d}{\lambda}, \text{ м}, \quad (33)$$

где:  $\varepsilon_T$ - коэффициент местного сопротивления, зависящий как от вида сопротивления, так и от характера течения жидкости.



Потери напора во всасывающем трубопроводе:

$$h_B = \lambda \frac{L}{d} \frac{v^2}{2g}, \text{ м}, \quad (34)$$

где:  $\lambda$ - коэффициент гидравлического сопротивления;

$L$ - длина трубопровода.



Расчетный диаметр напорного трубопровода по формуле с учетом рекомендуемой скорости в нем, равной 2,5 м/с.:

$$d_o^H = \sqrt{\frac{4Q_c}{\pi W_o}}, \text{ м}, \quad (35)$$

где:  $W_o$ -ориентировочная средняя скорость перекачки нефтепродукта.



По таблице П. 1.3 [35] выбираем диаметр труб 219 × 8 мм, что дает:

$$d_{вн} = d_{вн} - 2S, \text{ м}. \quad (36)$$



Скорость течения бензина в напорном трубопроводе:

$$v_H = \frac{4Q}{\pi d^2}, \frac{\text{м}}{\text{с}}, \quad (37)$$

где:  $d$ - внутренний диаметр трубы.



Число Рейнольдса при течении бензина в напорном трубопроводе:

$$Re_n = \frac{4Q}{\pi d V_p} = \frac{v_d}{V_p} \quad (38)$$



Определяем зону трения при течении бензина в напорном трубопроводе:

$$\varepsilon_n = \frac{\Delta}{d} \quad (39)$$



$$Re_1^{(n)} = \frac{10}{\varepsilon}, \quad (40)$$

где:  $\varepsilon = \frac{k_3}{d}$  - относительная шероховатость труб, выраженная через эквивалентную шероховатость  $k_3$ , таблица 5.2 [35] и диаметр.

$$Re_2^{(n)} = \frac{500}{\varepsilon} \quad (41)$$

Так как  $Re_n > Re_2^{(n)}$ , то течение бензина в напорном трубопроводе происходит в зоне квадратичного трения турбулентного режима, поэтому коэффициент гидравлического сопротивления для напорного трубопровода находим по формуле Шифринсона:

$$\lambda_n = 0,11 \times \varepsilon^{0,25}, \quad (42)$$

где:  $\varepsilon$  - относительная шероховатость труб.

Приведенная длина напорного трубопровода:

$$L_{n \text{ пр}} = \varepsilon_T \frac{d}{\lambda}, \text{ м}, \quad (43)$$

где:  $\varepsilon_T$  - коэффициент местного сопротивления, зависящий как от вида сопротивления, так и от характера течения жидкости.



Потери напора в напорном трубопроводе:

$$h_n = \lambda \frac{L v^2}{d 2g}, \text{ м,} \quad (44)$$

где:  $\lambda$ - коэффициент гидравлического сопротивления;

L-длина трубопровода.



## 5.2. Прочностной расчет патрубка для слива бензина из железнодорожной цистерны

Расчет выполнен в соответствии с ГОСТ 32388-2013 [36] при помощи одной из самых распространенных программных систем расчета прочности и жесткости трубопроводов «START-PROF».

Параметры проектируемого технологического трубопровода представлены в таблице 6. Рисунок проектируемого технологического патрубка для слива бензина из железнодорожной цистерны, построенный при помощи программы «START-PROF», представлен на рисунке 26.

Таблица 6 – Параметры проектируемого технологического трубопровода

Объект	Технологический трубопровод
Рабочая среда	бензин
Внешний диаметр, мм	89
Номинальная толщина, мм	6,0
Давление, Мпа	5,0
Марка стали	Сталь 20
Температура среды	20
Расположение	Надземный
Тип трубы	Бесшовная

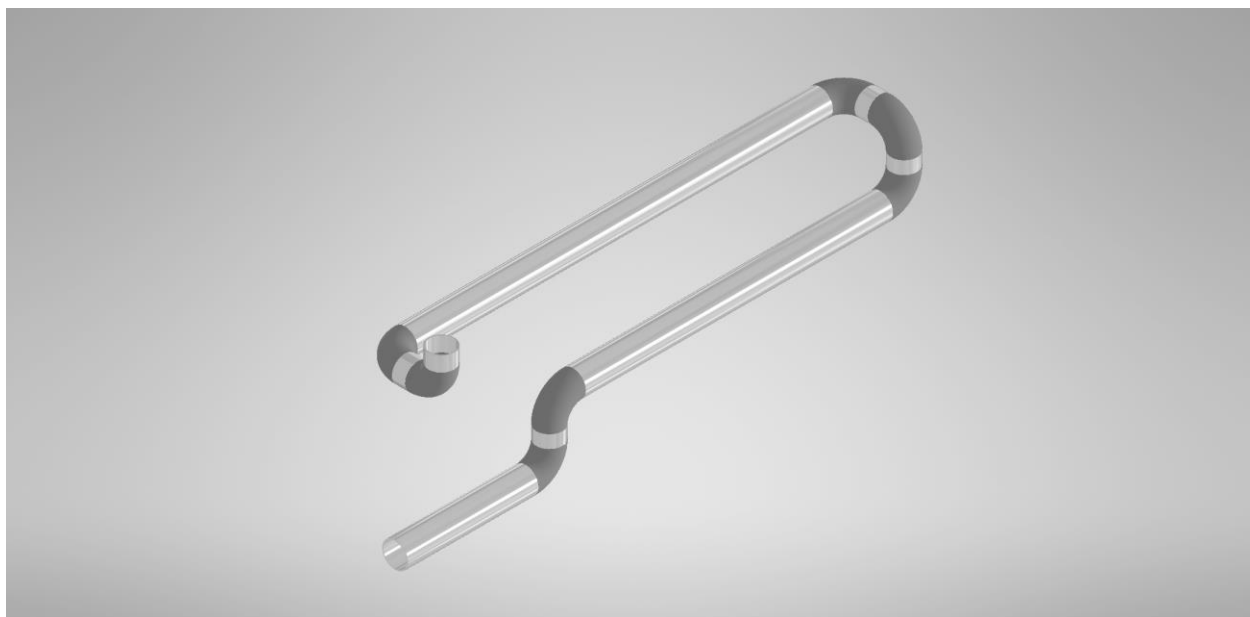


Рисунок 26 – Проектируемый технологический патрубок для слива бензина из железнодорожной цистерны

**Обозначения:**

- D - внутренний диаметр трубы или детали трубопровода, мм;
- $D_a$  - наружный диаметр трубы или детали трубопровода, мм;
- $k_i$  - коэффициент интенсификации напряжений в отводах (принимается согласно ГОСТ 32388-2013, п.7.2.2);
- $|p|$  - расчетное внутреннее избыточное давление, МПа;
- $[p]_d$  - допустимое рабочее избыточное внутреннее давление, МПа;
- $[S]$  - отбраковочная толщина стенки, мм;
- $S_R, S_{R0}$  - расчетные толщины стенок труб и соединительных деталей, мм;
- $t_1$  - время от момента начала эксплуатации до момента обследования, лет;
- $[\sigma]$  - допускаемое напряжение при расчетной температуре, МПа;
- $[\sigma]_b$  - допускаемое напряжение при расчетной температуре ответвления тройника или врезки, МПа;
- $\varphi_y$  - коэффициент прочности продольного сварного шва при растяжении.

Расчеты труб и соединительных деталей на прочность проводят по номинальным допускаемым напряжениям  $[\sigma]$ .

Номинальные допускаемые напряжения  $[\sigma]$  определяют по формуле подходящей для углеродистых сталей:

$$[\sigma] = \min \left( \frac{\sigma_{B/t}}{2.4} \right), \text{ МПа} \quad (45)$$



Расчетная минимальная толщина стенки трубы:

$$S_R = \frac{|p|_d \times D_a}{2 \times \varphi_y \times [\sigma] + |p|_d}, \text{ мм} \quad (46)$$



Расчетная минимальная толщина стенки отвода:

$$S_{R0} = S_R \times k_i, \text{ мм} \quad (47)$$



Расчетное давление:

$$[p] = \frac{2\varphi_y \times [\sigma](S - C)}{D_a - (S - C)}, \text{ МПа} \quad (48)$$



Результаты напряжений, сформированные при помощи программы «START-PROF», представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Напряжения по документу ГОСТ 32388-2013 «Технологические трубопроводы»

Элемент	Начальный конечный узел	Напряжения от силовых воздействий в рабочем состоянии, (МПа)		Напряжения от всех воздействий в рабочем состоянии, (МПа)		Напряжения от всех воздействий в холодном состоянии, (МПа)		Размах напряжений, (МПа)	
		расч.	доп.	расч.	доп.	расч.	доп.	расч.	доп.
Воздушный участок	1, фланец	29.96	179.30	29.96	244.50	0	244.50	43.96	489
	2, Н.оп.	29.96	179.30	29.96	244.50	0.10	244.50	43.96	489
Воздушный участок	2, Н.оп.	29.96	179.30	29.96	244.50	0.12	244.50	43.93	489
	3, Отв. Фл.	29.98	179.30	29.98	244.50	0.75	244.50	44.13	489
Отвод крутоизогнутый	3, Отв. Фл.	30	161.70	37.54	441	1.63	Нет	44.24	441
Воздушный участок	3, Отв. Фл.	30	179.30	29.99	244.50	1.20	244.50	44.09	489
	4, Отв. Фл.	30	179.30	30	244.50	1.23	244.50	44.07	489
Отвод крутоизо-	4, Отв. Фл.	30.05	161.70	37.64	441	2.26	Нет	44.18	441

гнутой									
Воздушный участок	4,Отв.Фл.	30.05	179.30	30.04	244.50	1.66	244.50	44.11	489
	5,ж.оттяж.	30.21	179.30	30.19	244.50	3.43	244.50	44.39	489
Воздушный участок	5,ж.оттяж.	30.21	179.30	30.19	244.50	3.43	244.50	44.39	489
	6,Отв.Фл.	30	179.30	30.11	244.50	0.79	244.50	45.01	489
Отвод крутоизогнутой	6,Отв.Фл.	30	161.70	37.52	441	0.97	Нет	45.52	441
Воздушный участок	6,Отв.Фл.	29.99	179.30	30.08	244.50	0.72	244.50	44.84	489
	7,Отв.Фл.	29.98	179.30	30.08	244.50	0.71	244.50	44.82	489
Отвод крутоизогнутой	7,Отв.Фл.	29.99	161.70	37.51	441	0.87	Нет	45.19	441
Воздушный участок	7,Отв.Фл.	29.98	179.30	30.05	244.50	0.68	244.50	44.47	489
	8,Отв.Фл.	29.98	179.30	30.04	244.50	0.65	244.50	44.44	489
Отвод крутоизогнутой	8,Отв.Фл.	29.98	161.70	37.51	441	0.89	Нет	45.05	441
Воздушный участок	8,Отв.Фл.	29.96	179.30	30.03	244.50	0.52	244.50	44.78	489
	9,Н.оп.	30.01	179.30	30.01	244.50	1.19	244.50	43.98	489
Воздушный участок	9,Н.оп.	30.01	179.30	30.01	244.50	1.16	244.50	43.96	489
	10,Отв.Фл.	29.96	179.30	29.96	244.50	0.14	244.50	43.96	489
Отвод крутоизогнутой	10,Отв.Фл.	29.96	161.70	37.45	441	0.15	Нет	43.96	441
Воздушный участок	10,Отв.Фл.	29.96	179.30	29.96	244.50	0.05	244.50	43.96	489
	11,Отв.Фл.	29.96	179.30	29.96	244.50	0.04	244.50	43.96	489
Отвод крутоизогнутой	11,Отв.Фл.	29.96	161.70	37.45	441	0.06	Нет	43.96	441
Воздушный участок	11,Отв.Фл.	29.96	179.30	29.96	244.50	0	244.50	43.96	489
	12,Загл.	29.96	179.30	29.96	244.50	0	244.50	43.96	489

### 5.3 Расчет необходимого напора насоса для слива бензина из железнодорожных цистерн

Разность геодезических отметок днища резервуара и нижней образующей цистерны  $\Delta Z = 6$  м. Поэтому необходимый напор насоса при полном взливе в резервуаре в соответствии с [35]:

$$H = \sum h_i + \Delta Z + H_p, \text{ м}, \quad (49)$$

где:  $H_p$  –уровень продукта в резервуаре;

$\sum h_i$ -суммарные потери напора в трубопроводах фронта слива.



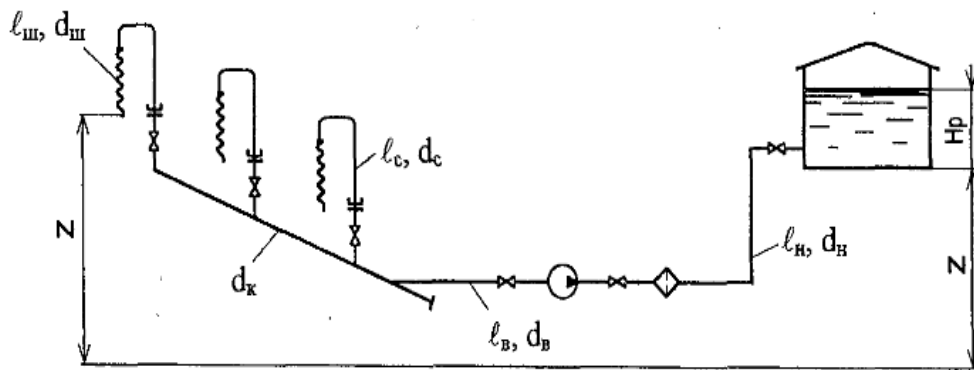


Рисунок 27 – Расчетная схема сифонного слива бензина из железнодорожных цистерн [35]

Таким образом, в ходе решения данной задачи мы определили, что насосный агрегат на проектируемой нефтебазе должен иметь напор 30,5 метров. Расчетная схема сифонного слива бензина из железнодорожных цистерн представлена на рисунке 27.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

## 6 Подбор насосного оборудования для приема бензина в резервуар при сливе из железнодорожной цистерны

### 6.1 Характеристика насосов вертикального типа, применяемых на нефтебазах, для перекачки нефтепродуктов

Преимущества вертикальных насосов:

- 1) вертикальное исполнение насоса многократно снижает статические и динамические нагрузки на радиальные подшипники;
- 2) уровень шума и вибрации вертикальных насосов существенно ниже, вертикальные насосы обладают большим ресурсом;
- 3) вертикальные насосы могут устанавливаться практически без фундамента;
- 4) для вертикальных агрегатов значительно упрощена центровка валов электродвигателя и насоса;
- 5) для создания больших давлений и напоров применяется последовательное соединение насосов;
- 6) при оснащении агрегата станцией управления с преобразователем частоты повышается защита агрегата от перегруза;
- 7) применение частотного преобразователя позволяет гибко подстроить параметры агрегата под нужды эксплуатации и позволит исправить возможные ошибки, допущенные при подборе оборудования [37].

**Насос типа НМВ.** Насосы данной серии предназначены для перекачивания нефти и нефтепродуктов (дизельное топливо, автомобильный бензин, топливо для реактивных двигателей) по магистральным нефтепроводам. Насосы могут применяться в качестве бустерных насосов для обеспечения бескавитационной работы главных магистральных насосов, в качестве насосов внутриварковой перекачки и в качестве полнонапорных насосов для непосредственной закачки нефти (нефтепродуктов) в магистральные нефтепроводы.

Насосы НМВ – центробежные, вертикальные, двухкорпусные, секционного типа, многоступенчатые, с центробежной первой ступенью, концевым уплотнением торцового типа. Входной и напорный патрубки насоса расположены горизонтально на одной плоскости и направлены в противоположные стороны.

					Организационно-техническое обеспечение эксплуатации насосных установок для сифонного слива бензина из железнодорожных цистерн						
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	Подбор насосного оборудования для приема бензина в резервуар при сливе из железнодорожной цистерны						
<i>Разраб.</i>	<i>Метелёва В.О.</i>								<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Чухарева Н.В.</i>									70	119
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>								Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8СА		

Внешний вид насоса типа НМВ представлен на рисунке 28. Технические характеристики вертикальных насосов типа НМВ представлены в таблице 8.



Рисунок 28 – Насос типа НМВ [38]

Таблица 8 – Технические характеристики вертикальных насосов типа НМВ [38]

№	Марка насоса	Подача, м <sup>3</sup> /ч	Напор, м	Частота вращения, об/мин
1	<b>НМВ 200-75</b>	200	75	1500
2	<b>НМВ 200-100</b>	200	100	1500
3	<b>НМВ 200-125</b>	200	125	1500
4	<b>НМВ 200-150</b>	200	150	1500
5	<b>НМВ 200-175</b>	200	175	1500

Действующее на ротор осевое усилие компенсируется разгрузочным устройством барабанного типа. Остаточное осевое усилие воспринимается опорноупорным подшипником насоса.

В конструкцию насоса входит система вспомогательных трубопроводов, обеспечивающих нормальную работу насоса. Для поддержания технологической температуры систем и узлов насоса, при размещении насосных агрегатов в климатических зонах с температурой окружающего воздуха от плюс 400 °С до минус 600 °С., предусмотрена система электрообогрева и теплоизоляции, которая обеспечивает работоспособность систем и узлов насоса при понижении температуры окружающей среды до плюс 100 °С [38].

**Насосы типа НА и НВ.** Нефтяной артезианский насос типа НА полупогружной предназначен для откачки из заглубленных резервуаров нефтепродуктов, содержащих твердые включения размером до 0,2 мм, объемная концентрация которых не превышает 0,2 %. Температура перекачиваемой среды от -15 до 80 °С. Материал деталей - чугуны СЧ20 [39].

Агрегат состоит из артезианского насоса и взрывозащищенного электродвигателя. Изменение глубины погружения достигается изменением количества трубных секций и валов напорной колонки. Напорная колонка соединяет насос со стойкой, предназначенной для

установки агрегата на фланце емкости. Технические характеристики насосов типа НА представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Технические характеристики насосов типа НА [39]

Марка	Подача, м <sup>3</sup> /ч	Напор, м	Допускаемый кавитационный запас, м	Потребляемая мощность, кВт	КПД насоса, %	Давление на выходе, МПа
12НА-9х4-Х-У2	80	43	3.6	12.12	75	0.1

Нефтяной вертикальный насос типа НВ 50/50 выполнен полупогружным одноступенчатым и предназначен для перекачивания из подземных дренажных емкостей смеси воды и нефтепродуктов, содержащих твердые включения размером до 1 мм, объемная концентрация которых не превышает 1,5 %. Температура перекачиваемой среды от -15°С до +800 °С. Полупогружной агрегат типа НВ — агрегат с вертикальным осевым входом перекачиваемой жидкости через приемный патрубок.

Изменение глубины погружения насоса обеспечивается изменением длины нижней подвески. Место выхода вала из плиты опорной уплотняется армированной манжетой или торцовым уплотнением.

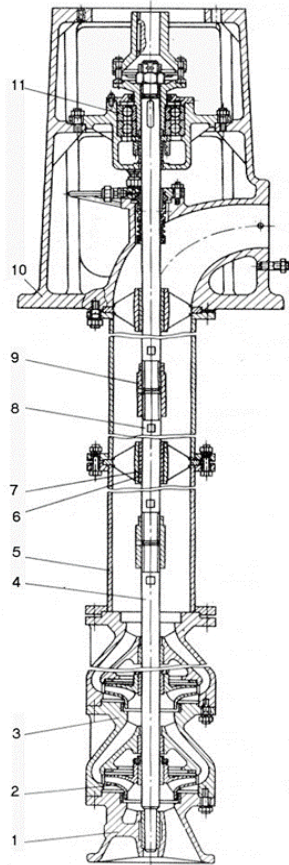
Передача крутящего момента от двигателя к насосу осуществляется через упругую втулочно-пальцевую муфту. Конструкция насосов типа НА и НВ представлена на рисунке 29. Технические характеристики насосов типа НВ представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Технические характеристики НВ [39]

Марка	Подача, м <sup>3</sup> /ч	Напор, м	Доп-ый кавитационный запас, м	Потребляемая мощность, кВт	КПД насоса, %	Давление на выходе, МПа
НВ 50/50-2,5-В-МА-У2	50	50	3	15.9	43	0.1

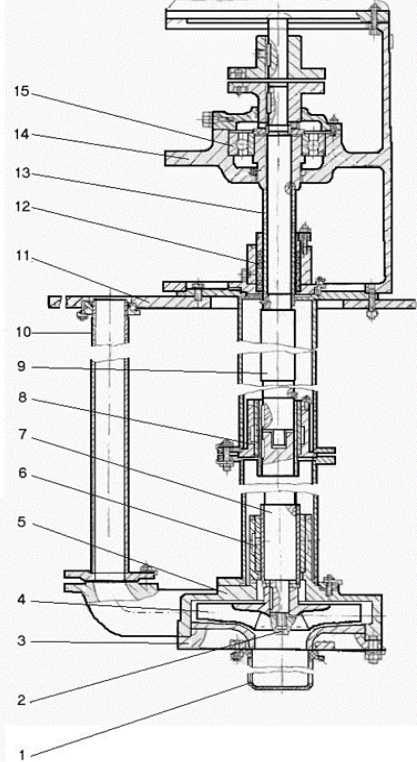


Разрез насоса типа НА



Основные детали насоса: 1-патрубок всасывающий, 2-рабочее колесо, 3-корпус (направляющий аппарат), 4-вал, 5-опорная колонка, 6-крестовина подшипника, 7-втулка подшипника, 8-промежуточный вал, 9-муфта, 10-опорная стойка, 11-подшипник качения.

Разрез насоса НВ 50/50



Основные детали насоса: 1-фильтр, 2-гайка рабочего колеса, 3-крышка всасывания, 4-рабочее колесо, 5-корпус с напорным патрубком, 6 и 8-подшипник скольжения, 7-вал нижний, 9-вал верхний, 10-труба напорная, 11-плита опорная, 12-узел уплотнения вала, 13-втулка защитная, 14-стойка (фонарь), 15-подшипник качения.

Рисунок 29 – Насосы типа НА и НВ [40]

**Насос откачки утечек НОУ.** Насосы откачки утечек НОУ согласно [41] предназначены для откачки нефти, воды, водонефтяной эмульсии из резервуаров и закачки во входной трубопровод нефтеперекачивающей насосной станции или в иную гидравлическую систему.

Насосы НОУ могут использоваться для откачивания жидкости из емкостей объемом от 8 до 100 м<sup>3</sup>. Агрегаты типа НОУ поставляются с емкостью сбора утечек нефти; существуют варианты поставок выемных частей без серийной емкости. Выемные части поставляются для емкостей с внутренним диаметром горловины от Ду=600 до Ду=1000. Глубина погружения выемных частей в ёмкость от 1000 до 4640 мм.

Агрегат электронасосный состоит из насоса типа НОУ для откачки утечек нефти и вертикального асинхронного взрывозащищенного двигателя, соединенных упругой втулочно-пальцевой муфтой, системы автоматики и КИП. Агрегат электронасосный типа НОУ не требует применения внешних вспомогательных систем.

					Подбор насосного оборудования для приема бензина в резервуар при сливе из железнодорожной цистерны	Лист 73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Насос — центробежный, вертикальный, секционного типа, многоступенчатый с осевым подводом жидкости к первой ступени. Насос состоит из выемной части насоса и наружного корпуса.

Для перекачивания утечек нефти и светлых нефтепродуктов (бензина, керосина и дизельного топлива) из емкостей с диаметром не менее 600 мм предусмотрена конструкция выемной части насоса с двойным торцовым уплотнением. При помощи трубопроводов торцовое уплотнение соединяется с термосифонной системой.

Термосифонная система установлена для запираания и охлаждения торцового уплотнения, состоит из термосифонного бака и дозирочного насоса [41]. Конструкция насоса типа НОУ представлена на рисунке 30. Технические характеристики насосов типа НОУ представлены в таблице 11.

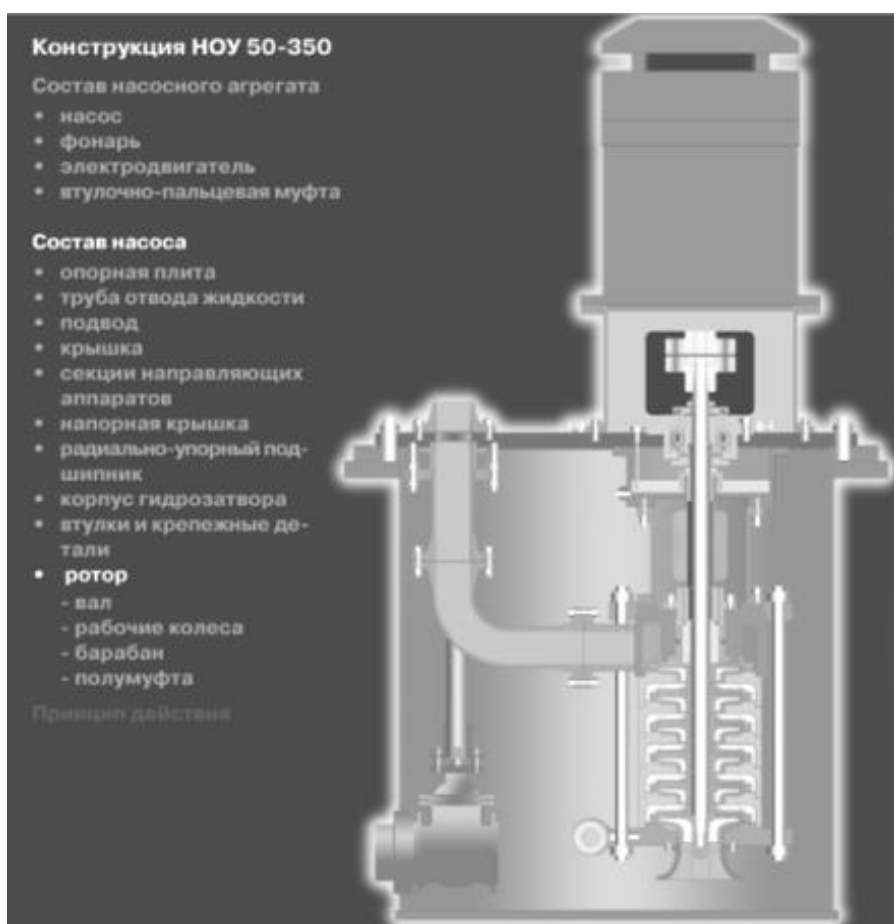


Рисунок 30 – Насос типа НОУ

Таблица 11 – Технические характеристики НОУ [29]

Марка	Подача, м <sup>3</sup> /ч	Напор, м	Допускаемый кавитационный запас, м	Частота вращения, об/мин	Мощность двигателя, кВт	КПД насоса, %
НОУ 50-350	50	350	5	3000	90	61

					Подбор насосного оборудования для приема бензина в резервуар при сливе из железнодорожной цистерны	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

Структура условного обозначения.

Пример: А НОУ 50-350

А — отличительный индекс агрегата;

НОУ — насос для откачки утечек;

50 — подача насоса в номинальном режиме, м<sup>3</sup>/ч;

350 — напор насоса в номинальном режиме, м [41].

**Насосы типа НПВ.** Агрегаты электронасосные нефтяные подпорные вертикальные типа НПВ (НПВ 150-60, НПВ 300-60, НПВ 600-60) согласно [42] предназначены для перекачивания нефти. Агрегаты электронасосные нефтяные подпорные вертикальные типа НПВ-М (НПВ1250-М, НПВ2500-М, НПВ3600-М, НПВ5000-М) предназначены для перекачивания нефти и нефтепродуктов. Применяются для подачи нефти к магистральным насосам для обеспечения их бескавитационной работы (подпорные насосы), а также для оснащения баз смешения нефти.

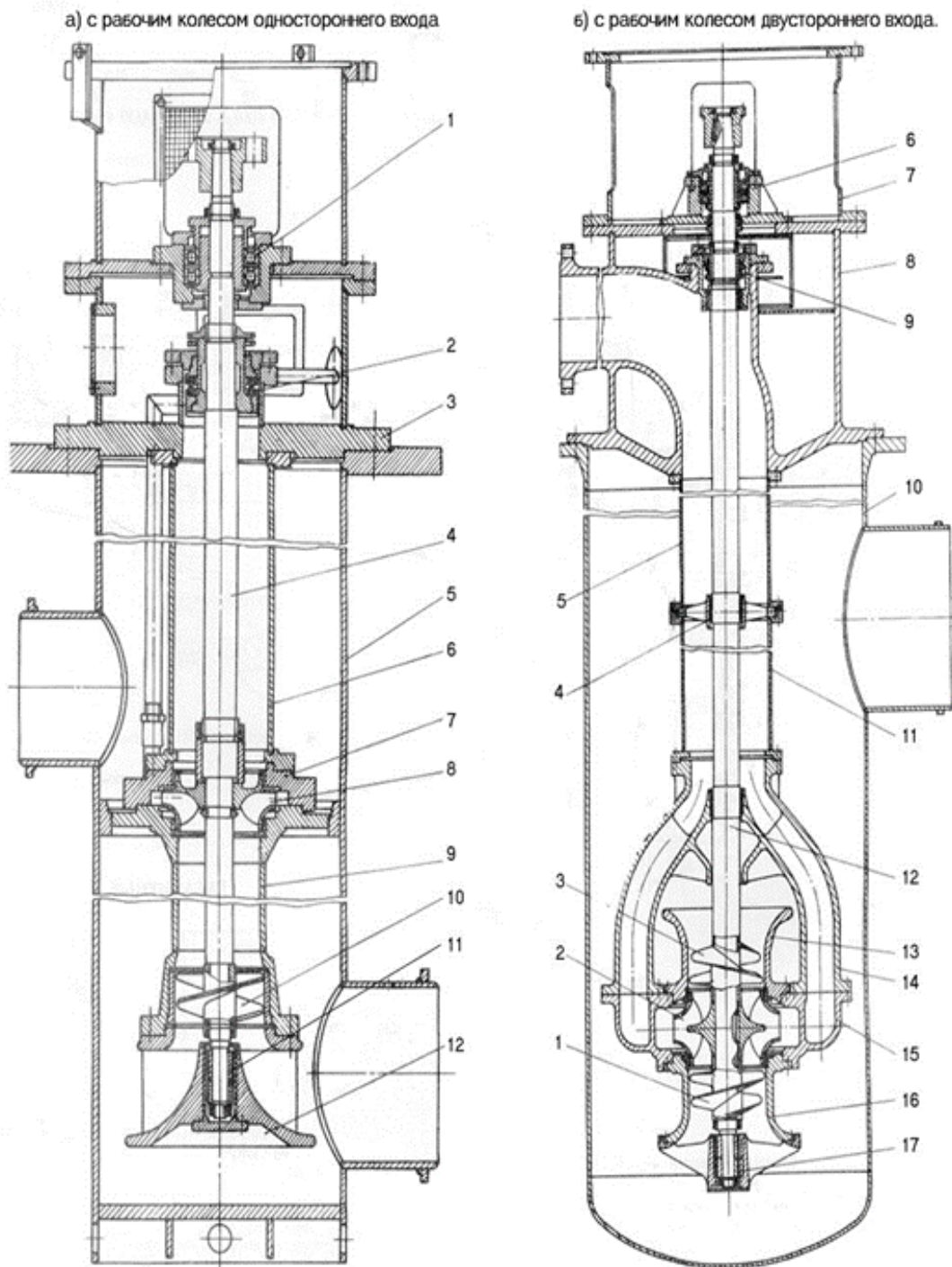
Насосы НПВ 150-60, НПВ 300-60, НПВ 600-60 — центробежные вертикальные одноступенчатые с предвключенным колесом. Осевое усилие, действующее на ротор, разгружается симметрично расположенными передним и задним уплотнениями рабочего колеса, остаточное осевое усилие воспринимается верхним сдвоенным радиально-упорным подшипником.

Для восприятия остаточных радиальных усилий в конструкции насоса предусмотрен подшипник скольжения, являющийся нижней опорой ротора. Смазка подшипника скольжения осуществляется перекачиваемой средой. Передача крутящего момента от двигателя к насосу осуществляется при помощи упругой втулочно-пальцевой муфты. Конструкция насоса типа НПВ представлена на рисунке 31. Технические характеристики насосов типа НПВ представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Технические характеристики НПВ [29]

Марка	Подача, м <sup>3</sup> /ч	Напор, м	Допускаемый кавитационный запас, м	Частота вращения, об/мин	Мощность насоса, кВт	КПД насоса, %
НПВ 150-60	150	90	3	2975	34	50
НПВ 150-60	150	60	3	2975	34	72
НПВ 300-60	300	60	4	2975	65	75
НПВ 600-60	600	60	4	1485	127.4	77
НПВ 1250-60-М	1250	60	2.2	990	271.5	82
НПВ 1250-30-М	1250	30	2.2	990	138	80

## Разрез насосов типа НПВ



### Основные детали насоса:

а) 1-подшипник качения, 2-узел уплотнения вала, 3-крышка, 4-вал, 5-корпус наружный, 6 и 9-секция, 7-направляющий аппарат, 8-рабочее колесо, 10-предвключенное колесо, 11-подшипник скольжения, 12-подвод.

б) 1 и 3-предвключенное колесо, 2-рабочее колесо, 4 и 17-подшипник скольжения, 5 и 11-секция, 6-подшипник качения, 7-фонарь, 8-крышка напорная, 9-узел уплотнения вала, 10-стакан, 12-вал, 13 и 16-осевой подвод, 14-переводной канал, 15-спиральный отвод.

Рисунок 31 – Насос типа НПВ [43]

					Подбор насосного оборудования для приема бензина в резервуар при сливе из железнодорожной цистерны	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

## 6.2 Выбор насоса для сифонного слива бензина из железнодорожных цистерн

По найденной величине напора  $H = 30,5$  метров и требуемому расходу слива  $Q = 0,08 \text{ м}^3/\text{с} = 288 \text{ м}^3/\text{ч}$ . выбираем наиболее подходящий тип насоса НПВ 300-60 с номинальным напором 60 метров и номинальной подачей  $300 \text{ м}^3/\text{ч}$ . Конструкция насоса типа НПВ представлена на рисунке 32.

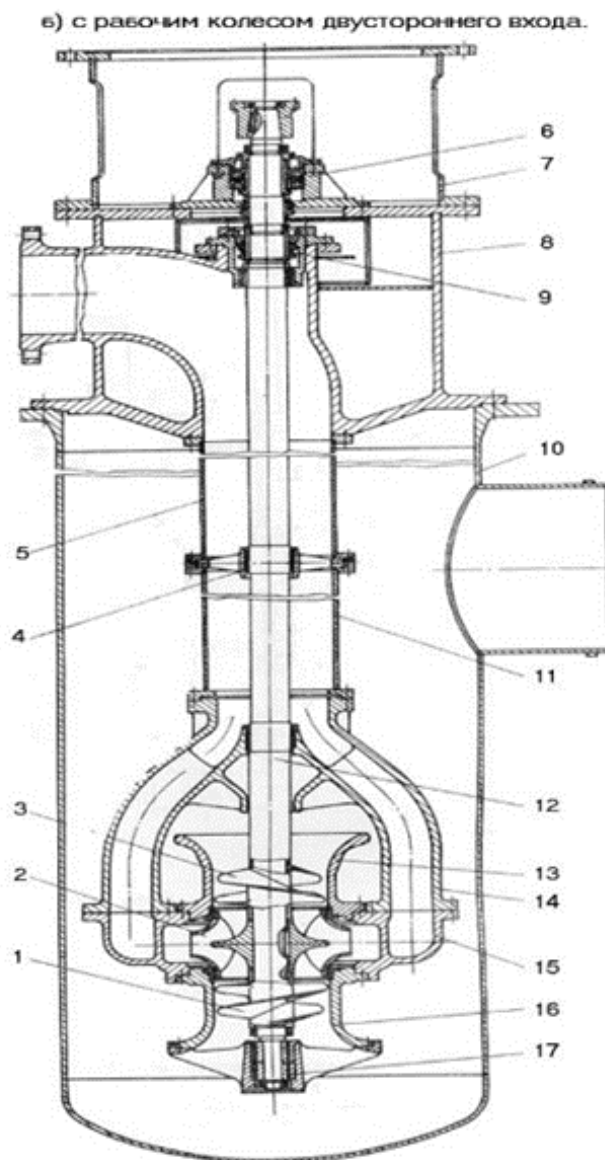


Рисунок 32 – Насос типа НПВ:

1,3– предвключенное колесо; 2– рабочее колесо; 4,7– подшипники скольжения; 5,11– секция; 6–подшипник качения; 7– фонарь; 8– крышка напорная; 9 – узел уплотнения вала; 10– стакан; 12– вал; 13,16 – осевой подвод; 14–переводной канал; 15– спиральный отвод [43]

					Подбор насосного оборудования для приема бензина в резервуар при сливе из железнодорожной цистерны	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

Он состоит из снабженного всасывающим патрубком стакана, к которому присоединена напорная крышка с нагнетательным патрубком. К ней, в свою очередь, присоединяется электродвигатель. Вал насоса вращается в подшипниках скольжения. Для восприятия некомпенсируемых осевых нагрузок служат сдвоенные радиально-упорные шарикоподшипники. Рабочее колесо насоса НПВ - двустороннего всасывания. Для улучшения всасывающей способности с обеих сторон перед ним установлены предвключенные колеса. После прохождения через рабочее колесо перекачиваемая жидкость проходит через спиральный корпус, переходной канал, напорные секции и через нагнетательный патрубок поступает в напорный трубопровод. Для предотвращения утечек служат торцовые уплотнения. Доступ к подшипникам и соединительной муфте обеспечивается благодаря установке между напорной крышкой и электродвигателем фонаря.

Структура условного обозначения.

Пример: НПВ 300-60

НПВ - насос нефтяной подпорный вертикальный;

300- подача насоса в номинальном режиме, м<sup>3</sup>/ч;

60 -напор насоса в номинальном режиме, м [42].

Технические характеристики насоса типа НПВ 300-60 представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Технические характеристики НПВ 300-60 [29]

Марка	Подача, м <sup>3</sup> /ч	Напор, м	Допускаемый кавитационный запас, м	Частота вращения, об/мин	Мощность насоса, кВт	КПД насоса, %
НПВ 300-60	300	60	4	2975	65	75

					Подбор насосного оборудования для приема бензина в резервуар при сливе из железнодорожной цистерны	Лист 78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 7 Социальная ответственность

Трудовая деятельность работника на производстве должна регламентироваться правилами охраной труда и единой системой управления промышленной безопасности. Организация работ должна соответствовать четким требованиям безопасности. Особенно этот вопрос касается нефтегазовой отрасли, так как речь идет об опасных производственных объектах, поэтому соблюдение норм крайне необходимо для организации безопасных условий труда.

Объектом исследования данной работы является организационно техническое обеспечение эксплуатации насосных установок для сифонного слива бензина из железнодорожных цистерн.

Согласно [44] нефтебазы, склады ГСМ, АЗС и ПАЗС - сложные многофункциональные системы с объектами различного производственного назначения, обеспечивающие хранение, прием и отпуск нефтепродуктов, многие из которых токсичны, имеют низкую температуру испарения, способны электризоваться, пожаровзрывоопасны. В связи с этим работники нефтебаз, складов ГСМ, АЗС и ПАЗС могут быть подвержены воздействию различных физических и химических опасных и вредных производственных факторов.

В данном разделе рассматриваются вредные и опасные производственные факторы, которые возникают при операциях закачки и откачки нефти и нефтепродуктов из железнодорожных цистерн, правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности на производстве.

### 7.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Трудовая деятельность оператора товарного должна производиться согласно действующим нормативным документам, а именно:

1. В области охраны труда и промышленной безопасности:
  - а) «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30 декабря 2001 г. N 197-ФЗ [45];
  - б) «Правилами промышленной безопасности для нефтеперерабатывающих производств» ПБ 09-563-2003 от 29.05.2003 г. [46];

					Организационно-техническое обеспечение эксплуатации насосных установок для сифонного слива бензина из железнодорожных цистерн			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Метелёва В.О.</i>			Социальная ответственность	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>					79	119
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>				Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8СА		

2. В области пожарной безопасности:

- а) «Пожарная безопасность зданий и сооружений» СП 112.13330.2011 [47];
- б) «Правила пожарной безопасности в Российской Федерации» ППБ-01-03 [48].

3. В области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок:

- а) «Правилами эксплуатации электроустановок потребителей», VII-ое издание 2003г [49].
- б) «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок потребителей» [50].

4. В области охраны окружающей среды:

- а) «Правила противопожарного режима РФ правительства РФ от 25.04.2012г. №390 «Об охране окружающей среды»» [51];
- б) Приказ от 16 декабря 2020 г. N 915н об утверждении правил по охране труда при хранении, транспортировании и реализации нефтепродуктов [52].

Специальная оценка условий труда (СОУТ) является единым комплексом последовательно осуществляемых мероприятий идентификации вредных и опасных факторов производственной среды и трудового процесса и оценке уровня их взаимодействия на работника с учётом отклонения их фактических значений от установленных уполномоченным Правительством Российской Федерации федеральным органом исполнительной власти нормативов условий труда и применения средств защиты работников [53].

Согласно [53], по результатам СОУТ для оператора товарного условия труда на рабочих местах отнесены к вредным условиям труда 3 степени. На основе этого работникам предусматривается:

- 1) Сокращение продолжительности рабочего времени согласно ТК РФ Статье 92 – не более 36 часов в неделю;
- 2) Ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск предоставляется работникам (ТК РФ Статья 117);
- 3) Работникам бесплатно выдаются прошедшие обязательную сертификацию или декларирование соответствия специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты, а также смывающие и (или) обезвреживающие средства (ТК РФ Статья 221).
- 4) При повреждении здоровья или в случае смерти работника вследствие несчастного случая на производстве либо профессионального заболевания работнику (его семье) возмещаются его утраченный заработок (доход), а также связанные с повреждением здоро-

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80



вья дополнительные расходы на медицинскую, социальную и профессиональную реабилитацию либо соответствующие расходы в связи со смертью работника (ТК РФ Статья 184).

Согласно [54] к работе оператором товарным допускаются лица старше 18 лет, прошедшие:

- предварительный медицинский осмотр и не имеющие противопоказаний к выполнению работ;
- вводный инструктаж по охране труда;
- противопожарный инструктаж;
- первичный инструктаж по охране труда на рабочем месте;
- обучение безопасным приемам и методам ведения работ;
- проверку знаний требований охраны труда, пожарной безопасности, а также практических навыков безопасной работы, предупреждения, локализации и ликвидации аварийных ситуаций и пожаров.

В течение трудовой деятельности оператор товарный обязан проходить:

- периодические медицинские осмотры не реже 1 раза в год;
- повторные инструктажи на рабочем месте (1 раз в квартал) по безопасности труда, производственной санитарии и пожарной безопасности, а также при необходимости внеплановые и целевые инструктажи;
- изучение плана ликвидации аварийных ситуаций, противоаварийные и противопожарные тренировки по отработке этого плана;
- очередную проверку знаний в области охраны труда, промышленной, экологической, пожарной безопасности не реже одного раза в год в объеме требований инструкций по видам работ, входящих в его обязанности.

Организация рабочего места рабочих должна обеспечивать безопасность выполнения работ, а также должна быть тщательно спланирована, очищена от посторонних предметов. Средства аварийной сигнализации и контроля состояния воздушной среды должны находиться в исправном состоянии. Оборудование, которое может оказаться под напряжением должны быть заземлено. Во взрывоопасных зонах должно быть установлено оборудование во взрывозащищенном исполнении [55].

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

## 7.2 Производственная безопасность

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, которые формируют опасные и производственные факторы, возникающие в процессе обслуживания нефтебазы и сливо-наливных операциях (таблица 7.1).

Таблица 7.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)		Этапы работы			Нормативные документы
		<i>разработка</i>	<i>изготовление</i>	<i>эксплуатация</i>	
Вредные факторы	Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны	-	-	+	Требования к запыленности и загазованности приведены в ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны [56].
	Повышенный уровень шума на рабочем месте	-	-	+	Требования к безопасности связанные с повышенным уровнем шума устанавливаются в ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ Шум. Общие требования безопасности [57]
	1	2	3	4	5
	Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего	-	-	+	Требования к температуре воздуха рабочей зоны устанавливаются в СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений [58].
	Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения	-	-	+	Требования к освещению устанавливаются СП искусственное Актуализированная редакция СНиП 23-05-95 [59]
Опасные факторы	Движущиеся транспортные средства, грузоподъемные механизмы (подъемные сооружения), перемещаемые материалы, подвижные части оборудования	-	-	+	Требования к движущимся машинам и механизмам устанавливаются в ГОСТ 12.2.003 - 91 ССБТ Оборудование производственное. Общие требования безопасности [60]
	Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов под действие которого попадает работающий	-	-	+	Требования к электробезопасности устанавливаются в ГОСТ 12.1.019-017 ССБТ Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [61]
	Пожаровзрывоопасность на рабочем месте	-	-	+	Требования к пожаробезопасности представлены в ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ «Взрывобезопасность. Общие требования». [62]., ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности [63].

### 7.3 Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению

Рассмотрим подробнее вредные производственные факторы, которые воздействуют на человека, производящего работы по обслуживанию объектов нефтебазы, а также рассмотрим мероприятия для снижения влияния этих факторов и их нормативные значения.

#### 1. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

Контроль воздушной среды должен проводиться 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/м<sup>3</sup>, для природного газа ПДК равно 300 мг/м<sup>3</sup>. ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ [64]:

метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) – 300 мг/м<sup>3</sup>;

в качестве одорантов в основном применяют меркаптаны, в частности этилмеркаптан (C<sub>2</sub>H<sub>5</sub>SH), которые относятся ко 2-му классу опасности (вещества высокоопасные). ПДК в воздухе рабочей зоны по санитарным нормам 1 мг/м<sup>3</sup>:

ПДК сероводорода в присутствии углеродов (C<sub>1</sub>-C<sub>5</sub>) – 3 мг/м<sup>3</sup> (2- ой классу опасности);

ПДК сернистого газа (SO<sub>2</sub>) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м<sup>3</sup> (3 класс – умеренно опасные вредные вещества);

ПДК метанола (CH<sub>3</sub>OH) в воздухе рабочей зоны (по санитарным нормам) – 5 мг/м<sup>3</sup>;

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 (одорант, сероводород, метанол, диэтиленгликоль и т.д.) должно быть обеспечено регулярное обезвреживание и дезодорирование средств индивидуальной защиты [45].

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», РПКМ и др.), защитных очках и комбинезонах.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

## 2. Превышение уровней шума и вибрации

Работники должны обеспечиваться средствами индивидуальной защиты от шума в соответствии с установленными нормами. Уровень вибрации следует измерять непосредственно на рабочих местах или наиболее характерных точках рабочей зоны при оптимальных режимах работ машин и оборудования. Во время эксплуатации шумовиброопасных машин и оборудования необходимо следить за состоянием устройств по снижению уровня шума и вибрации и принимать меры по устранению нарушений в их работе.

При креплении площадок для обслуживания машин к их вибрирующим частям следует применять виброизоляторы. Для взрывоопасных технологических систем, оборудование и трубопроводы которых в процессе эксплуатации подвергаются вибрации, необходимо предусматривать меры по исключению возможности значительного (аварийного) перемещения, сдвига, разрушения оборудования и разгерметизации систем.

Допустимый уровень шума составляет 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления, превышающими 135 дБА [58].

К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся:

- совершенствование технологии ремонта и своевременное обслуживание оборудования;
- использование средств звукоизоляции (звукоизолирующие кожухи), средств звукопоглощения.

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 [58].

## 3. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего

В настоящее время для оценки допустимости проведения работ и их нормирования на открытом воздухе в условиях 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 [59].

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

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 [59].

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 [59].

#### **4. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения**

Для строительных площадок 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 [60].

Естественное освещение, устройство и эксплуатация установок искусственного освещения, нормы освещенности должны соответствовать требованиям действующих нормативных актов.

Рабочие места, объекты, подходы и проезды к ним в темное время суток должны быть освещены. Искусственное освещение выполняется в соответствии с требованиями строительных норм и правил.

Наружное освещение нефтебазы, склада ГСМ, АЗС должно иметь отдельное управление.

Светильники и прожекторы, применяемые для освещения резервуарных парков, следует устанавливать за пределами их обвалования.

Наливные эстакады должны освещаться прожекторами, установленными на расстоянии не менее 20 м от сливо-наливной эстакады, или сетью освещения во взрывозащищенном исполнении.

Для местного освещения при осмотрах, ремонте и проведении сливо-наливных операций на эстакадах следует применять аккумуляторные фонари во взрывозащищенном исполнении, включение и выключение которых должно производиться вне взрывоопасных зон.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

В помещениях продуктовых насосных площадью более 250 м<sup>2</sup>, а также в помещениях операторов и диспетчерской следует предусматривать аварийное освещение.

Светильники аварийного освещения должны отличаться от светильников рабочего освещения типом, размером или специально нанесенными на них знаками [65].

#### **7.4 Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению**

Рассмотрим вредные производственные факторы, которые воздействуют на человека, производящего работы по обслуживанию объектов нефтебазы, а также рассмотрим мероприятия для снижения влияния этих факторов и их нормативные значения.

##### **1. Движущиеся транспортные средства, грузоподъемные механизмы (подъемные сооружения), перемещаемые материалы, подвижные части оборудования и инструмента**

Скорость движения автотранспорта, по строительной площадке и вблизи мест производства работ не должны превышать 10 км/ч на прямых участках и 5 км/ч 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 [61].

##### **2. Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов под действие которого попадает работающих**

Чтобы предупредить возможность случайного проникновения тока и 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 [62].

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.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

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 [62].

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.

### **3. Пожаровзрывоопасность на рабочем месте**

Хранилища нефтепродуктов создают потенциальную опасность возникновения утечек или аварийных разливов из оборудования (автомобильных и ж/д цистерн, резервуаров, трубопроводов) особенно во время операций по опорожнению и наполнению.

Хранение и перемещение нефтепродуктов также представляет значительный риск возникновения пожара и взрыва в силу их горючести и огнеопасности. Особенно это касается накопленных паров в ёмкостях транспорта и хранения. К потенциальным источникам возгорания относятся искры из-за статического электричества, молнии и открытый огонь.

Оборудование должно соответствовать стандартам проектирования, целостности и операционной деятельности для исключения происшествий катастрофического масштаба и предотвращения накопления статического электричества.

Техническое обслуживание должно регулярно проходить проверку. В организациях должны иметься хорошо разработанные системы управления пожарным риском и планы ликвидации аварии.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

Источниками возникновения пожара могут быть устройства электропитания, где в результате различных нарушений образуются перегретые элементы, электрические искры и дуги, способные вызвать загорания горючих материалов, короткие замыкания, перегрузки. Источники взрыва – газовые баллоны, трубопроводы под давлением.

Нефтебаза относится:

- к категории «А» по взрыво- и пожароопасности;
- к классу взрывоопасности «В-1а»;
- к категории молниезащиты «II».

С целью обеспечения взрыво- и пожаробезопасности на наличных эстакадах установлена предельно-допустимая взрывобезопасная концентрация ПДВК = 2100 мг/м<sup>3</sup>. [66]

Таблица 7.2 – Значения НКПР, ВКПР и ПДВК веществ [66].

Наименование веществ	Диапазон взрываемости				ПДВК	
	по объему (%)		по массе мг/м <sup>3</sup>		% об.	мг/м <sup>3</sup>
Метан	5	15,7	3300	104000	0,25	1650
Этан	2,9	15	3600	18600	0,15	1800
Пропан	2,2	9,5	38000	164000	0,11	1900
Бутан	1,8	9,1	45000	227500	0,09	2250
Оксид углерода	12,5	75	74000	444000	0,63	3700

Машины и механизмы, используемые на нефтебазе, должны иметь исправное электрооборудование, а их выхлопные трубы должны быть оборудованы искрогасителями. Персоналу необходимо иметь средства индивидуальной защиты. Для безопасной эвакуации предусматривается необходимое количество эвакуационных выходов, соответствующие средства коллективной защиты.

Каждый производственный объект, где обслуживающий персонал находится постоянно, необходимо оборудовать круглосуточной телефонной (радиотелефонной) связью с диспетчерским пунктом или руководством участка, цеха, организации.

#### 4. Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности пола (земли)

Работами на высоте считаются работы, выполняемые на высоте 1,5 м от поверхности грунта, перекрытия или рабочего настила, над которым производятся работы с монтажных приспособлений или непосредственно с элементов конструкций, оборудования, машин и механизмов, при их установке, эксплуатации, монтаже и ремонте [65].



Верхолазными работами считаются все работы, когда основным средством предохранения рабочего от падения с высоты при работе и передвижении являются предохранительные пояса..

Выполнение работ на высоте (строительство, монтаж, ремонт, окраска и т.п.) должно быть обеспечено необходимыми исправными оградительными средствами и защитными приспособлениями. При работах на высоте и верхолазных работах работники обеспечиваются защитными касками.

Средства подмачивания должны иметь ровные рабочие настилы с зазором между досками не более 5 мм, а при расположении настила на высоте 1,3 м и более - ограждения и бортовые элементы. Соединения щитов настилов внахлестку допускаются только по их длине, причем концы стыкуемых элементов должны быть расположены на опоре и перекрывать ее не менее чем на 0,2 м в каждую сторону.

Приставные лестницы по конструкции должны быть оборудованы нескользящими опорами. При применении приставные лестницы необходимо ставить в положение под углом 70 - 75° к горизонтальной плоскости. Приставные лестницы допускается применять только на рабочих площадках и для перехода между ярусами лесов. Применение приставных лестниц при работах на высоте, требующих от работника упора, не допускается.

Основные требования к защитным ограждениям для предотвращения падения работающих с высоты приведены в таблице 7.3

Таблица 7.3 – Основные требования к защитным ограждениям для предотвращения падения работающих с высоты [65].

Нормируемая величина	Допустимое значение
Расстояние между узлами защитного ограждения к устойчивым конструкциям здания или сооружения	Не более 6 м
Высота защитного ограждения от уровня его основания до верха горизонтального элемента	Не менее 1,1 м
Расстояние между горизонтальными элементами в вертикальной плоскости	Не более 0,45 м
Высота бортового элемента от уровня основания ограждения	Не менее 0,15 м

При работах на высоте и ремонте высокогабаритного сооружения, если невозможно или нецелесообразно устройство настилов с ограждениями, производить работы следует по наряду-допуску установленной формы.

Согласно [65] погодные условия, при которых не допускается производство некоторых работ на высоте, должны приниматься по СНиП III-4-80. Монтажные и ремонтные рабо-

ты на высоте в открытых местах не допускаются при ветре скоростью 15 м/с и более, гололеде, грозе и тумане, исключающем видимость в пределах фронта работ.

### **7.5 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работающего**

Для снижения влияния воздействия температуры рабочей зоны возможно сокращение продолжительности рабочей смены, прекращение работ в зависимости от погодных условий. В холодное время года работникам, работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, необходимо предоставить перерывы для обогрева в специальных помещениях, которые обязан обеспечить работодатель. Перерывы включаются в рабочее время. В жаркое время года вводят перерывы для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом [59].

Для снижения воздействия шума на работающего необходимо поглощать его источник. Снижению шума способствует смазка трущихся деталей механизма, балансировка вращающихся частей, ремонт и обслуживание оборудования [58]. Для снижения уровня воздействия недостаточной освещенности рабочего места необходимо правильно проектировать искусственное освещение согласно требуемым нормам. Светильники аварийного и эвакуационного освещения должны питаться от независимого источника.

Для снижения вероятности травматизма при работе движущихся машин и механизмов необходимо [59]:

- оградить вращающиеся части механизмов; - проводить своевременно инструктажи по технике безопасности.
- при ремонте должны вывешиваться знаки, оповещающие о проведении ремонтных работ;
- проведение проверки состояния ремней, цепей, тросов и их натяжения; - проведение плановых и внеплановых проверок пусковых и тормозных устройств.

Снижение вероятности поражения электрическим током достигается с помощью следующих мероприятий:

- проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования должны проводиться в соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ), «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок» [62].

Для снижения пожароопасности все производственные, подсобные и жилые помещения должны иметь подъездные пути и не должны располагаться вблизи емкостей с горючими материалами и складов лесоматериалов. Территория должна быть очищена от мусора и не следует допускать замазучивания территории. В целях предотвращения пожара запрещается

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

ется располагать электропроводку в местах ее возможного повреждения подвижными механизмами.

Все пожароопасные объекты на территории должны быть обеспечены средствами пожаротушения.

Для исключения возгорания по причине короткого замыкания в электромеханизмах должны использоваться предохранители. В электросетях необходимо использовать провода с достаточно большим сечением, чтобы исключить возможность возгорания от перегрева.

## 7.6 Экологическая безопасность

При технической эксплуатации железнодорожных цистерн и при обслуживании всех объектов, находящихся на территории нефтебазы, необходимо соблюдать требования по защите окружающей среды, условия землепользования, установленные законодательством по охране природы [70].

### Защита атмосферы

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

Загрязнение атмосферы в период производства работ носит временный обратимый характер. При попадании в атмосферу вредные вещества физико - химически преобразуются, а впоследствии рассеиваются. Предельная допустимая концентрация испарений в нефти составляет не более 10 мг/м<sup>3</sup> [67]. Для снижения уровня загрязнения атмосферы выбросами углеводородов необходимо осуществлять мероприятия по сокращению потерь нефти при эксплуатации резервуара, а также потерь в результате аварийного разлива нефтепровода и выбросов токсичных испарений. Для устранения возможных выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при эксплуатации нефтебазы и технологического оборудования осуществляется комплекс мероприятий:

1. Проверка оборудования на прочность и герметичность;
2. Соблюдение правил эксплуатации;
3. Своевременная замена уплотнений насосов и запорной арматуры.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

### **Защита гидросферы**

Попадание загрязняющих веществ (нефть, нефтепродукты) в сточные воды через трубопроводы при сливе нефтепродуктов из железнодорожных цистерн приводит к загрязнению нефтью и нефтепродуктами, появлению нефтяных пятен, что затрудняет процессы фотосинтеза в воде из-за прекращения доступа солнечных лучей, а также вызывает гибель флоры и фауны. Каждая тонна нефти создает нефтяную пленку на площади до 12 км<sup>2</sup>. Восстановление пораженных экосистем занимает от 10 до 15 лет.

Нефть, попадая в воду, растекается вследствие ее гидрофобности по поверхности, образуя тонкую нефтяную пленку, которая перемещается со скоростью примерно в два раза большей, чем скорость течения воды. При соприкосновении с берегом и прибрежной растительностью нефтяная пленка оседает на них. В процессе распространения по поверхности воды легкие фракции нефти частично испаряются, растворяются, а тяжелые опускаются в толщу воды, оседают на дно и образуют донное загрязнение [68]. Биохимическое окисление нефти сопровождается интенсивным поглощением кислорода воды. В среднем на окисление 1 мг нефти затрачивается от 0,5 до 3,5 мг кислорода.

Для предотвращения загрязнения водоемов и почвы вредными веществами производственно-дождевые сточные воды нефтебаз в обязательном порядке должны очищаться. Необходимая степень очистки должна обосновываться с учетом места сброса сточных вод и установленного норматива предельно допустимого сброса (ПДС) загрязняющего вещества.

### **Защита литосферы**

Общая особенность всех нефтезагрязненных почв – изменение численности и ограничение видового разнообразия микрофауны и микрофлоры. Последствия возникновения нефтяного загрязнения почв носят губительный характер.

Для разных почв процесс восстановления зависит от глубины проникновения продуктов в основание. Например, время реанимации почв достигает 25 лет при концентрации отходов 12 л/м<sup>2</sup>. Временной интервал зависит от типа основания и погодных условий [69].

## **7.7 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Чрезвычайная ситуация – это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, катастрофы, опасного природного процесса, стихийного бедствия, которая приводит к человеческим жертвам, наносит ущерб здоровью населения и природной среде, а также вызывает значительные материальные потери и нарушение условий жизни людей [70].

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

Чрезвычайные ситуации на нефтебазах могут возникнуть по различным причинам, например, паводковые наводнения, лесные пожары, террористические акты, по причинам техногенного характера (аварии) и др.

В вопросе хранения нефти и нефтепродуктов чрезвычайные ситуации могут представлять из себя такие ситуации, как крупные пожары, что влечет за собой экологическое загрязнение и гибель людей. Крупные порывы и выбросы нефти и нефтепродуктов представляют угрозу для экологической обстановки, что вызвано недостаточной герметизацией оборудования. Негерметичность прилегания затворов к стенке, неустойчивость материалов, из которых выполнены затворы к воздействию атмосферных осадков и сернистой нефти, и нефтепродуктов, «прикипание» материала затвора к стенке резервуара при длительном простое, приводит к насыщению газового пространства парами нефтепродуктов и образованию взрывоопасных концентраций.

Основными источниками зажигания на железнодорожных цистернах и резервуарах являются механические искры, разряды статического электричества, самовозгорание пиррофорных отложений, проявление атмосферного электричества, искры электродвигателей и др. Необходимость сосредоточения большого количества огнетушащих средств и техники увеличивает время ликвидации пожаров, при этом сами пенообразователи, в огромном количестве сливаемые в ливневую канализацию, являются опасными для окружающей среды. Опыт показывает, что причина этих пожаров, как правило, целая совокупность обстоятельств, каждое из которых само по себе не способно инициировать крупный пожар, и только их сочетание приводит к серьезным последствиям.

Среди распространенных проблем в системах противопожарной защиты и пожаротушения резервуаров, сливноналивных эстакад, продуктовых насосных станций, зданий и помещений в составе нефтебаз и нефтеперерабатывающих заводов:

- изношенность наружных кольцевых растворопроводов и водопроводов;
- применение заполненных магистральных и распределительных растворопроводов и хранение пенообразователя в растворе;
- низкое качество раствора пенообразователя в сетях, необходимость регулярной замены и утилизации;
- применение устаревших и неэффективных типов генераторов, нестойких к тепловым воздействиям;
- отсутствие возможности комплексных испытаний стационарных систем в условиях действующего производства.

При реконструкции систем безопасности нефтебаз и нефтеперерабатывающих заводов приведение активных систем противопожарной защиты в работоспособное состояние вызывает затруднения. При расширении объектов также возникают вопросы о возможности применения существующих мощностей систем пожаротушения для новых объектов.

Автоматическими установками и системами пенного пожаротушения оснащаются резервуары для наземного хранения легковоспламеняющихся и горючих жидкостей объемом 5000 м<sup>3</sup> и более. Системы состоят из пенной станции с системой хранения и дозирования пенообразователя (СХДП или бак-дозатор) и генераторов пены низкой кратности типа КНП «Вега», подающих огнетушащее вещество на очаг возгорания.

Пенообразователи типа AFFF, AFFF/AR, AFFF/AR LV образуют изолирующую пленку на поверхности нефтепродукта, которая защищает от повторных возгораний и взрывов. Поэтому они используются для эффективного пожаротушения особо опасных промышленных объектов с хранением и обращением ЛВЖ и ГЖ.

СП 155.13130.2014 предписывает защищать сливноналивную железнодорожную эстакаду стационарной (неавтоматической) установкой пенного пожаротушения. В ее состав входит насосная, пенодозаторная с системой хранения и дозирования пенообразователя, система распределенных пенопроводов (не заполненных раствором пенообразователя) и генераторы пены низкой кратности. Для противопожарной защиты сливноналивных железнодорожных эстакад предусматриваются стационарные лафетные стволы (СП 155.13130.2014, п.13.2.8).

Здания, сооружения, помещения складов нефти и нефтепродуктов оснащаются установками автоматического пожаротушения (АУПТ) согласно СП 5.13130.2009.

Предотвращение чрезвычайных ситуаций предусматривает: правовые, организационные, экономические, инженерно-технические, эколого-защитные, санитарно-эпидемиологические и социальные мероприятия, которые обеспечивают наблюдения и контроль состояния окружающей среды и потенциально опасных объектов, прогнозирование и профилактику возникновения источников чрезвычайных ситуаций, подготовку к этим ситуациям [70].

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

### Заключение по разделу

В разделе социальная ответственность были рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности, вопросы производственной и экологической безопасности, а также возможные чрезвычайные ситуации на объектах исследования. Проанализированы вредные и опасные производственные факторы, которые возникают при работе на нефтебазе: сливо-наливные операции и при обслуживании технологических объектов, раскрыты правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности на производстве.

Раздел имеет важное значение, так как железнодорожные цистерны и нефтебазы являются опасными производственными объектами, на которых имеется большой ряд вредных и опасных факторов. Обеспечение безопасности труда является приоритетной задачей руководящих лиц.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

## 8 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

### 8.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Выпускная квалификационная работа по теме «Организационно-техническое обеспечение эксплуатации насосных установок для сифонного слива бензина из железнодорожных цистерн» выполняется в рамках научно-исследовательской работы для организации. Заинтересованными лицами в полученных данных будут являться сотрудники организации.

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование. Для данного проекта целевой рынок – газонедобывающие и транспортирующие компании, такие как АО «Транснефть – Центральная Сибирь», ПАО «Газпром», ПАО «Сургутнефтегаз», ПАО «НК «Лукойл».

Целесообразно выбрать два наиболее значимых критерия: размер компании и отрасль, по которым будет производиться сегментирование рынка.

Для анализа альтернативных способов транспортировки нефти и нефтепродуктов была выбрана оценочная карта. Для оценки конкурентных способов была выбрана шкала от 1 до 5, где:

- 1 – наиболее слабая позиция;
- 2 – ниже среднего, слабая позиция;
- 3 – средняя позиция;
- 4 – выше среднего, сильная позиция;
- 5 – наиболее сильная позиция.

В таблице 8.1 представлен анализ конкурентных технических решений.

Железнодорожный транспорт обозначен как «ЖД», автомобильный транспорт как «Авто», морской как «М».

					Организационно-техническое обеспечение эксплуатации насосных установок для сифонного слива бензина из железнодорожных цистерн			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Метелёва В.О.</i>			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>					96	119
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>				Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8СА		



Таблица 8.1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		ЖД	Авто	М	К <sub>ЖД</sub>	К <sub>Авто</sub>	К <sub>М</sub>
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
Надежность перевозок	0,09	5	4	5	0,45	0,36	0,4
Безопасность перевозок	0,1	4	2	4	0,4	0,2	0,4
Простота эксплуатации	0,09	3	4	2	0,27	0,36	0,18
Объемы перевозок	0,15	4	2	5	0,6	0,3	0,75
Сотрудничество с поставщиками	0,07	4	3	5	0,28	0,21	0,35
Скорость доставки груза	0,1	4	3	5	0,4	0,3	0,5
Зависимость перевозок от погодных условий	0,07	5	2	5	0,35	0,14	0,35
Экологическая безопасность перевозок	0,08	4	3	4	0,32	0,24	0,32
Необходимость специальной сети дорог	0,08	3	3	5	0,24	0,24	0,4
Экономические критерии оценки ресурсоэффективности							
Цена	0,11	2	5	3	0,22	0,55	0,33
Конкурентоспособность	0,06	3	3	5	0,18	0,18	0,3
<b>Итого</b>	<b>1</b>	<b>41</b>	<b>34</b>	<b>48</b>	<b>3,71</b>	<b>3,08</b>	<b>4,33</b>

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \times B_i, \quad (50)$$

где: K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента ;

B<sub>i</sub> – вес показателя (в долях единицы);

B<sub>i</sub> – балл i-го показателя.

Согласно данным, представленным в таблице, можно сделать вывод, что использование морского транспорта для транспортировки нефти и нефтепродуктов является наиболее эффективным и целесообразным. Это обусловлено тем, что морским транспортом можно перевозить достаточно большие объемы грузов за относительно короткое время.

При этом морской транспорт имеет высокие показатели надежности и безопасности грузоперевозок. Его конкурентоспособность находится на отметке высоких показателей,

суммарный балл равен 4,33. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта. Результат первого этапа анализа представлен в таблице 8.2

Таблица 8.2 – Матрица SWOT

<b>Возможности:</b> В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ В2. Появление потенциального спроса на новые разработки В3. Уменьшение значимости или достоинства конкурентных В4. Использование инфраструктуры АО «Транснефть – Центральная Сибирь»	<b>Угрозы:</b> У1. Отсутствие спроса на новые технологии У2. Значимая конкуренция У3. Введения дополнительных государственных требований к сертификации У4. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования со стороны государства	<b>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</b> С1. Экономичность технологии. С2. Экологичность технологии С3. Более свежая информация, которая была использована для разработки технологии. С4. Квалифицированный персонал	<b>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</b> Сл1. Отсутствие прототипа научной разработки Сл2. Отсутствие сертификации Сл3. Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца Сл.4 Отсутствие бюджетного финансирования.
---	---	---	---

Результат второго этапа анализа представлен в таблице 8.3. Факторы помечены знаком «+» – сильное соответствие сильных сторон возможностям, знаком «-» – слабое соответствие; «0» – есть сомнения в том, что поставить «+» или «-».

Таблица 8.3 – Интерактивная матрица проекта

		Сильные стороны проекта			
		С1	С2	С3	С4
Возможности проекта	В1	+	+	+	+
	В2	+	+	+	0
	В3	+	+	-	-
	В4	+	+	+	+
		Сильные стороны проекта			
		С1	С2	С3	С4
Угрозы проекта	У1	-	-	-	+
	У2	-	-	+	+
	У3	0	-	+	-
	У4	0	0	0	0
		Слабые стороны проекта			
		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
Возможности проекта	В1	+	+	-	+
	В2	-	0	-	-
	В3	-	-	-	-
	В4	+	+	-	-
		Слабые стороны проекта			
		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
Угрозы проекта	У1	-	-	+	+
	У2	-	+	-	-
	У3	-	-	-	0
	У4	-	-	0	-

Результат третьего этапа анализа представлен в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – SWOT-анализ

	<p><b>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</b>  С1.Экономичность технологии.  С2.Экологичность технологии  С3. Более свежая информация, которая была использована для разработки технологии.  С4. Квалифицированный персонал</p>	<p><b>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</b>  Сл1. Отсутствие прототипа научной разработки  Сл2. Отсутствие сертификации  Сл3. Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца  Сл.4 Отсутствие бюджетного финансирования.</p>
<p><b>Возможности:</b>  В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ  В2. Появление потенциального спроса на новые разработки  В3. Уменьшение значимости или достоинства конкурентных технологий  В4. Использование инфраструктуры АО «Транснефть Центральная Сибирь»</p>	<p>Экономичность и экологичность технологии, использование более свежей информации в проекте увеличит спрос и конкурентоспособность НИР (В2,В3,С1,С2,С3).  При подключении в работу инновационных структур уменьшается время разработки и появляются дополнительные денежные средства (В1,С4).</p>	<p>Помощь в финансировании проекта и его сертификации могут оказать инновационные инфраструктуры(В1,В4,Сл2,Сл4). Необходимо снизить конкурентоспособность подобных разработок и расширить использование данной НИР во многих компаниях (В3,В4,Сл1,Сл3).</p>
<p><b>Угрозы:</b>  У1. Отсутствие спроса на новые технологии  У2. Значимая конкуренция  У3. Введения дополнительных государственных требований к сертификации  У4. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования со стороны государства</p>	<p>Использование более новой информации, простота и адекватность математической модели позволяют повысить спрос и конкуренцию разработки, что уменьшает влияние финансирования (С1, С2, С3, У1, У2,У4). В силу малой затратности проекта представляется возможность вложения дополнительных денежных средств в другие услуги, такие как сертификация (С4,У3).</p>	<p>Отсутствие прототипа, сертификации научной разработки, невозможность использования в компаниях с традиционными методами обработки нефти приведет к отсутствию спроса и отсутствию конкуренции проекта (У1, У2, Сл1, Сл2, Сл3), а отсутствие финансирования приведет к невозможности получения сертификации (У3, Сл4).</p>

## 8.2 Планирование научно-исследовательской работы

### 8.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Составим перечень этапов работ и распределим исполнителей по данным видам работ (таблица 8.5).

Таблица 8.5 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Подготовительный этап	1	Выбор темы выпускной квалификационной работы	Научный руководитель, студент
	2	Составление календарного плана написания выпускной квалификационной работы	Научный руководитель, студент
	3	Подбор литературы для написания выпускной квалификационной работы	Научный руководитель, студент
Основной этап	4	Изучение, анализ, систематизация информации для выполнения выпускной квалификационной работы	Студент
	5	Написание теоретической части выпускной квалификационной работы	Студент
	6	Подведение промежуточных итогов выпускной квалификационной работы	Научный руководитель, студент
	7	Выполнение практической части выпускной квалификационной работы	Студент
	8	Анализ полученных результатов	Студент
Заключительный этап	9	Подведение итогов выпускной квалификационной работы	Научный руководитель, студент
	10	Оформление расчетно- пояснительной записки выпускной квалификационной работы	Студент

### 8.2.2 Определение трудоемкости выполнения работы

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования. Результаты расчётов представлены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях $T_{pi}$	Длительность работ в календарных днях $T_{ki}$
	$t_{min}$	$t_{max}$	$t_{ожгi}$			
Выбор темы выпускной квалификационной работы	1	3	2	Научный руководитель	2	3
Составление календарного плана написания выпускной квалификационной работы	2	4	2,3	Научный руководитель, студент	1	1
Подбор литературы для написания выпускной квалификационной работы	2	4	2,5	Научный руководитель, студент	1	1
Изучение, анализ, систематизация информации для выполнения выпускной квалификационной работы	10	15	13	Студент	13	19
Написание теоретической части выпускной квалификационной работы	13	19	18	Студент	18	27
Подведение промежуточных итогов выпускной квалификационной работы	1	3	2	Научный руководитель, студент	1	1
Выполнение практической части выпускной квалификационной работы	9	16	14	Студент	14	21
Анализ полученных результатов	2	4	3	Студент	3	4
Подведение итогов выпускной квалификационной работы	2	4	3	Научный руководитель, студент	3	4
Оформление расчетно-пояснительной записки выпускной квалификационной работы	1	3	2	Студент	2	3

### 8.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \times k_{\text{кал}}, \quad (51)$$

где:  $T_{ki}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в календарных днях;

$T_{pi}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$  – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (52)$$

где:  $T_{\text{кал}}$  – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$  – количество выходных дней в году.

$T_{\text{пр}}$  – количество праздничных дней в году.

Коэффициент календарности в 2021 году составил:

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 118} = 1,477$$

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе  $T_{ki}$  необходимо округлить до целого числа. Все рассчитанные значения представлены в таблице.

Построенный календарный план-график показывает, что наиболее продолжительными этапами работы являются: «Написание теоретической части ВКР» (27 дней), «Выполнение практической части ВКР» (21 день) и «Изучение, анализ, систематизация информации для выполнения ВКР» (19 дней). В ходе НИР руководитель темы участвует в работе в течение 7 календарных дней, студент – в течение 84 календарных дней. Общая продолжительность работ в календарных днях составила 84 дня.

Таблица 8.7 – Календарный план-график выполнения ВКР

№ работ	Вид работ	Исполнители	кал. дн.	Продолжительность выполнения работ											
				февраль			март			апрель			май		
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
1	Выбор темы ВКР	Научный руководитель	3	■											
2	Составление календарного плана ВКР	Научный руководитель, студент	1		■										
3	Подбор литературы для написания ВКР	Научный руководитель, студент	1		■										
4	Изучение, анализ, систематизация информации для выполнения ВКР	Студент	19			■	■	■							
5	Написание теоретической части ВКР	Студент	27					■	■	■	■				
6	Подведение промежуточных итогов ВКР	Научный руководитель, студент	1								■				
7	Выполнение практической части ВКР	Студент	21									■	■	■	
8	Анализ полученных результатов	Студент	4											■	
9	Подведение итогов ВКР	Научный руководитель, студент	4											■	■
10	Оформление расчетно-пояснительной записки ВКР	Студент	3												■

■ - Научный руководитель    ■ - Студент

## 8.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

### 8.3.1 Расчет материальных затрат НТИ

Материальные затраты, необходимые для данной разработки, заносятся в таблицу 8.8.

Таблица 8.8 – Материальные затраты

Наименование		Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, (З <sub>м</sub> ), руб.
Бумага	пачка	1	300	300
Картридж	шт.	1	800	800
Ручка	шт.	5	15	75
Карандаш	шт.	3	10	30
Тетрадь	шт.	2	35	70
<b>Итого</b>				<b>1275</b>

### 8.3.2 Основная заработная плата исполнителей темы

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \times M}{F_{\text{л}}}, \quad (54)$$

где:  $Z_{\text{м}}$  – месячный должностной оклад работника, руб.;

$M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб. дня  $M=11,2$  месяца, 5-дневная неделя; при отпуске в 48 раб. дней  $M=10,4$  месяца, 6-дневная неделя;

$F_{\text{л}}$  – действительный годовой фонд рабочего времени и научно-технического персонала, раб. дн.

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{тс}} \times (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \times k_{\text{р}}, \quad (55)$$

где:  $Z_{\text{тс}}$  – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{\text{пр}}$  – премиальный коэффициент;

$k_{\text{д}}$  – коэффициент доплат и надбавок;

$k_{\text{р}}$  – районный коэффициент.

Месячный должностной оклад руководителя темы, руб.:

$$Z_{\text{м}} = 26300 \times (1 + 0,3 + 0,3) \times 1,3 = 54704$$



Месячный должностной оклад инженера (дипломника), руб.:

$$З_m = 17000 \times (1 + 0,2 + 0,2) \times 1,3 = 30940$$

Таблица 8.9 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель темы	Инженер (дипломник)
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней		
- выходные дни	118	118
- праздничные дни	14	14
Потери рабочего времени		
- отпуск	28	28
- невыходы по болезни	15	5
Действительный годовой фонд рабочего времени	190	200

Среднедневная заработная плата научного руководителя, руб.:

$$З_{дн} = \frac{54704 \times 10,4}{190} = 2994,3$$

Среднедневная заработная плата студента, руб.:

$$З_{дн} = \frac{30940 \times 11,2}{200} = 1732,6$$

Рассчитаем рабочее время:

Руководитель: Тр=13 раб.дней

Студент: Тр=67 раб.дней

Основная заработная плата научного руководителя составила:

$$З_{осн} = 2994,3 \times 13 = 38925,9 \text{ руб}$$

Основная заработная плата студента составила:

$$З_{осн} = 1732,6 \times 67 = 116084,2 \text{ руб}$$

Таблица 8.10 – Расчет основной заработной платы научного руководителя и студента

Исполнители	З <sub>те</sub> , руб.	$k_{пр}$	$k_d$	$k_p$	З <sub>м</sub> , руб	З <sub>дн</sub> , руб.	Т <sub>р</sub> , раб. дн.	З <sub>осн</sub> , руб.
Научный руководитель	26300	0,3	0,3	1,3	54704	2994,3	13	
Студент	17000	0,2	0,2	1,3	30940	1732,6	67	
Итого З <sub>осн</sub>								155010,1

### 8.3.3 Дополнительная заработная плата научно-производственного персонала

Коэффициент дополнительной зарплаты составляет 0,12 от основной заработной плат, результат расчета представлен в таблице 8.11.

Таблица 8.11 – Дополнительная заработная плата исполнителей НТИ

Зарплата	Руководитель	Студент
Основная зарплата	38925,9	116084,2
Дополнительная зарплата	4671,1	13930,1
Итого, руб	173611,3	

### 8.3.4 Отчисления на социальные нужды

Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.) составил 30% от заработной платы, результат расчета представлен в таблице 8.12.

### 8.3.5 Накладные расходы

Коэффициент накладных расходов составил 16% от заработной платы, результат расчета представлен в таблице 8.12.

### 8.3.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Таблица 8.12 – Расчет бюджета затрат ВКР

Наименование статьи	Сумма,руб.	Доля от общих затрат, %
1. Материальные затраты НТИ	1275	0,5
2. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	155010,1	60,8
3. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	18601,2	7,3
4. Отчисления на социальные нужды	52083,4	20,4
5. Накладные расходы	27981,8	10,9
6. Бюджет затрат НТИ	254951,5	100

Таким образом, анализ конкурентных технических решений показал, что использование морского транспорта для транспортировки нефти и нефтепродуктов является наиболее эффективным и целесообразным. Это обусловлено тем, что морским транспортом можно перевозить достаточно большие объемы грузов за относительно короткое время. При этом морской транспорт имеет высокие показатели надежности и безопасности грузоперевозок.

Реализация научно-исследовательского проекта состоит из 10 основных этапов, которые составляют структуру научного исследования.

Календарный план-график выполнения ВКР отражает продолжительность этапов: «Написание теоретической части ВКР» (27 дней), «Выполнение практической части ВКР» (21 день) и «Изучение, анализ, систематизация информации для выполнения ВКР» (19 дней). В ходе НИР руководитель темы участвует в работе в течении 7 календарных дней, студент – в течении 84 календарных дней. Общая продолжительность работ в календарных днях составила 84 дня.

Проведенный расчет затрат на НТИ показал, что для его проведения необходимо 254951,5 рубль.

## Заключение

При выполнении ВКР:

- 1) в результате проведенного литературного анализа, представлены основные требования организационно-технического обеспечения при эксплуатации насосных установок для сифонного слива бензина из железнодорожных цистерн с учетом требуемых технологических параметров перекачки жидкой углеводородной среды с высоким давлением насыщенных паров;
- 2) выполнены прочностные расчеты сливного патрубка, параметры которого должны удовлетворять условиям надежной и долговечной эксплуатации технологического трубопровода с выбранным наружным диаметром 89 мм и толщиной стенки 6 мм;
- 3) рассчитаны гидравлические характеристики сливного патрубка, позволившие установить оптимальную скорость слива бензина на линии всасывания в пределах 1,5 м/с с вязкостью продукта 0,7 мм<sup>2</sup>/с;
- 4) для обеспечения условий, требуемого времени опорожнения цистерны и наполнения технологического резервуара светлым нефтепродуктом, выбран насосный агрегат НПВ 300-60 со следующими характеристиками: напор 60 метров, номинальная подача 300 м<sup>3</sup>/ч.

Выполнение выпускной квалификационной работы, позволило закрепить навыки работы с нормативно-технической документацией, навыки самостоятельной работы по поиску необходимой информации и умения проводить технологические расчеты в соответствии с поставленной в ВКР целью исследования.

					Организационно-техническое обеспечение эксплуатации насосных установок для сифонного слива бензина из железнодорожных цистерн				
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>					
<i>Разраб.</i>		<i>Метелёва В.О.</i>			Заключение		<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>						108	119
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>					Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8СА		



13) ГОСТ 15150-69 «Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды» - М.: Стандартиформ, 2010 – 71 с.

14) ГОСТ 1510-84 «Нефть и нефтепродукты маркировка, упаковка, транспортирование и хранение» - М: Стандартиформ, 2010. – 34 с.

15) Железнодорожный транспорт: Энциклопедия / Гл. ред. Н. С. Конарев. — М.: Большая российская энциклопедия, 1994. – 496 с. [Электронный ресурс].URL: [https://www.studmed.ru/konarev-ns-red-zheleznodorozhnyu-transport-enciklopediya\\_37b637480a4.html](https://www.studmed.ru/konarev-ns-red-zheleznodorozhnyu-transport-enciklopediya_37b637480a4.html). (дата обращения 27.02.2022). – Текст: электронный.

16) Автоцистерна. Виды, устройство, характеристики автоцистерн: информационный сайт. [Электронный ресурс]. URL: <https://extxe.com/24313/avtocisterna-vidy-ustrojstvo-harakteristiki-avtocistern/> (дата обращения 27.02.2022). – Текст: электронный.

17) Особенности организации движения нефтеналивного флота: информационный сайт. [Электронный ресурс]. URL: <https://helpiks.org/7-3127.html> (дата обращения 29.02.2022). – Текст: электронный.

18) Правила технической эксплуатации нефтебаз: СКБ "Транснефтеавтоматика" по заказу Главнефтепродукта ГП "Роснефть" 1993 г. [Электронный ресурс]. URL: <https://gendocs.ru/v15455> (дата обращения 29.02.2022). – Текст: электронный.

19) Сливо – наливные операции: информационный сайт. [Электронный ресурс].URL: <https://poznayka.org/s76933t1.html> (дата обращения 29.02.2022). – Текст: электронный.

20) Сливо-наливные устройства для железнодорожного транспорта: Официальный сайт ООО "Роспайп". [Электронный ресурс].URL: <http://ros-pipe.ru/clauses/slivo-nalivnye-ustroystva-dlya-zheleznodorozhnogo-/>(дата обращения 17.02.2022). – Текст: электронный.

21) Приём и отпуск нефтепродуктов: информационный сайт. [Электронный ресурс].URL: <http://proofoil.ru/Plumfilling/Plumfilling12.html> (дата обращения 17.02.2022) . – Текст: электронный.

22) Ремонт электроники оборудования нефтебаз, нефтехранилищ: официальный сайт. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.adsfactory.ru/uslugi/predlozheniya-uslug/oborudovanie-proizvodstvo/tver-remont-elektroniki-oborudovaniya-neftebaz-neftekhranilisch-SRV-14971595194169> (дата обращения 29.02.2022). – Текст: электронный.

23) Устройства для слива и налива железнодорожных цистерн: официальный сайт ПАО «Транснефть». [Электронный ресурс].URL: <https://discoverrussia.interfax.ru/wiki/30/> (дата обращения 26.02.2022). – Текст: электронный.

24) Стальные резервуары вертикальные цилиндрические: официальный сайт. [Электронный ресурс].URL: <https://tdnzrmk.ru/rezervuaryi-vertikalnyie-stalnyie-rvs> (дата обращения 26.02.2022). – Текст: электронный.

25) Установки предназначены для нижнего слива нефти и нефтепродуктов: информационный сайт. [Электронный ресурс].URL: <http://energoarsenal.ru/product/ustrojstva-usn-150-175-200/?add-to-cart=1127> (дата обращения 02.03.2022). – Текст: электронный.

26) Топливо нефтебазы: официальный сайт. [Электронный ресурс].URL: <http://toplivo777.ru/nb-zvezda> (дата обращения 02.03.2022). – Текст: электронный.

27) ГОСТ ISO 17769-1-2014 «Насосы жидкостные и установки». – М.: Стандартинформ, 2015. – 71 с.

28) ГОСТ Р 53675-2009 «Насосы нефтяные для магистральных нефтепроводов». – М.: Стандартинформ, 2010 – 16 с.

29) ГОСТ 12124-87 «Насосы центробежные нефтяные для магистральных трубопроводов» – М.: ИПК Изд-во стандартов, 2003. – 7 с

30) Динамические насосы: информационный сайт. [Электронный ресурс].URL: [https://studopedia.ru/2\\_39275\\_dinamicheskie-nasosi.html](https://studopedia.ru/2_39275_dinamicheskie-nasosi.html) (дата обращения 06.03.2022). – Текст: электронный.

31) Классификация насосов: сайт. [Электронный ресурс]. URL: [http://referatwork.ru/category/matematika/view/148644\\_dinamicheskie\\_nasosy](http://referatwork.ru/category/matematika/view/148644_dinamicheskie_nasosy) (дата обращения 06.03.2022). – Текст: электронный.

32) Привод: сайт. [Электронный ресурс]. URL:<http://inoschool.ru/item/102-mekhanicheskij-privod> (дата обращения 11.03.2022). – Текст: электронный.

33) Насосная установка и ее характеристики: Официальный сайт ООО «Агроводком». [Электронный ресурс]. URL: [http://www.agrovodcom.ru/info\\_nasosnaya\\_ustan.php](http://www.agrovodcom.ru/info_nasosnaya_ustan.php) (дата обращения 17.01.2022). – Текст: электронный.

34) Насосы, применяемые на нефтебазах: официальный сайт ООО "Роспайп". [Электронный ресурс]. URL: <https://ros-pipe.ru/clauses/nasosy-primenyaemye-na-neftebazakh/> (дата обращения 17.03.2022). – Текст: электронный

35) Тугунов П.И., Новоселов В.Ф., Коршак А.А., Шаммазов А.М. «Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов.» Учебное пособие для ВУЗов.- Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2002. – 657 с.

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		111

36) ГОСТ 32388-2013 «Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия». – М.: Стандартинформ, 2016 – 109 с.

37) Вертикальные насосы: Официальный сайт ООО "Интех ПМ". [Электронный ресурс]. URL: <http://intechpm.ru/product/%D0%B2%D0> (дата обращения 13.03.2022). – Текст: электронный

38) Новое насосное оборудование для транспорта нефти и нефтепродуктов: Официальный сайт АО «Гидромашсервис». [Электронный ресурс]. URL: [http://www.hms.ru/reference\\_materials/?ELEMENT\\_ID=11005&SECTION\\_ID=451](http://www.hms.ru/reference_materials/?ELEMENT_ID=11005&SECTION_ID=451) (дата обращения 21.03.2022). – Текст: электронный

39) Нефтяной полупогружной насос: Официальный сайт АО «Гидромашсервис». [Электронный ресурс]. URL: [http://www.hms.ru/pumps\\_catalog/?ELEMENT\\_ID=649](http://www.hms.ru/pumps_catalog/?ELEMENT_ID=649) (дата обращения 21.03.2022). – Текст: электронный

40) Нефтяные насосы: информационный сайт. [Электронный ресурс]. URL: <https://oborud.jofo.me/777895.html> (дата обращения 21.03.2022). – Текст: электронный

41) Насос откачки утечек НОУ: Официальный сайт АО «Гидромашсервис». [Электронный ресурс]. URL: [http://www.hms.ru/pumps\\_catalog/?ELEMENT\\_ID=645&SECTION\\_ID=304](http://www.hms.ru/pumps_catalog/?ELEMENT_ID=645&SECTION_ID=304) (дата обращения 21.03.2022). – Текст: электронный

42) Нефтяные подпорные насосы типа НПВ: Официальный сайт АО «Гидромашсервис». [Электронный ресурс]. URL: [http://www.hms.ru/pumps\\_catalog/?SECTION\\_ID=382&ELEMENT\\_ID=656](http://www.hms.ru/pumps_catalog/?SECTION_ID=382&ELEMENT_ID=656) (дата обращения 23.03.2022). – Текст: электронный

43) Насос НПВ: отраслевой портал «NASOS.info» [Электронный ресурс]. URL: <http://nasos.info/catalog.php?mode=view&id=5433> (дата обращения 23.03.2022). – Текст: электронный

44) ПОТ Р М-021-2002 «Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации нефтебаз, складов гсм, стационарных и передвижных автозаправочных станций». – М.: ЦОТПБСП, 2003. – 118 с.

45) Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 13.04.2021). – Текст: электронный

46) ПБ 09-563-2003. Об утверждении правил промышленной безопасности для нефтеперерабатывающих производств: дата введения 2003–05–29. [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/901865546> (дата обращения 19.04.2022). – Текст: электронный

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		112



47) СНиП 112.13330.2011. Пожарная безопасность зданий и сооружений: дата введения 1998-01-01. [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/871001022> (дата обращения 19.04.2022). – Текст: электронный

48) ППБ-01-03. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации: дата введения 2003–06–18. [Электронный ресурс]. URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_43497/0b93cc757b53bbc86c687d43202078da6ee812d4/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_43497/0b93cc757b53bbc86c687d43202078da6ee812d4/) (дата обращения 30.04.2022). – Текст: электронный

49) Приказ Министерства энергетики Российской Федерации № 6 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электроустановок»: дата введения 2003–01–13. [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/901839683> (дата обращения 30.04.2022). – Текст: электронный

50) Приказ Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации № 903н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок»: дата введения 2020–12–15. [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/573264184> (дата обращения 30.04.2022). – Текст: электронный

51) Постановление Правительства Российской Федерации № 390 «Правила противопожарного режима РФ правительства РФ» : дата введения 2012–04–25 . [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/902344800> (дата обращения 30.04.2022). – Текст: электронный

52) Приказ Министерство труда и социальной защиты Российской Федерации № 915н «Об утверждении правил по охране труда при хранении, транспортировании и реализации нефтепродуктов»: дата введения 2020.12.16. [Электронный ресурс]. URL: <https://normativ.kontur.ru/document?moduleId=1&documentId=380435> (дата обращения 05.05.2022). – Текст: электронный

53) Кузнецов, Е. В. Методы сокращения потерь светлых нефтепродуктов при проведении технологических операций на нефтебазах / Е.В. Кузнецов. – Текст: электронный // ГИАБ: [сайт]. – 2008. [Электронный ресурс]. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/metody-sokrascheniya-poter-svetlyh-nefteproduktov-pri-provedenii-tehnologicheskikh-operatsiy-na-neftebazah> (дата обращения: 05.05.2022). – Текст: электронный

54) Приказ Минтруда России № 182н «Об утверждении профессионального стандарта "Оператор товарный"»: дата введения 2015–03–23. [Электронный ресурс]. URL: <https://legalacts.ru/doc/prikaz-mintruda-rossii-ot-23032015-n-182n/> (дата обращения 05.05.2022). – Текст: электронный

55) Приказ Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации № 420п «Об утверждении профессионального стандарта "Оператор товарный"»: дата введения 2018–06–27. [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/542628901> (дата обращения 05.05.2022). – Текст: электронный

56) ГН 2.2.5.3532-18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны: дата введения 2018–02–13. [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/557235236> (дата обращения 13.05.2022). – Текст: электронный

57) ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности: дата введения 2015-11-01. [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200118606> (дата обращения 13.05.2022). – Текст: электронный

58) СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений: 1996–10–01. [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/901704046> (дата обращения 13.05.2022). – Текст: электронный

59) СНиП 23-05-95\*. Естественное и искусственное освещение: дата введения 1996-01-01. [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/871001026> (дата обращения 13.05.2022). – Текст: электронный

60) ГОСТ 12.2.003 - 91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности: дата введения 1992-01-01. [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/901702428> (дата обращения 13.05.2022). – Текст: электронный

61) ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты: дата введения 2019-01-01. [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200161238> (дата обращения 13.05.2022). – Текст: электронный

62) ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования: дата введения 1978-01-01. [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200270> (дата обращения 13.05.2022). – Текст: электронный

63) ППБО-85. Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности. [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/898902441> (дата обращения 13.05.2022). – Текст: электронный

64) Российская Федерация. Законы. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности: Федеральный закон №131–ФЗ. [Электронный ресурс]. URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_44571/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_44571/) (дата обращения 11.05.2022). – Текст: электронный

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		114

65) ПОТ Р О-112-001-95 Правила по охране труда при эксплуатации нефтебаз и автозаправочных станций: дата введения 2002-05-06. [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/901818915> (дата обращения 18.05.2022). – Текст: электронный

66) ГН 2.2.5.1313–03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/901862250> (дата обращения 18.05.2022). – Текст: электронный

67) Российская Федерация. Законы. Закон об охране окружающей среды: Федеральный закон № 7-ФЗ: [Принят Государственной Думой 10 января 2002 года]. [Электронный ресурс]. URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_34823/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34823/) (дата обращения 11.05.2022). – Текст: электронный

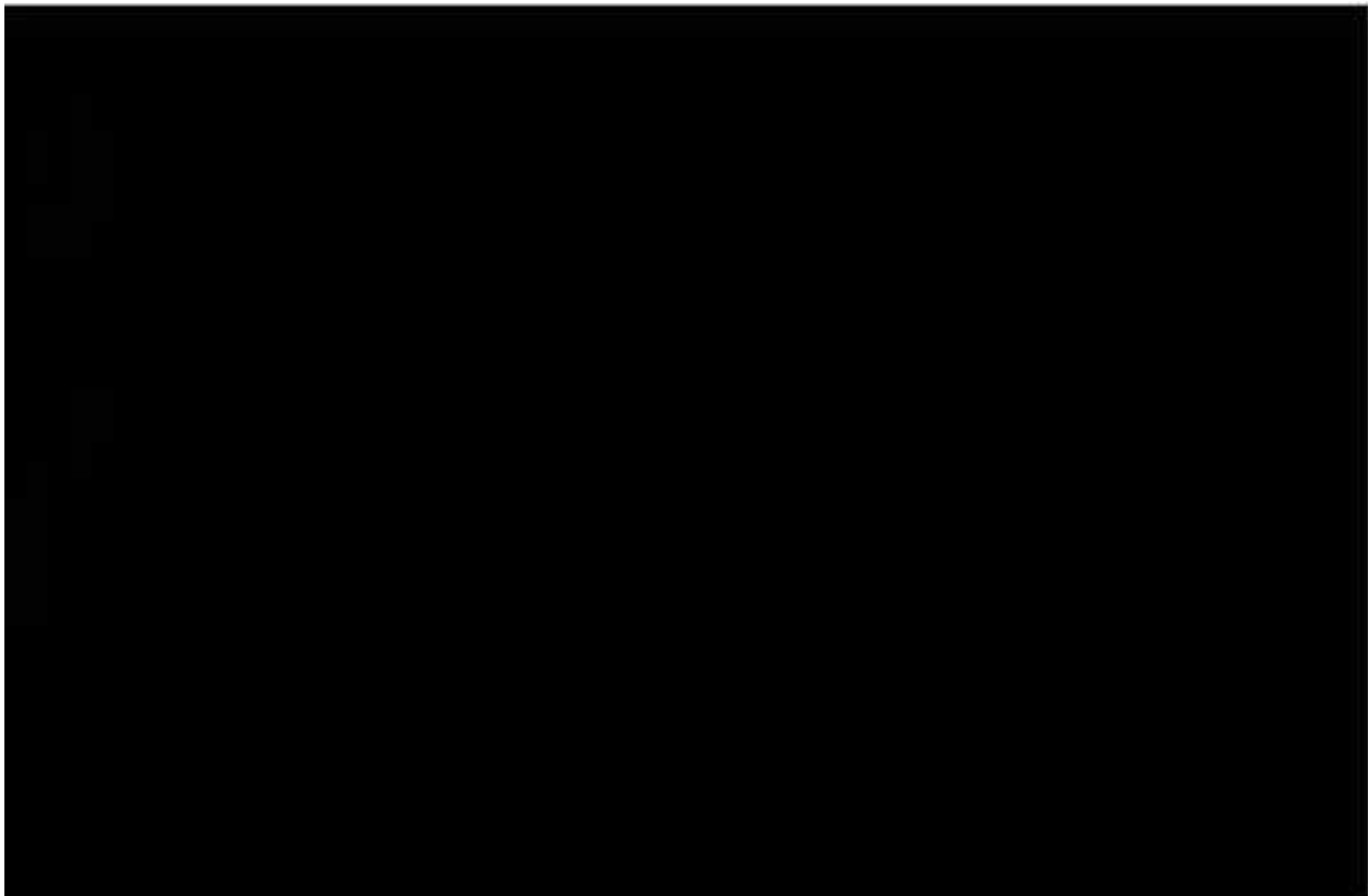
68) ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод: дата введения 1983-01-01. [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200004387> (дата обращения 11.05.2022). – Текст: электронный

69) ГОСТ 17.5.3.04-83. Охрана природы (ССОП). Земли. Общие требования к рекультивации земель (с Изменением N 1): дата введения 1984-07-01. [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200003393> (дата обращения 19.05.2022). – Текст: электронный

70) Российская Федерация. Законы. Закон о защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера: Федеральный закон № 68-ФЗ: [Принят Государственной Думой 11 ноября 1994 года]. [Электронный ресурс]. URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_5295/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_5295/) (дата обращения 19.05.2022). – Текст: электронный

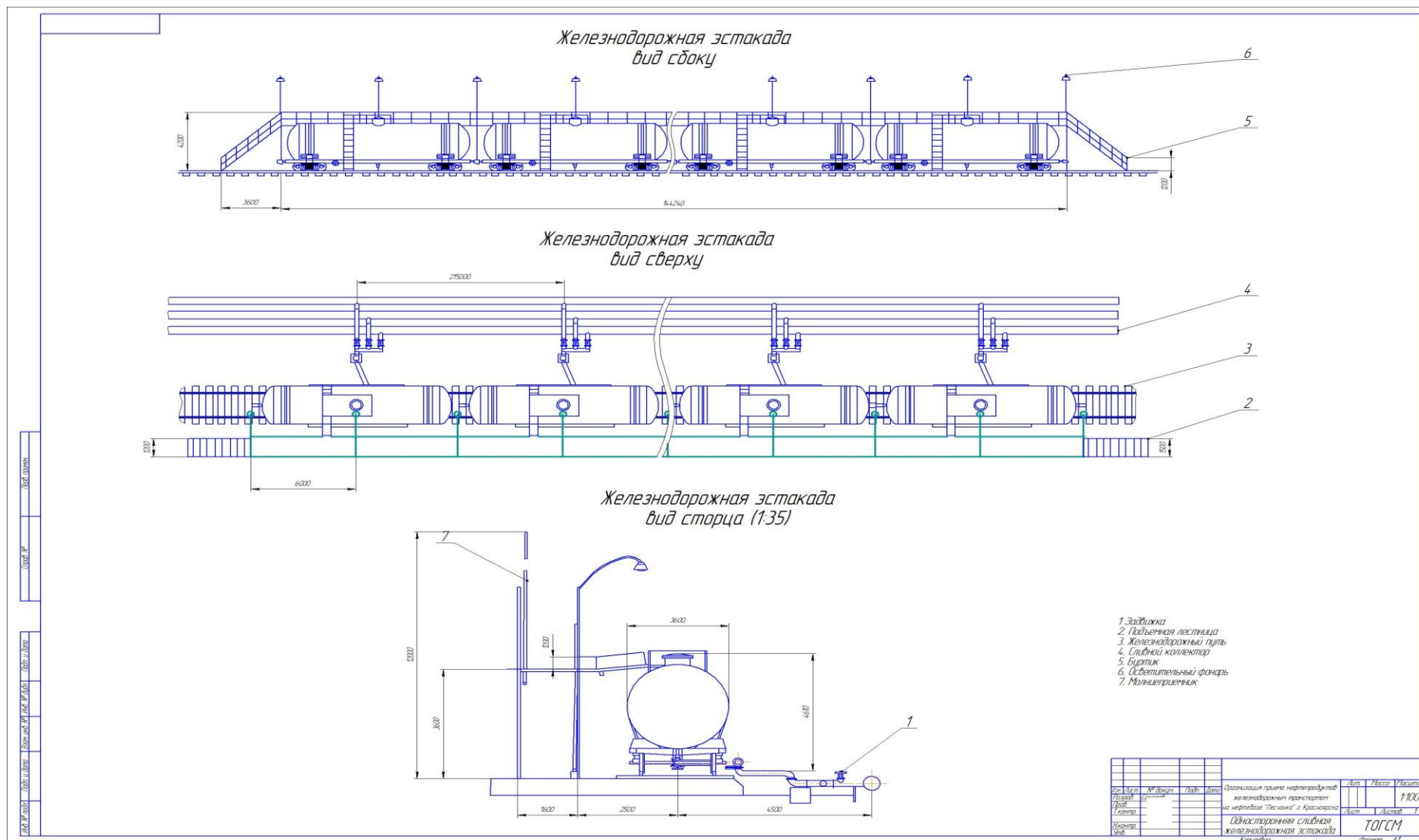
					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		115

**ПРИЛОЖЕНИЕ А**  
**ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА СПРОЕКТИРОВАННОЙ НЕФТЕБАЗЫ**



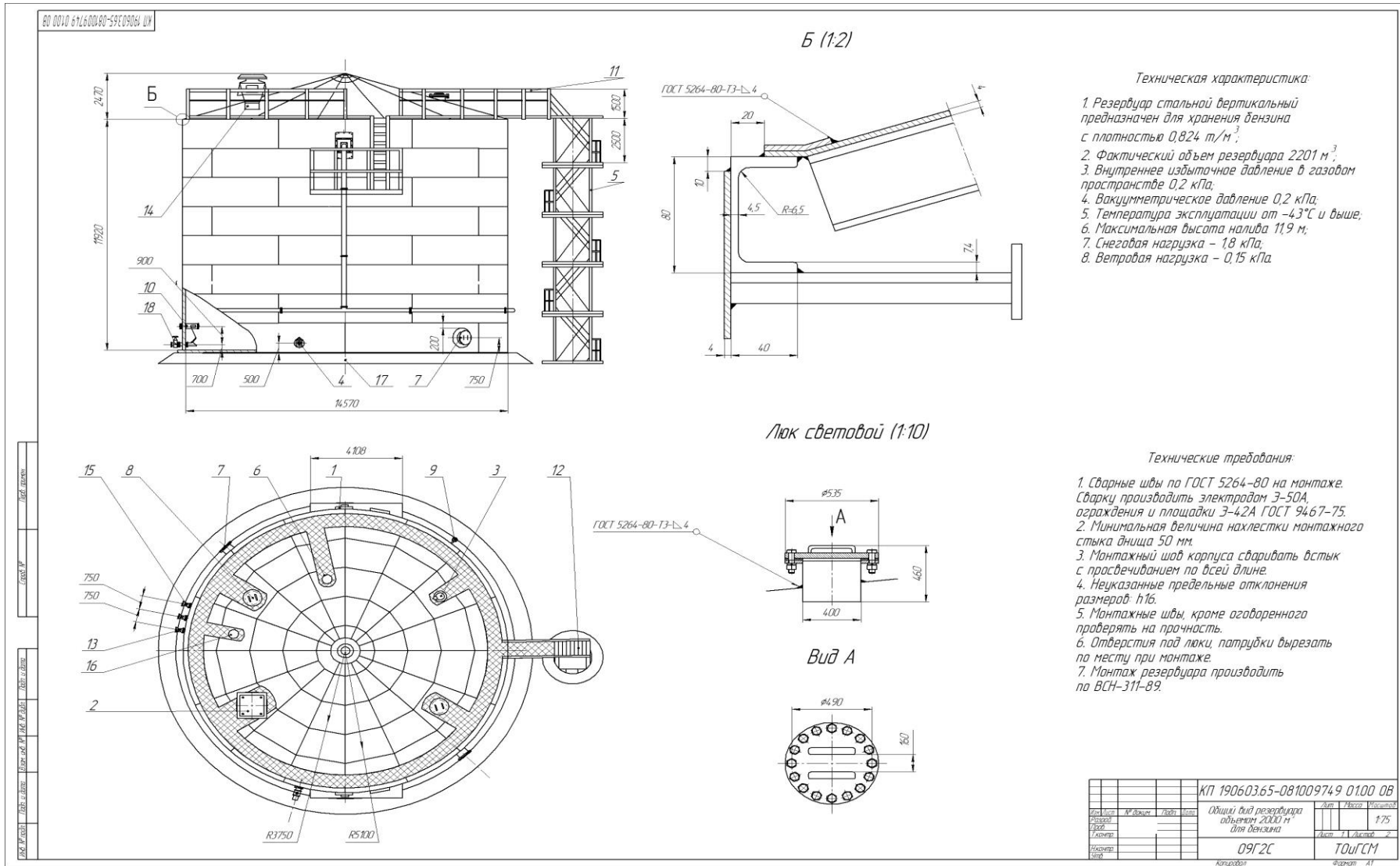
## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНОЙ СЛИВНОЙ ЭСТАКАДЫ

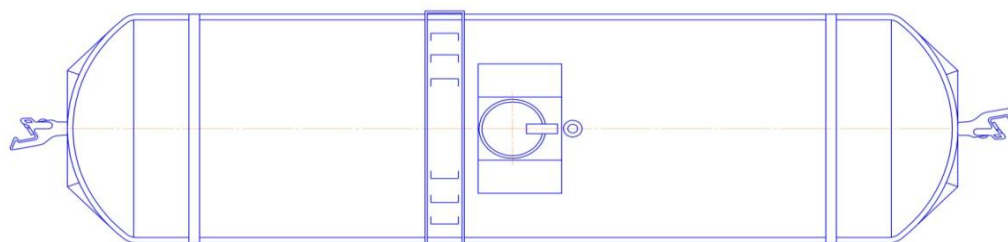
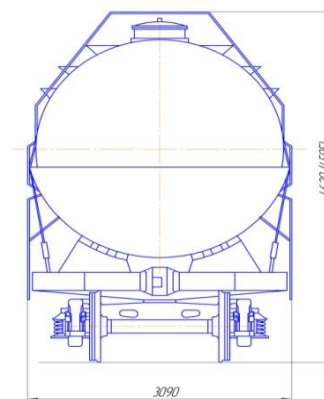
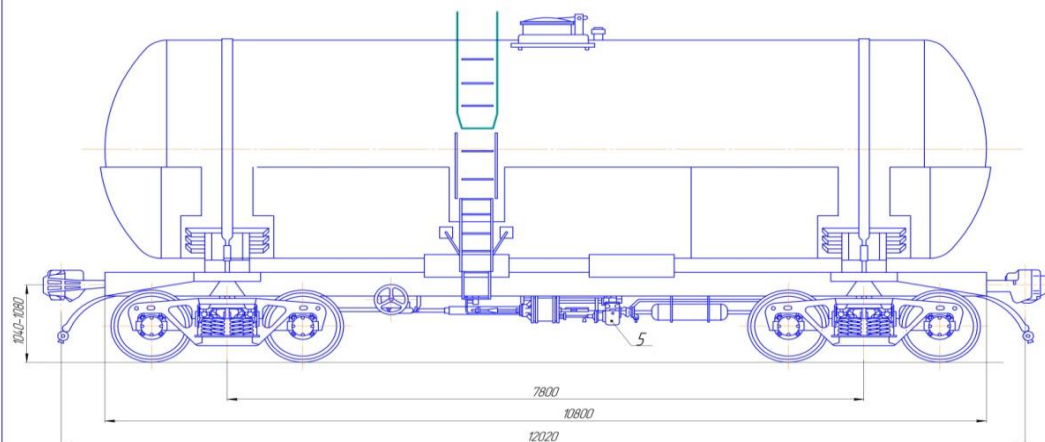


## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА РЕЗЕРВУАРА ВЕРТИКАЛЬНОГО СТАЛЬНОГО ТИПА РВС–2000



## ПРИЛОЖЕНИЕ Г ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНОЙ ЦИСТЕРНЫ



Технические характеристики цистерны модели 15-1566

1 Грузоподъемность, т	67
2 Масса вагона (тарны), т	23,2
3 Статическая осевая нагрузка, кН	224
4 Погодная нагрузка, кН	74
5 Объем котла, м <sup>3</sup>	73,1
6 Конструкционная скорость, км/ч	120
7 Габарит	02-Г
8 Модель тележки	18-100
9 База вагона, мм	7800
10 Длина	
по осям сцепления автосцепок, мм	12020
по концевым балкам, мм	10800
11 Высота от уровня верха головок рельсов	
максимальная, мм	4680
12 Внутренний диаметр котла, м	3000

Изм.	Дата	И.И.	В.В.	Цистерна для	Доп.	Масса	Максимум
Исполн.				вязких нефтепродуктов		1,25	
Исполн.					Доп.	Длина	Г
Исполн.							